



САМАРСКИЙ
ПОЛИТЕХ
Опорный университет



АО «СО ЕЭС»



Российский
Национальный
Комитет

ФСК



ЕЭС



РОССЕТИ



НАДЕЖНАЯ
СМЕНА



VIII Международная молодежная научно-техническая конференция

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ – 2017

2–6 октября



Самара, 2017

МАТЕРИАЛЫ КОНФЕРЕНЦИИ

Том 1

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФГБОУ ВО «САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
АО «СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»
ПАО «ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»
ПАО «РОССЕТИ»
РОССИЙСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ КОМИТЕТ МЕЖДУНАРОДНОГО СОВЕТА ПО
БОЛЬШИМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СИСТЕМАМ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ (РНК СИГРЭ)
БЛАГОТВОРИТЕЛЬНЫЙ ФОНД «НАДЕЖНАЯ СМЕНА»

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ – 2017



**Материалы
VIII Международной молодёжной научно-технической
конференции 02 – 06 октября 2017 года**

Том I

Самара
2017

УДК 621.31
ББК 31.2
Э45

Электроэнергетика глазами молодежи: материалы VIII Международной научно-технической конференции, 02 – 06 октября 2017, Самара. – В 3 т. Т 1. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – 436 с.

В первый том сборника трудов включены доклады, принятые программным комитетом конференции, в которых отражены результаты исследований по основным научным направлениям секций «Основное технологическое оборудование электростанций»: оборудование тепловых электростанций, оборудование гидроэлектростанций, оборудование атомных электростанций; «Основное оборудование электрических сетей и систем»: высоковольтные линии электропередачи переменного и постоянного тока, силовые и измерительные трансформаторы, устройства компенсации реактивной мощности, коммутационное оборудование, распределительные устройства станций и подстанций, ТОиР и диагностирование основного электротехнического оборудования; «Релейная защита и автоматика энергосистем»: релейная защита, вопросы эксплуатации и технического обслуживания устройств РЗА, сетевая автоматика, регистрация аварийных событий и процессов, стандарт МЭК 61850, цифровая подстанция. В работе конференции приняли участие инженеры, ученые и специалисты отраслевых научно-исследовательских, проектных, эксплуатационных электроэнергетических организаций и компаний, а также академических институтов и высших учебных заведений России и других стран. Материалы сборника предназначены для научных работников и специалистов в сфере энергетики.

ISBN 978-5-7964-2030-0
ISBN 978-5-7964-2031-7

Ответственный редактор:

Е.М. Шишков, к.т.н., заместитель директора по науке, информатизации и инновациям филиала ФГБОУ ВО «СамГТУ» в г. Новокуйбышевске.

Редакционная группа: И.А. Москвин, Я.В. Макаров.

Рецензенты:

А.С. Добросотских, старший преподаватель кафедры «Электрические станции» ФГБОУ ВО «СамГТУ»;
Ю.Б. Платонов, начальник Службы краткосрочного и оперативного планирования режимов Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги;
Л.М. Инаходова, к.т.н., заведующий кафедрой «Электроэнергетика, электротехника и автоматизация технологических процессов» филиала ФГБОУ ВО «СамГТУ» в г. Новокуйбышевске.
Е.А. Кротков, к.т.н., доцент кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы» ФГБОУ ВО «СамГТУ»;
А.В. Гудков, к.т.н., старший преподаватель кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы» ФГБОУ ВО «СамГТУ»;
А.Ю. Хренников, д.т.н., главный научный сотрудник Дирекции электрооборудования и ЛЭП ПАО «Научно-технический Центр Федеральной сетевой компании ЕЭС»;
А.Г. Сорокин, к.т.н., доцент кафедры «Теоретическая и общая электротехника» ФГБОУ ВО «СамГТУ»;
Я.В. Макаров, старший преподаватель кафедры «Электрические станции» ФГБОУ ВО «СамГТУ»;
Н.А. Латышев, заместитель главного инженера по эксплуатации основного оборудования филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Волги;
В.В. Вахнина, д.т.н., заведующий кафедрой «Электроснабжение и электротехника» ФГБОУ ВО «ТГУ»;
Г.С. Нудельман, к.т.н., заведующий кафедрой «Теоретические основы электротехники и релейная защита» ФГБОУ ВО «ЧГУ им. И.Н. Ульянова»;
Л.С. Ерошкин, ведущий специалист Группы кадрового резерва Службы управления персоналом филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги;
Е.Н. Иванов, начальник Службы релейной защиты и автоматики Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги.

ISBN 978-5-7964-2030-0
ISBN 978-5-7964-2031-7

© Министерство образования и науки Российской Федерации, 2017
© ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», 2017
© Авторы, 2017

Организаторы конференции



ФГБОУ ВО «Самарский
государственный
технический университет»



АО «Системный
оператор Единой
энергетической системы»



Российский национальный
комитет Международного
Совета по большим
электрическим системам
высокого напряжения
(РНК СИГРЭ)



ПАО «Федеральная сетевая
компания Единой
энергетической системы»



ПАО «Россети»



Благотворительный фонд
«Надежная смена»

При поддержке



Министерства энергетики Российской
Федерации



Министерства образования и науки
Российской Федерации

Информационные партнёры конференции



Журнал «Электроэнергия.
Передача и распределение»



Журнал
«Энергия единой сети»



Журнал «Электрические
станции»



Журнал «Вестник СамГТУ»



Журнал «Вестник КГЭУ»



Журнал «ИВУЗ. Проблемы
энергетики»



Журнал «Вести в
электроэнергетике»



Журнал
«Промышленная энергетика»



Журнал «Энергетик»

ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ КОМИТЕТ

СОПРЕДСЕДАТЕЛИ:

Быков Д.Е., ректор ФГБОУ ВО «СамГТУ», д.т.н. (Самара)

Вашкевич В.Ф., генеральный директор филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Волги (Самара)

Громов О.А., генеральный директор Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги (Самара)

Ерохин П.М., советник директора АО «СО ЕЭС», д.т.н. (Москва)

Очайкин Д.В., заместитель генерального директора по экономике и финансам филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Волги (Самара)

Ожегина Н.К., заместитель Председателя Правления ПАО «ФСК ЕЭС», к.ю.н. (Москва)

Чеклецова С.П., директор по управлению персоналом АО «СО ЕЭС» (Москва)

ЧЛЕНЫ ОРГАНИЗАЦИОННОГО КОМИТЕТА:

Васенева С.А., ведущий специалист Отдела протокола Департамента международного сотрудничества и протокола АО «СО ЕЭС» (Москва)

Ведерников А.С., декан Электротехнического факультета ФГБОУ ВО «СамГТУ», к.т.н. (Самара)

Власюк Е.В., начальник Службы управления персоналом Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги (Самара)

Егоров А.О., доцент кафедры АЭС УрФУ им. Первого Президента Б.Н. Ельцина, Председатель Межвузовского Методического Совета по Энергетике (ММСЭ), к.т.н. (Екатеринбург)

Королев А.С., директор Фонда «Надежная смена» (Москва)

Куликов Ю.А., ведущий эксперт отдела административных сервисов Филиал АО «СО ЕЭС» Центр сервисного обеспечения, к.т.н. (Москва)

Николова Е.А., руководитель Центра подготовки персонала ПАО «ФСК ЕЭС» (Москва)

Савицкая Е.В., начальник Отдела протокола Департамента международного сотрудничества и протокола АО «СО ЕЭС» (Москва)

Шарыпанов П.О., начальник Департамента управления персоналом АО «СО ЕЭС» (Москва)

Шишков Е.М., заместитель директора по науке, информатизации и инновациям филиала

ФГБОУ ВО «СамГТУ» в г. Новокуйбышевске, к.т.н. (Новокуйбышевск)

Шутенко А.А., заместитель начальника Департамента управления персоналом АО «СО ЕЭС» (Москва)

ОТВЕТСТВЕННЫЙ СЕКРЕТАРЬ:

Макаров Я.В., ассистент кафедры «Электрические станции» ФГБОУ ВО «СамГТУ» (Самара)

ПРОГРАММНЫЙ КОМИТЕТ

СОПРЕДСЕДАТЕЛИ:

Аюев Б.И., Председатель Правления АО «СО ЕЭС», д.т.н. (Москва)

Гольдштейн В.Г., профессор кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы» ФГБОУ ВО «СамГТУ», д.т.н.(Самара)

Муров А.Е., Председатель Правления ПАО «ФСК ЕЭС», Председатель РНК СИГРЭ, д.э.н. (Москва)

ЧЛЕНЫ ПРОГРАММНОГО КОМИТЕТА:

Абакумов А.М., профессор кафедры «Электромеханика и автомобильное электрооборудование» ФГБОУ ВО «СамГТУ», д.т.н. (Самара)

Антонов А.В., начальник центра высоковольтной преобразовательной техники АО «НТЦ ФСК ЕЭС» (Москва)

Артюхов И.И., профессор кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» ФГБОУ ВО «СГТУ имени Гагарина Ю.А.», д.т.н. (Саратов)

Бартоломей П.И., профессор кафедры «Автоматизированные электрические системы» ФГАОУ ВО «УрФУ им. первого Президента России Б.Н. Ельцина», д.т.н. (Екатеринбург)

Бондаренко А.Ф., советник директора АО «СО ЕЭС» (Москва)

Будовский В.П., заместитель руководителя Центра тренажерной подготовки персонала АО «СО ЕЭС», д.т.н. (Москва)

Вахнина В.В., заведующая кафедрой «Электроснабжение и электротехника» ФГБОУ ВО «ТГУ», д.т.н. (Тольятти)

Ведерников А.С., декан Электротехнического факультета ФГБОУ ВО «СамГТУ», к.т.н. (Самара)

Вессарт В.В., начальник отдела оптимизации режимов и общесистемных задач Службы электрических режимов Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада, к.т.н. (Санкт-Петербург)

Власюк Е.В., начальник Службы управления персоналом Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги (Самара)

Володин Е.А., исполнительный директор Центра энергосбережения и сертификации ФГБОУ ВО «СамГТУ» (Самара)

Воропай Н.И., член-корреспондент РАН, зав. кафедры «Электроснабжение и электротехника» ФГБОУ ВО «ИРНИТУ», д.т.н. (Иркутск)

Габдушев Р.Ж., доцент кафедры «Теоретические основы теплотехники и гидромеханика» ФГБОУ ВО «СамГТУ», к.т.н. (Самара)

Голговских А.В., декан электротехнического факультета ФГБОУ ВО «ВятГУ», к.т.н. (Киров)

Гольдштейн М.Е., заведующий кафедрой «Электрические станции, сети и системы» ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)», к.т.н. (Челябинск)

Губаев Д.Ф., проректор по интеграции с производством, заведующий кафедрой «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем» ФГБОУ ВПО «КГЭУ», к.т.н. (Казань)

Губанов Н.Г., декан Факультета автоматики и информационных технологий ФГБОУ ВО «СамГТУ», к.т.н. (Самара)

Гусев А.С., профессор кафедры «Электроэнергетические системы» ФГБОУ ВО «ТПУ», д.т.н. (Томск)

Давыдов Е.Ю., начальник департамента энергоэффективных технологий в энергетике АО «НТЦ ФСК ЕЭС» (Москва)

Деревянов М.Ю., руководитель Регионального учебно-научного центра энергетической эффективности Самарской области, к.т.н. (Самара)

Доронин Д.В., начальник отдела эксплуатации и диагностики ПС филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Волги (Самара)

Ерохин П.М., советник директора АО «СО ЕЭС», д.т.н. (Москва)

Жуков А.В., заместитель директора по управлению режимами ЕЭС АО «СО ЕЭС», к.т.н. (Москва)

Зайцев М.А., заместитель главного инженера филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Самарское ПМЭС (Самара)

Зимин Л.С., профессор кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» ФГБОУ ВО «СамГТУ», д.т.н. (Самара)

Ивановский Д.А., ведущий эксперт ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС» (Москва)

Ильина Л.А., декан инженерно-экономического факультета, заведующая кафедрой «Экономика промышленности и производственный менеджмент» ФГБОУ ВО «СамГТУ», д.э.н. (Самара)

Илюшин П.В., заместитель Генерального директора – Главный инспектор ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС» к.т.н. (Москва)

Козловский В. Н., заведующий кафедрой «Теоретическая и общая электротехника» ФГБОУ ВО «СамГТУ», профессор, д.т.н. (Самара)

Кононов Ю.Г., директор Института электроэнергетики, электроники и нанотехнологий, заведующий кафедрой «Автоматизированные электроэнергетические системы и электроснабжение» ФГАОУ ВО «СКФУ», д.т.н. (Ставрополь)

Косоруков В.А., начальник службы РЗА филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Волги (Самара)

Кудинов А.А., заведующий кафедрой «Тепловые электрические станции» ФГБОУ ВО «СамГТУ», д.т.н. (Самара)

Кузнецов А.В., профессор кафедры «Электроснабжение» ФГБОУ ВО «УлГТУ», д.т.н. (Ульяновск)

Кубарьков Ю.П., профессор кафедры «Электрические станции» ФГБОУ ВО «СамГТУ», д.т.н. (Самара).

Куликов Ю.А., ведущий эксперт отдела административных сервисов Филиал АО «СО ЕЭС» Центр сервисного обеспечения, к.т.н. (Москва)

Курочкин С.А., заведующий лабораторией центра по испытаниям и сертификации АО «НТЦ ФСК ЕЭС» (Москва)

Кушулинская С.С., начальник отдела дирекции по управлению проектами АО «НТЦ ФСК ЕЭС» (Москва)

Латышев Н.А., заместитель главного инженера по эксплуатации основного оборудования филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Волги (Самара)

Лоскутов А.Б., заведующий кафедрой «Электроэнергетика, электроснабжение и силовая электроника», ФГБОУ ВПО «НГТУ», д.т.н. (Нижний Новгород)

Лебедев В.Д., заведующий кафедрой «Автоматическое управление электроэнергетическими системами» ФГБОУ ВО «ИГЭУ», к.т.н. (Иваново)

Лысов В.Е., профессор кафедры «Электропривод и промышленная автоматика» ФГБОУ ВО «СамГТУ», д.т.н. (Самара)

Ляхомский А.В., заведующий кафедрой «Энергетики и энергоэффективности горной промышленности», НИТУ «МИСиС», д.т.н. (Москва)

Макаричев Ю.А., заведующий кафедрой «Электромеханика и автомобильное электрооборудование» ФГБОУ ВО «СамГТУ», д.т.н. (Самара)

Мандра А.Г. доцент кафедры «Автоматика и управление в технических системах» ФГБОУ ВО «СамГТУ», к.т.н. (Самара)

Маргулис С.М., заведующий кафедрой «Электрические станции» ФГБОУ ВО «КГЭУ», к.т.н. (Казань)

Митрофанов С.В., декан электроэнергетического факультета ФГБОУ ВО «ОГУ имени И.С. Тургенева», к.т.н. (Оренбург)

Мурзин А.Ю., заведующий кафедрой «Электрические системы» ФГБОУ ВО «ИГЭУ», к.т.н. (Иваново)

Нагай В.И., заведующий кафедрой «Электрические станции и электроэнергетические системы» ФГБОУ ВПО «ЮРГПУ (НПИ)», д.т.н. (Новочеркасск)

Назарычев А.Н., ректор ФГАОУ ДПО «ПЭИПК», д.т.н. (Санкт-Петербург)

Новиков Н.Л., заместитель научного руководителя Отдела обеспечения НТС и научно-технической информации АО «НТЦ ФСК ЕЭС» (Москва)

Нудельман Г.С., заведующий кафедрой «Теоретические основы электротехники и релейная защита» ФГБОУ ВО «ЧГУ им. И.Н. Ульянова», к.т.н. (Чебоксары)

Нурбосынов Д.Н., профессор кафедры «Электроэнергетика» ГБОУ ВО «АГНИ», д.т.н. (Альметьевск)

Паздерин А.В., заведующий кафедрой «Автоматизированные электрические системы» ФГАОУ ВО «УрФУ им. первого Президента России Б.Н. Ельцина», д.т.н. (Екатеринбург)

Панасюк В.Н., доцент кафедры «Электроснабжение, электрооборудования и автоматики» Военный институт (инженерно-технический) «ВА МТО», к.т.н. (Санкт-Петербург)

Паринов И.А., заместитель начальника департамента энергоэффективных технологий АО «НТЦ ФСК ЕЭС» (Москва)

Полищук В.И., доцент кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» ФГБОУ ВО «СамГТУ», д.т.н. (Самара)

Попов С.Г., заместитель начальника центра – начальник отдела разработки технологии «Цифровая подстанция» АО «НТЦ ФСК ЕЭС» (Москва)

Преин Д.Н., главный специалист отдела разработки технических условий и развития сети службы стратегического развития сети и технологического присоединения филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Волги (Самара)

Прохоров А.В., доцент кафедры «Электроэнергетические системы», заместитель директора по учебной работе Энергетического института НИ ТПУ, к.т.н. (Томск)

Пушкарный Я.В., директор по ИТС – начальник службы эксплуатации информационных систем и систем связи филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Волги (Самара)

Сетин С.П., директор Самарского представительства ЗАО «Хоневелл», к.т.н. (Самара)

Складчиков А.А., главный специалист ПС 500 кВ Красноармейская филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Самарское ПМЭС, к.т.н. (Самара)

Смирнов Ю.Н., проректор по информатизации ФГБОУ ВО «КГЭУ», канд. физ.-мат. наук (Казань)

Соколов С.Е., профессор кафедры «Электрические станции, сети и системы» Алма-Атинского университета энергетики и связи, д.т.н. (Алма-Ата)

Сошинов А.Г., заведующий кафедрой «Электроснабжение промышленных предприятий», заместитель директора по учебной работе КТИ (филиала) ВолгГТУ, к.т.н. (Камышин)

Сорокин Д.В., начальник ЦСИР АО «НТЦ ФСК ЕЭС» (Москва)

Стариков А. В., заведующий кафедрой «Электропривод и промышленная автоматика» ФГБОУ ВО «СамГТУ», д.т.н.(Самара)

Степанов В.П., заведующий кафедрой «Автоматизированные электроэнергетические системы» ФГБОУ ВО «СамГТУ», д.т.н.(Самара)

Сулайманов А.О., заведующий научно-исследовательской лабораторией «Моделирование электроэнергетических систем» ФГАОУ ВО «НИ ТПУ», к.т.н. (Томск)

Суслов К.В., профессор кафедры «Электроснабжение и электротехника» ФГБОУ ВО «ИРНИТУ», к.т.н. (Иркутск)

Суслова О.В., ведущий научный сотрудник ОАО «НТЦ ЕЭС», руководитель Подкомитета РНК СИГРЭ В4, к.т.н. (Санкт-Петербург)

Таджибаев А.И., заведующий кафедрой «Диагностика энергетического оборудования» ФГАОУ ДПО «ПЭИПК», д.т.н. (Санкт-Петербург)

Титков В.В., заведующий кафедрой «Техника высоких напряжений, электроизоляционная и кабельная техника» ФГАОУ ВО «СПбПУ», д.т.н. (Санкт-Петербург)

Точилкин В.Г., ведущий эксперт дирекции по управлению проектами АО «НТЦ ФСК ЕЭС» (Москва)

Трубицин К.В., декан Теплоэнергетического факультета ФГБОУ ВО «СамГТУ», к.т.н. (Самара)

Угаров Г.Г., профессор кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» ФГБОУ ВО «СГТУ имени Гагарина Ю.А.», д.т.н. (Саратов)

Федотов А.И., профессор кафедры «Электроэнергетические системы и сети» ФГБОУ ВПО «КГЭУ», д.т.н. (Казань)

Федчишин В.В., декан Энергетического факультета, заведующий кафедрой «Электрические станции, сети и системы» ФГБОУ ВО «ИРНИТУ», к.т.н. (Иркутск)

Фишов А.Г., заведующий кафедрой «Автоматизированные электроэнергетические системы» ФГБОУ ВО «НГТУ», д.т.н. (Новосибирск)

Хамитов Р.Н., профессор кафедры «Электротехника» ФГБОУ ВПО «ОмГТУ», д.т.н. (Омск)

Хренников А.Ю., главный научный сотрудник Дирекции электрооборудования и ЛЭП ОАО "Научно-технический Центр Федеральной сетевой компании ЕЭС", д.т.н. (Москва)

Черепанов А.О., начальник службы стратегического развития сети и технологического присоединения филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Волги (Самара)

Черепанов В.В., профессор кафедры «Электроснабжение» ФГБОУ ВО «ВятГУ», д.т.н. (Киров)

Чирков В.В., начальник головного ЦУС филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Волги (Самара)

Шишков Е.М., заместитель директора по науке, информатизации и инновациям филиала ФГБОУ ВО «СамГТУ» в г. Новокуйбышевске, к.т.н. (Новокуйбышевск)

Щелоков А.И., заведующий кафедрой «Промышленная теплоэнергетика» ФГБОУ ВО «СамГТУ», д.т.н. (Самара)

Michal Kolcun, Dr.h.c Prof. Ing. PhD Technical University of Kosice

Petrovskiy A.V. Reader in Computational System «School of Computing Science and Digital Media» RGU (Robert Gordon University, Aberdeen) PhD (Great Britain)

История проведения конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи»



Восьмая конференция в 2017 году проходит в стенах Самарского государственного технического университета.



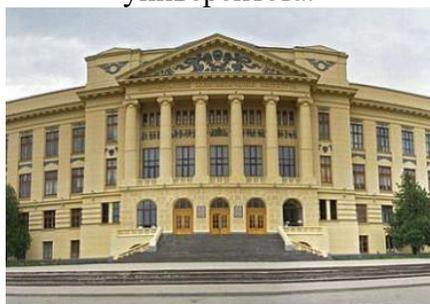
Седьмая конференция прошла в 2016 году на базе Казанского государственного энергетического университета.



Шестая конференция прошла в 2015 году на базе Ивановского государственного энергетического университета.



Пятая конференция прошла в 2014 году на базе Национального исследовательского Томского политехнического университета.



Четвертая конференция организована и проведена на базе Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ).



Третья конференция в 2012 году вновь состоялась в Уральском федеральном университете.



Вторая конференция прошла в 2011 году на базе Самарского государственного технического университета.



Первая конференция состоялась в 2010 году на базе Уральского государственного технического университета - Уральского политехнического института

**ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО
МИНИСТРА ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

АЛЕКСАНДРА ВАЛЕНТИНОВИЧА НОВАКА

**УЧАСТНИКАМ МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
«ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ – 2017»**



Уважаемые коллеги!

Приветствую вас от имени Министерства энергетики Российской Федерации и поздравляю с открытием VIII Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи – 2017».

Привлечение талантливой молодежи к участию в отраслевых образовательных мероприятиях занимает значительное место в молодежной политике Министерства энергетики Российской Федерации. Основная цель подобных мероприятий – раскрытие и дальнейшее развитие творческого потенциала молодых людей, повышение интереса к выбранной профессии и научно-исследовательской деятельности.

Конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» уже в восьмой раз объединяет талантливых и активных студентов, аспирантов, молодых ученых, специалистов энергетических компаний со всей страны. Участие в подобных мероприятиях дает возможность развивать навыки исследовательской работы, совершенствовать умение представлять свой проект, обсуждать результаты научных изысканий с профессиональным сообществом и намечать дальнейшие пути их развития.

Организаторы мероприятия способствуют формированию надежной смены будущих профессионалов и вносят значительный вклад в укрепление кадрового потенциала электроэнергетической отрасли.

Желаю всем участникам конференции «Электроэнергетика глазами молодежи – 2017» плодотворных дискуссий и ярких творческих решений!

*Министр энергетики
Российской Федерации*

А.В. Новак

**ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО
ЗАМЕСТИТЕЛЯ МИНИСТРА ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

ГРИГОРИЯ ВЛАДИМИРОВИЧА ТРУБНИКОВА

**УЧАСТНИКАМ МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ
КОНФЕРЕНЦИИ «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ – 2017»**



Уважаемые коллеги!

От имени Министерства образования и науки Российской Федерации приветствую вас на VIII Международной молодёжной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи – 2017».

Проведение конференции способствует повышению интереса студентов, аспирантов, молодых ученых, специалистов отраслевых компаний к научной деятельности, что положительно отражается на уровне профессиональной подготовки специалистов топливно-энергетического комплекса страны.

Восьмой год подряд «Электроэнергетика глазами молодежи» объединяет талантливых молодых людей со всей страны и предоставляет им возможность поделиться плодами своих научных исследований, обсудить новейшие результаты и практические достижения в области электроэнергетики.

Уверен, что общение в рамках конференции будет способствовать раскрытию потенциала молодых специалистов отрасли, поиску новых идей и решений, а также укреплению партнёрских отношений между университетами и крупнейшими отраслевыми компаниями.

Желаю участникам конференции содержательных дискуссий, плодотворной работы и успехов!

*Заместитель Министра образования и
науки Российской Федерации*

Г.В. Трубников

**ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО
ПРЕДСЕДАТЕЛЯ ПРАВЛЕНИЯ АО «СО ЕЭС»**

БОРИСА ИЛЬИЧА АЮЕВА

**УЧАСТНИКАМ МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ
КОНФЕРЕНЦИИ «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ – 2017»**



Уважаемые коллеги, поздравляю вас с открытием VIII Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи»!

Конференция стала традиционной площадкой для привлечения молодых работников, студентов и аспирантов к научно-исследовательской деятельности, обсуждения ими результатов новейших научных исследований и практических достижений в области электроэнергетики, развития и укрепления связей между вузами и энергокомпаниями. С каждым годом увеличивается число участников мероприятия, повышается уровень представленных работ, растет интерес к конференции со стороны профильных вузов и компаний отрасли.

Положительной тенденцией последних лет является то, что участники конференции пытаются все глубже разобраться в вопросах функционирования Единой энергосистемы России. Молодые исследователи внимательно собирают информацию, вдумчиво её анализируют, расширяют свои познания в классических областях физики, электротехники, информационных технологий – того, что составляет технологическую основу энергосистемы. С каждым годом заметно растет интерес участников конференции к сфере управления электроэнергетическими режимами, что подтверждает качество и разнообразие проводимых исследований. В этом году в программе конференции заявлены работы по вопросам установившихся режимов, переходных режимов и их мониторинга, планирования электроэнергетических режимов, режимной и противоаварийной автоматики энергосистем, ликвидации аварий в энергосистемах.

Мы всегда с большим вниманием относимся к подобным работам и их авторам, которые в будущем могут занять достойное место в рядах сотрудников Системного оператора.

Отдельные слова благодарности – руководству Самарского государственного технического университета, в стенах которого в этом году проходит конференция. Университет на протяжении многих лет помогает развивать научный потенциал отечественной электроэнергетики и формировать новое поколение специалистов для компаний отрасли.

Желаю всем участникам конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» интересных научных дискуссий, продуктивного общения, новых идей и проектов. Успехов и удачи во всех делах и начинаниях!

Председатель Правления АО «СО ЕЭС»

Б.И. Аюев

ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО ПРЕДСЕДАТЕЛЯ РНК СИГРЭ,

ПРЕДСЕДАТЕЛЯ ПРАВЛЕНИЯ ПАО «ФСК ЕЭС»

АНДРЕЯ ЕВГЕНЬЕВИЧА МУРОВА

УЧАСТНИКАМ МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ – 2017»



Уважаемые коллеги!

От имени Российского национального комитета СИГРЭ и Федеральной сетевой компании приветствую участников крупнейшего отраслевого молодежного научно-технического события – конференции «Электроэнергетика глазами молодежи», проводимой при поддержке Молодежной секции РНК СИГРЭ.

Традиционно конференция посвящена наиболее актуальным вопросам электроэнергетики. Развитие интереса у студенческой молодежи к научным знаниям, выходящим за рамки общеобразовательных программ, выявление и поддержка студенческой научно-исследовательской работы является первостепенной задачей Молодежной секции РНК СИГРЭ.

Особо хочется отметить, что Самарский государственный технический университет – партнер Российского национального комитета СИГРЭ по проведению мероприятий Молодежной секции, принимает конференцию «Электроэнергетика глазами молодежи» уже во второй раз. Благодаря неоценимому вкладу вузов-партнеров в подготовку и проведение конференции, с каждым годом увеличивается количество участников, уровень исследовательских работ неизменно повышается, тем самым укрепляя значимость и статус молодежного научно-технического мероприятия.

Сегодня на площадке Самарского государственного технического университета собрались представители крупнейших российских энергокомпаний и экспертного сообщества. Уверен, что Ваш профессионализм и совокупный опыт помогут выбрать лучшие доклады конференции, которые будут отмечены дипломами и памятным призами.

Желаю всем участникам конференции интересных дискуссий, установления и укрепления научно-технических связей, дальнейших успехов в профессиональном развитии и самореализации.

*Председатель РНК СИГРЭ,
Председатель Правления ПАО «ФСК ЕЭС»*

А.Е. Муров

ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО РЕКТОРА ФГБОУ ВО «САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ДМИТРИЯ ЕВГЕНЬЕВИЧА БЫКОВА

УЧАСТНИКАМ МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ – 2017»



Приветствую всех участников восьмой молодежной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи – 2017», которая проходит на базе нашего опорного университета совместно с АО «Системный оператор Единой энергетической системы», ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы», Российским Национальным Комитетом Международного Совета по большим электрическим системам высокого напряжения и благотворительным фондом «Надёжная смена».

Подготовка специалистов в области электроэнергетики в нашем вузе началась в 1930-х годах. За это время из стен политеха вышло не одно поколение высококлассных специалистов для отрасли. Сегодня наш университет является стратегическим партнёром ведущих энергетических предприятий Самарского региона, которые, в свою очередь, помогают нам в подготовке современных специалистов для отрасли.

В конференции принимают участие талантливые молодые ребята, связавшие свою будущую и настоящую профессиональную деятельность с электроэнергетикой, а также молодые ученые и преподаватели. Большое количество докладов и география участников свидетельствует о том, что к этому форуму проявляется интерес со стороны вузов и крупных энергетических предприятий, и, таким образом, идут процессы интеграции науки и производства.

Уверен, что всем участникам конференции «Электроэнергетика глазами молодежи – 2017» запомнится Самарский государственный технический университет. Желаю вам плодотворной работы, успехов в научной и профессиональной деятельности.

*Ректор СамГТУ, профессор,
заслуженный работник высшей школы РФ*

Д.Е. Быков

Системному оператору 15 лет!



Системный оператор Единой энергетической системы ведет отсчет своей деятельности с 17 июня 2002 года. В этот день было основано ОАО «Системный оператор – Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы», ставшее первой инфраструктурной организацией электроэнергетики в ходе реформы отрасли. Одним из базовых принципов, заложенных в основу системы оперативно-диспетчерского управления в 2002 году стала независимость Системного оператора от интересов субъектов отрасли при выполнении своих основных функций – управления электроэнергетическими режимами и участия в механизмах развития энергосистемы.

Важнейшей задачей Системного оператора в первые годы после создания стало обеспечение надежной работы технологического комплекса ЕЭС России при подготовке к активной фазе реформирования отрасли, а также непосредственно в период фундаментальных преобразований. Для достижения этих целей в первые годы работы Системного оператора была сформирована организационная структура компании, отражающая логику управления Единой энергосистемой – трехуровневая система оперативно-диспетчерского управления. Успешное завершение этого процесса в 2008 году позволило проанализировать накопленный опыт и начать оптимизацию структуры компании для приведения ее в соответствие с актуальными технологическими потребностями. За 15 лет количество региональных диспетчерских управлений (РДУ) изменено с 59 до 49. По мере развития ЕЭС России и присоединения к ней новых энергорайонов и энергосистем создано два новых РДУ – Черноморское и Якутское. Открыто 16 региональных представительств в регионах, оперативно-диспетчерское управление, энергосистемами которых передано в соседние укрупненные РДУ.

Серьезным вызовом стала интеграция рыночных подходов в систему технологического управления ЕЭС. От Системного оператора потребовалось значительное изменение системы планирования и управления режимом, сложность которой возросла многократно. Необходимо было обеспечить надежность функционирования ЕЭС России, скоординированные действия всех электроэнергетических объектов в условиях непрогнозируемой рыночной конъюнктуры, и при этом – максимально возможную свободу проведения торгов с учетом системных ограничений. Фактически была создана новая унифицированная система управления электроэнергетическим режимом ЕЭС, основанная на математической расчетной модели. Это позволило управлять процессами в реальном времени с учетом экономической составляющей. В дальнейшем Системным оператором были внедрены основные рыночные компоненты – рынок на сутки вперед и балансирующий рынок, что обеспечило технологическую инфраструктуру оптового рынка электроэнергии и мощности. В настоящее время совершенствование рыночных механизмов продолжается: успешно запущены и работают долгосрочный рынок мощности, рынок системных услуг, в 2017 году появился новый инструмент рынка – ценозависимое потребление.

Уже семь лет в отрасли работает многоуровневая система планирования и управления развитием электроэнергетики, разработанная, внедренная и поддерживаемая Системным оператором. Ежегодно специалисты компании формируют и корректируют схемы и программы развития ЕЭС России и региональных энергосистем, что позволяет добиться соответствия возможностей энергосистемы постепенно растущим потребностям экономики в электроэнергии и мощности. Отдельной важной задачей Системного оператора в рамках развития ЕЭС России является режимное сопровождение ввода в работу энергетических объектов (за 15 лет в ЕЭС России введено более 40 ГВт генерации и сотни объектов сетевой инфраструктуры 110–750 кВ).

Ключевыми этапами становления компании стали формирование корпоративной системы связи и создание специализированного унифицированного программного обеспечения, необходимого для надежного управления ЕЭС России. Сегодня Системный оператор имеет одну из крупнейших в стране корпоративных мультисервисных систем связи, основанную на цифровых технологиях связи и передачи данных. Принятая в компании стратегия развития информационных технологий предусматривает переход на самые современные, производительные и при этом экономичные, системы хранения и обработки данных с ориентацией на отечественные технические решения.

С момента своего создания Системный оператор принимал активное участие в разработке и актуализации нормативно-правой базы электроэнергетики. Специалисты компании участвовали в формировании Федерального закона «Об электроэнергетике» и поправок к нему, правил оперативно-диспетчерского управления, оптового рынка, расследования аварий, разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики и многих других основополагающих документов отрасли. Отдельно в этом ряду стоит отметить работу по ликвидации пробела в нормативном регулировании технологической деятельности. Сейчас специалисты Системного оператора участвуют в организованной Министерством энергетики работе по формированию и актуализации нормативной базы по вопросам обеспечения надежности ЕЭС.

За прошедшие 15 лет специалисты компании обеспечили надежную работу энергосистемы в периоды проведения нескольких ответственных мероприятий мирового уровня: саммита АТЭС во Владивостоке в 2012 г., Всемирной летней Универсиады в Казани в 2013 г., XXII зимних Олимпийских игр в Сочи в 2014 г. Особое событие в этом ряду — ликвидация энергетической блокады Крыма в 2015–2016 гг.

Сегодня Системный оператор стоит на пороге нового этапа развития отрасли. Лавинообразный рост возобновляемых источников с нестабильной нагрузкой, расширение доли распределенной генерации, повсеместное появление «виртуальных электростанций» и иных механизмов управления спросом, развитие интеллектуальных технологий, более активное влияние потребителей на режимы – все эти активно внедряемые инновации потребуют настройки процессов управления энергосистемой.

Успех этих преобразований во многом будет зависеть от мотивации и уровня профессиональной подготовки сотрудников компании. Поэтому работа с персоналом является одним из приоритетных направлений деятельности АО «СО ЕЭС».

В Системном операторе создана уникальная система подготовки инженерных и научных кадров. Значимым элементом этой системы является работа с молодежью. Подготовка кадрового резерва из числа интеллектуальных, мотивированных на успешную и интересную работу школьников и студентов предусматривает комплекс мероприятий, начиная с выявления перспективных старшеклассников и первокурсников и заканчивая трудоустройством в АО «СО ЕЭС» выпускников после прохождения целевой специализированной подготовки.

Системный характер работы с молодежью позволяет АО «СО ЕЭС» ежегодно обеспечивать профессиональную подготовку свыше 200 будущих специалистов (более 100 школьников и более 100 студентов). Особое внимание компания уделяет взаимодействию с профильными российскими вузами и реализации на их базе программ специализированной подготовки магистрантов и бакалавров, участию в выставках и конференциях. Одним из ярких примеров такой работы является участие компании в организации международной научно-практической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи». Конференция стала традиционной площадкой для представления и обсуждения новейших результатов научных исследований и практических достижений в области электроэнергетики, развития и укрепления научных связей компаний электроэнергетики и вузов, привлечения молодых работников, студентов и аспирантов к научно-исследовательской деятельности.

ФСК ЕЭС – 15 лет



В 2017 году отмечает пятинадцатилетие Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы.

ФСК ЕЭС создана 25 июня 2002 года для управления Единой национальной электрической сетью. Это стало одним из итогов структурной реформы отрасли и ликвидации РАО «ЕЭС России». За 15 лет пройден ряд ключевых этапов, связанных с внутренней трансформацией электросетевого комплекса. В 2008 году завершилась основная часть консолидации объектов ЕНЭС под управлением ФСК ЕЭС. В 2013 году компания вошла в структуру «Российских сетей» наряду с распределительными электросетевыми компаниями страны.

За период работы произошел кратный рост производственных активов за счет передачи объектов и реализации инвестиционной программы, количество подстанций увеличилось со 125 до 939, протяженность воздушных линий с 40 до 140 тыс. км. С 2010 года общее количество аварий в высоковольтных сетях снизилось более чем в 2 раза. К 2015 году были достигнуты самые высокие показатели надежности в современной истории магистрального электросетевого комплекса, сегодня эти уровни сохранены и являются одними из лучших в мире. Успешно реализуются проекты, связанные с надежным электроснабжением, развитием сетей и технологическим присоединением потребителей.

Одним из приоритетных направлений является возведение объектов выдачи мощности электрических станций. Среди наиболее крупных - строительство энергоинфраструктуры для Нововоронежской АЭС, для первого энергоблока построена 210-километровая линия, реконструированы 6 линий 220-500 кВ, а также подстанция «Елецкая». Для Богучанской ГЭС введена в работу ЛЭП 500 кВ, протяженностью 330 км с реконструкцией ряда объектов, к Сургутской ГРЭС построена линия 500 кВ протяженностью 157 км. Всего ФСК ЕЭС реализованы такие проекты для десятков крупнейших АЭС, ГЭС, ГРЭС по всей стране.

В целях укрепления системной надежности возведено энергокольцо 330 кВ Санкт-Петербурга, включающее шесть подстанций. Построен 631-километровый транзит 500 кВ «Курган – Витязь – Восход», создавший межсистемную связь между Уралом и Сибирью по российской территории. Для усиления связей ОЭС Урала и Средней Волги построена новая линия 500 кВ «Красноармейская – Газовая» протяженностью более 400 км, реализован комплекс мероприятий для устранения энергодефицита в Приморье, модернизирована ключевая подстанция Самарской области, обеспечивающая электроэнергией 70% территории региона, и ряд других.

Среди наиболее крупных инфраструктурных проектов - электроснабжение нефтяных и газовых месторождений в Западной и Восточной Сибири, Каспийского трубопроводного консорциума и ВСТО, нефтеналивного порта «Козьмино», космодрома «Восточный», судостроительного завода «Звезда», а также строительство энергообъектов для Олимпийской инфраструктуры в Сочи и Саммита АТЭС-2012.

Ежегодно ФСК ЕЭС реализует ремонтные программы, предусматривающие комплексное обследование линий электропередачи и оборудования подстанций, ремонт и реновацию оборудования, расчистку трасс, формирование аварийного резерва, а также проведение тренировок и учений по ликвидации технологических нарушений. На 2017 год запланирован объем работ в этой части более чем на 10 млрд рублей.

С 2002 года наблюдается положительная динамика роста выручки компании. В 2014 году усилены мероприятия по повышению внутренней эффективности и снижению расходов, что позволило улучшить основные финансово-экономические показатели. В 2016 году получена рекордная чистая прибыль по РСБУ – более 106 млрд рублей, в

результате выплачены самые большие в истории компании дивиденды акционерам в размере почти 18,2 млрд рублей.

В ФСК ЕЭС реализуется программа развития импортозамещения оборудования, технологий, материалов и систем. За счет более активного внедрения российской продукции снижаются расходы на приобретение и эксплуатацию оборудования, нивелируются валютные риски, а также влияние внешних экономических и политических факторов. За 4 года реализации доля закупок российского основного электротехнического оборудования увеличилась до 70%, плановый рост к 2020 году – более 80%.

Электросетевой комплекс является одним из самых наукоемких секторов экономики. В 2015 году утверждена обновленная программа инновационного развития ФСК ЕЭС, целью которой является создание современной инфраструктуры магистрального электросетевого комплекса. Компания разрабатывает технологии цифровой подстанции, снижения потерь, повышения качества электроэнергии, совершенствования композитных материалов и сверхпроводимости, а также удаленного управления энергообъектами и их безопасности.

Численность сотрудников ФСК ЕЭС сегодня превышает 22 тысячи человек. Специалисты круглосуточно и в сложных погодных условиях обслуживают инфраструктуру ЕНЭС в 77 регионах присутствия компании. Со своей стороны ФСК ЕЭС реализует программы повышения эффективности труда, обучения и развития профессиональных навыков, а также обеспечения комфортных условий труда и отдыха для работников и их семей. Совместно с высшими и средними учебными заведениями реализуется комплекс мер, направленный на подготовку молодых специалистов.

Среднесрочные планы ФСК ЕЭС – ввести до 2020 года 45 тыс. МВА трансформаторной мощности и 11,5 тыс. км линий электропередачи. Утвержденная инвестиционная программа компании на период 2016-2020 составляет 502 млрд рублей.

Самый большой объем инвестиций ФСК ЕЭС будет направлен в регионы Дальнего Востока, развитие которых является сегодня одним из главных вопросов социально-экономической повестки страны. Будет построена инфраструктура для внешнего электроснабжения БАМ и Транссиба, трубопроводных систем ВСТО и Сила Сибири, подключены крупные перерабатывающие и добывающие предприятия, реализованы проекты укрепления связей между ОЭС и присоединения изолированных районов. Среди новых проектов – электроснабжение территорий опережающего развития.

В целом по стране будут реализованы проекты выдачи мощности новых энергоблоков электростанций, включая Ленинградскую, Нововоронежскую, Ростовскую АЭС, Пермскую ГРЭС. Продолжены работы по укреплению связей ОЭС Центра и Северо-Запада, возведению инфраструктуры трубопровода «Заполярье – Пурпе», добывающих и перерабатывающих предприятий.

Сегодня изменяется отраслевой состав потребителей. Больше заявок на присоединение поступает от сельскохозяйственных предприятий, только в центральной России в ближайшее время планируется выдать 860 МВт мощности тепличным комплексам. Прирост проектов технологического присоединения также связан с работой IT-компаний, предприятий портовой инфраструктуры и судостроительного комплекса.

Результаты работы ФСК ЕЭС сегодня доказывают эффективность выбранного курса, основывающегося на преемственности и развитии решений менеджмента компании за 15 лет работы. ФСК сегодня – надежный партнер российского бизнеса и государства при реализации ключевых проектов в реальном секторе экономики. Главной задачей компании остается баланс между надежным электроснабжением, развитием инфраструктуры и эффективной финансово-экономической моделью с соблюдением интересов акционеров, дальнейший рост инвестиционной привлекательности.

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ



PLENARY

Развитие теории анализа установившихся режимов многопроводных несимметричных воздушных ЛЭП

А.С. Ведерников, В.Г. Гольдштейн, А.Л. Фролов
ФГОУ ВО «Самарский государственный технический университет»
Самара, Россия

Аннотация — В статье рассматривается построение математических моделей воздушных линий (ВЛ) электропередачи сверхвысоких напряжений для увеличения пропускной способности с помощью разделения каждой фазы на две и более разомкнутые (РВЛ) продольные части для компенсации продольной индуктивности ВЛ распределенной емкостью между проводами. Рассматриваются оригинальные многопроводные РВЛ, в которых для разделения на прямые и обратные составляющие использованы конструкции двухцепных ВЛ высокого напряжения и ВЛ с расщеплением фазных проводов. На основе матричной теории обобщенных четырехполюсников (ОЧП) и метода фазных координат сформирована методика анализа установившихся режимов РВЛ, основанная на эквивалентных преобразованиях исходных некорректных систем уравнений установившегося режима РВЛ к нормальному виду систем линейных алгебраических уравнений. Констатируется ее применимость для любого реального числа составляющих РВЛ, в том числе при неравном количестве прямых и обратных составляющих.

Ключевые слова — разомкнутые воздушные линии электропередачи, трехфазная симметрия, двух- цепная ВЛ, расщепление фаз, диэлектрические распорки, обобщенный четырёхполюсник, гиперматричные уравнения, стационарный электрический режим, П-образная эквивалентная схема

Development of the theory of analysis multi-conductor asymmetrical electric transmission line

Alexandr S. Vedernikov, Valery G. Goldshtein, Alexandr L. Frolov
The Samara State Technical University
Samara, Russia

Abstract – This paper present construction of mathematical model split-phase super-high-tension electric transmission line (HVTL) for increase transmitting capacitance and for balance of long inductance thanks to distributed capacitance between wires. In this article are considered original multi-conductor electric transmission line in which for division on direct and reverse components are used double-circuit transmission line and split-phase high-tension electric transmission line. Analysis procedure of stable conditions split-phase electric transmission line was realized on the basis of quadrupole theory and phasic coordinate method. This analysis procedure based on equivalent transformations of stable conditions wrong combined equation to a normal type linear arithmetic equations. This analysis procedure applicable for any real number split-phase electric transmission line which includes different number direct and reverse components.

keywords – split-phase electric transmission line, three-phase symmetry, double-circuit transmission line, phase split, dielectric spacers, quadrupole theory, matrix equation, stable conditions, flat-topped equivalent network.

1. ВВЕДЕНИЕ

Высокие технико-экономические показатели современных дальних линий электропередачи (ЛЭП) достигаются целевым управлением их конструкциями и параметрами собственно ЛЭП и их режимов. Так, например, для решения задач повышения пропускной способности ЛЭП и эффективности режимов по реактивной мощности необходимо компенсировать продольную индуктивность и регулировать собственную поперечную емкость. Для протяженных ЛЭП компенсация посредством емкостей и индуктивностей по определению должна быть

конденсаторами последовательно, а реакторами параллельно.

В теоретической электротехнике хорошо известны способы решения таких задач с помощью конструктивных изменений, например, расщепление фазных проводов, включение сосредоточенных емкостей - конденсаторов в расщепку ЛЭП, реакторов по концам ЛЭП или некоторых выделенных точках для компенсации реактивной мощности.

Поскольку в таких линиях с избытком имеются и ёмкость, и индуктивность, целесообразным является формирование таких конструкций, в которых бы они

работали в направлениях, желательных для решения декларируемых выше задач.

Одним из возможных путей в этом направлении являются разомкнутые воздушные линии электропередачи (РВЛ) высокого напряжения (ВН), в которых фазы разделены на две и более разомкнутые продольные части. Эти конструкции относятся к классу самокомпенсирующихся линий и по физическим процессам близки к полуволновым.

Эту проблему изучали И.И. Соловьев в 1930–1932 гг. и А.А. Вульф [1]. В годы проведения их исследований было крайне трудно полностью реализовать условия, при которых РВЛ могла быть эффективно применена. Кроме того, было недооценено влияние поперечной компенсации, без которой этот тип электропередачи, как и все сверхдальние линии переменного тока, удовлетворительно работать не могут.

Полностью добиться совместно продольной и поперечной компенсации сложно. И так как наиболее нежелательной, в частности, для пропускной способности дальней ЛЭП оказывается продольная индуктивность линии, то одним из возможных вариантов ее компенсации является использование распределенная емкость между проводами, для чего требуется специфическая модификация ЛЭП. В первых конструкциях РВЛ И.И. Соловьева, А.А. Вульфа [1] и Н.Ф. Ракушева [2] разделенные провода каждой фазы располагались на отдельных опорах. В настоящее время предложены конструкции с размещением этих проводов на опорах двухцепных линий [3] и с использованием конструкций расщепленных фаз с распорками, выполненными из изолирующих материалов [4].

Важным моментом в определении целесообразности РВЛ является ее сравнение с традиционным исполнением ЛЭП. При этом необходимо в каждом конкретном случае необходимо с учетом длины ЛЭП и ее исполнения оценить выигрыш от увеличения пропускной способности за счет компенсации продольной индуктивности. Кроме того, необходимо сравнение варианта исполнения РВЛ с продольной компенсацией с сосредоточенной емкостью, для реализации которой в конкретной промежуточной точке ЛЭП нужна подстанция или в расщепку линии, или на отпайке. Как показывают предварительные расчеты, существует большая область решений, в которых РВЛ успешно конкурирует с традиционными решениями. Методы и средства для уточненного технико-экономического принятия решений в названных ситуациях разрабатываются в настоящее время в СамГТУ.

II. МОДЕЛЬ РАЗОМКНУТОЙ ЛИНИИ

Принцип работы РВЛ в упрощенном виде можно пояснить на примере воздушной ЛЭП ВН, каждая фаза которой в простейшем виде состоит из двух расположенных рядом проводов.

Один провод присоединен к выводу повышающего трансформатора, а другой – к сборным шинам приемной подстанции. При достаточной длине линии взаимная емкостная проводимость, созданная обоими проводами, может полностью скомпенсировать собственную

индуктивность линии, к которой в данном случае необходимо добавить еще и взаимную индуктивность между обоими параллельными проводами.

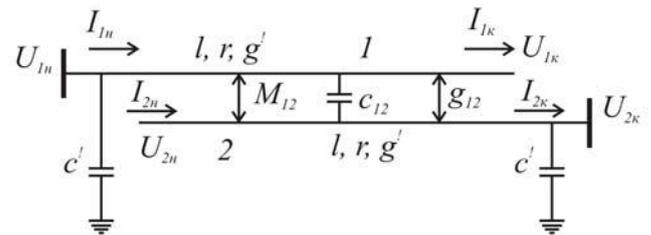


Рис. 1 – Принципиальная схема фазы разомкнутой линии.

В отличие от известного точечного компенсации посредством сосредоточенных емкостей в расщепку ЛЭП, в данном случае компенсация производится непрерывно по длине линии или определенного ее участка. Оба провода в каждой фазе проложены рядом друг с другом и образуют последовательный конденсатор, откуда и происходит название рассматриваемого способа – передача по разомкнутой линии с передачей энергии через распределенный продольный конденсатор. Это снимает большую часть недостатков точечной компенсации сосредоточенными емкостями.

Попытка реализации идеи передачи по разомкнутой линии с распределённой компенсацией была предпринята в середине прошлого столетия профессором кафедры «Электрические сети» Куйбышевского политехнического института Н.Ф. Ракушевым [2]. Допущение о параметрической трёхфазной симметрии разомкнутой ВЛ, сделанное в исследовании по существу не согласуется с реальной физической картиной её установившегося режима поскольку принципы симметрии, принятые в неявном виде Н.Ф. Ракушевым, были неприменимы для предложенных практических конструкций разомкнутой ЛЭП [3].

Кроме того, он не использовал для создания математических моделей матричные методы, поскольку в простейшем случае установившийся режим разомкнутой ЛЭП описывался комплексной системой алгебраических уравнений шестого порядка, причём в этой модели речь о симметрии идти не может. Также необходимо отметить отсутствие в то время реальной возможности использования средств вычислительной техники, необходимых для построения моделей ЛЭП.

В связи с этим в исследованиях Н.Ф. Ракушева анализировались экономически неоправданные конструкции, основанные на одиночных двухпроводных линиях с индивидуальной подвеской на опорах и разделением фазы не более, чем на два провода,

Авторами настоящей работы для решения научно-практической задачи проектирования и эксплуатации разомкнутых ВЛ предложено использовать реальные возможности конструкций расщепленных фаз ВЛ [3] с непроводящими изоляционными распорками [4]. Часть расщепленных составляющих каждой фазы, в соответствии с обозначениями рисунка 1, работают, как прямые (индекс 1), часть – как обратные (индекс 2).

Обратим внимание на то, что к распоркам не предъявляются высокие требования по электрической прочности, поскольку разности потенциалов между названными фазными составляющими невелики по определению и специфике конструкции.



Рис. 2 – Модель разомкнутой линии при размыкании фазы на два провода.

При необходимости защиты конечных участков в местах размыкания от импульсных перенапряжений возможно использование ограничителей перенапряжений. Однако этот потребует специальной проработки и в данной работе не рассматривается.

Для того чтобы решить вопрос о целесообразности использования разомкнутых ВЛ, необходимо определить условия взаимной компенсации действия емкости и индуктивности расщепленных фазных проводов, что требует формирования математической модели многопроводной разомкнутой линии и

разработки методики расчёта её установившегося режима в фазных координатах. Для этого можно использовать принципы и пути реализации матричных математических моделей многопроводной многоцепной ВЛ, предложенные в предыдущих работах авторов [5, 6].

Расчетную модель разомкнутой линии можно реализовать на основе многопроводной схемы замещения [2]. С целью упрощения дальнейших математических выкладок рассмотрим одноцепную разомкнутую линию, каждая из фаз которой расщеплена только на две составляющих. Соответствующая модель процессов, протекающих в такой линии, изображена на рисунке 2.

Для реализации концепции обобщённого четырёхполюсника (ОЧП) для гиперматричных П-образных эквивалентных схем [5] сформируем матрицу Y_u узловых проводимостей многопроводной схемы замещения [2] таким образом, чтобы сначала последовательно располагались элементы, соответствующие узлам начала разомкнутой линии (1,5,9) и (3,7,11), а затем – узлам конца (2,6,10) и (4,8,12): Сгруппируем соответствующие узлы начала и конца векторов напряжения и токов в отдельные подматрицы, записав уравнение состояния ОЧП в матричной форме:

I_1	$Y_{1,1}$	$Y_{1,5}$	$Y_{1,9}$	$Y_{1,3}$	$Y_{1,7}$	$Y_{1,11}$	$Y_{1,2}$	$Y_{1,6}$	$Y_{1,10}$	$Y_{1,4}$	$Y_{1,8}$	$Y_{1,12}$	$Y_{1,13}$	$Y_{1,14}$	U_1
I_5	$Y_{5,1}$	$Y_{5,5}$	$Y_{5,9}$	$Y_{5,3}$	$Y_{5,7}$	$Y_{5,11}$	$Y_{5,2}$	$Y_{5,6}$	$Y_{5,10}$	$Y_{5,4}$	$Y_{5,8}$	$Y_{5,12}$	$Y_{5,13}$	$Y_{5,14}$	U_5
I_9	$Y_{9,1}$	$Y_{9,5}$	$Y_{9,9}$	$Y_{9,3}$	$Y_{9,7}$	$Y_{9,11}$	$Y_{9,2}$	$Y_{9,6}$	$Y_{9,10}$	$Y_{9,4}$	$Y_{9,8}$	$Y_{9,12}$	$Y_{9,13}$	$Y_{9,14}$	U_9
I_3	$Y_{3,1}$	$Y_{3,5}$	$Y_{3,9}$	$Y_{3,3}$	$Y_{3,7}$	$Y_{3,11}$	$Y_{3,2}$	$Y_{3,6}$	$Y_{3,10}$	$Y_{3,4}$	$Y_{3,8}$	$Y_{3,12}$	$Y_{3,13}$	$Y_{3,14}$	U_3
I_7	$Y_{7,1}$	$Y_{7,5}$	$Y_{7,9}$	$Y_{7,3}$	$Y_{7,7}$	$Y_{7,11}$	$Y_{7,2}$	$Y_{7,6}$	$Y_{7,10}$	$Y_{7,4}$	$Y_{7,8}$	$Y_{7,12}$	$Y_{7,13}$	$Y_{7,14}$	U_7
I_{11}	$Y_{11,1}$	$Y_{11,5}$	$Y_{11,9}$	$Y_{11,3}$	$Y_{11,7}$	$Y_{11,11}$	$Y_{11,2}$	$Y_{11,6}$	$Y_{11,10}$	$Y_{11,4}$	$Y_{11,8}$	$Y_{11,12}$	$Y_{11,13}$	$Y_{11,14}$	U_{11}
I_2	$Y_{2,1}$	$Y_{2,5}$	$Y_{2,9}$	$Y_{2,3}$	$Y_{2,7}$	$Y_{2,11}$	$Y_{2,2}$	$Y_{2,6}$	$Y_{2,10}$	$Y_{2,4}$	$Y_{2,8}$	$Y_{2,12}$	$Y_{2,13}$	$Y_{2,14}$	U_2
I_6	$Y_{6,1}$	$Y_{6,5}$	$Y_{6,9}$	$Y_{6,3}$	$Y_{6,7}$	$Y_{6,11}$	$Y_{6,2}$	$Y_{6,6}$	$Y_{6,10}$	$Y_{6,4}$	$Y_{6,8}$	$Y_{6,12}$	$Y_{6,13}$	$Y_{6,14}$	U_6
I_{10}	$Y_{10,1}$	$Y_{10,5}$	$Y_{10,9}$	$Y_{10,3}$	$Y_{10,7}$	$Y_{10,11}$	$Y_{10,2}$	$Y_{10,6}$	$Y_{10,10}$	$Y_{10,4}$	$Y_{10,8}$	$Y_{10,12}$	$Y_{10,13}$	$Y_{10,14}$	U_{10}
I_4	$Y_{4,1}$	$Y_{4,5}$	$Y_{4,9}$	$Y_{4,3}$	$Y_{4,7}$	$Y_{4,11}$	$Y_{4,2}$	$Y_{4,6}$	$Y_{4,10}$	$Y_{4,4}$	$Y_{4,8}$	$Y_{4,12}$	$Y_{4,13}$	$Y_{4,14}$	U_4
I_8	$Y_{8,1}$	$Y_{8,5}$	$Y_{8,9}$	$Y_{8,3}$	$Y_{8,7}$	$Y_{8,11}$	$Y_{8,2}$	$Y_{8,6}$	$Y_{8,10}$	$Y_{8,4}$	$Y_{8,8}$	$Y_{8,12}$	$Y_{8,13}$	$Y_{8,14}$	U_8
I_{12}	$Y_{12,1}$	$Y_{12,5}$	$Y_{12,9}$	$Y_{12,3}$	$Y_{12,7}$	$Y_{12,11}$	$Y_{12,2}$	$Y_{12,6}$	$Y_{12,10}$	$Y_{12,4}$	$Y_{12,8}$	$Y_{12,12}$	$Y_{12,13}$	$Y_{12,14}$	U_{12}
I_{13}	$Y_{13,1}$	$Y_{13,5}$	$Y_{13,9}$	$Y_{13,3}$	$Y_{13,7}$	$Y_{13,11}$	$Y_{13,2}$	$Y_{13,6}$	$Y_{13,10}$	$Y_{13,4}$	$Y_{13,8}$	$Y_{13,12}$	$Y_{13,13}$	$Y_{13,14}$	U_{13}
I_{14}	$Y_{14,1}$	$Y_{14,5}$	$Y_{14,9}$	$Y_{14,3}$	$Y_{14,7}$	$Y_{14,11}$	$Y_{14,2}$	$Y_{14,6}$	$Y_{14,10}$	$Y_{14,4}$	$Y_{14,8}$	$Y_{14,12}$	$Y_{14,13}$	$Y_{14,14}$	U_{14}

Введём следующие обозначения:

$$I_{n1} = \begin{pmatrix} I_1 \\ I_5 \\ I_9 \end{pmatrix}, I_{n2} = \begin{pmatrix} I_3 \\ I_7 \\ I_{11} \end{pmatrix}, I_{k1} = \begin{pmatrix} I_2 \\ I_6 \\ I_{10} \end{pmatrix}, I_{k2} = \begin{pmatrix} I_4 \\ I_8 \\ I_{12} \end{pmatrix} \quad (1)$$

$$U_{n1} = \begin{pmatrix} U_1 \\ U_5 \\ U_9 \end{pmatrix}, U_{n2} = \begin{pmatrix} U_3 \\ U_7 \\ U_{11} \end{pmatrix}, U_{k1} = \begin{pmatrix} U_2 \\ U_6 \\ U_{10} \end{pmatrix}, U_{k2} = \begin{pmatrix} U_4 \\ U_8 \\ U_{12} \end{pmatrix} \quad (2)$$

Согласно теории разомкнутых линий, по разомкнутым концам ток не протекает, соответственно это будет означать, что

$$I_{k1} = 0 \text{ и } I_{n2} = 0 \quad (3)$$

Теперь разобьём матрицу проводимостей Y_u на такие же подматрицы, связывающие напряжения и токи.

$$Y_{n1n1} = \begin{pmatrix} Y_{B1,1} & Y_{B1,5} & Y_{B1,9} \\ Y_{B5,1} & Y_{B5,5} & Y_{B5,9} \\ Y_{B9,1} & Y_{B9,5} & Y_{B9,9} \end{pmatrix}$$

$$Y_{n1n2} = \begin{pmatrix} Y_{B1,3} & Y_{B1,7} & Y_{B1,11} \\ Y_{B5,3} & Y_{B5,7} & Y_{B5,11} \\ Y_{B9,3} & Y_{B9,7} & Y_{B9,11} \end{pmatrix}$$

$$Y_{nk1k1} = \begin{pmatrix} Y_{B1,2} & Y_{B1,6} & Y_{B1,10} \\ Y_{B5,2} & Y_{B5,6} & Y_{B5,10} \\ Y_{B9,2} & Y_{B9,6} & Y_{B9,10} \end{pmatrix}$$

$Y_{н1к2} =$	$YB_{1,4}$	$YB_{1,8}$	$YB_{1,12}$
	$YB_{5,4}$	$YB_{5,8}$	$YB_{5,12}$
	$YB_{9,4}$	$YB_{9,8}$	$YB_{9,12}$
$Y_{н2н1} =$	$YB_{3,1}$	$YB_{3,5}$	$YB_{3,9}$
	$YB_{7,1}$	$YB_{7,5}$	$YB_{7,9}$
	$YB_{11,1}$	$YB_{11,5}$	$YB_{11,9}$
$Y_{н2н2} =$	$YB_{3,3}$	$YB_{3,7}$	$YB_{3,11}$
	$YB_{7,3}$	$YB_{7,7}$	$YB_{7,11}$
	$YB_{11,3}$	$YB_{11,7}$	$YB_{11,11}$
$Y_{н2к1} =$	$YB_{3,2}$	$YB_{3,6}$	$YB_{3,10}$
	$YB_{7,2}$	$YB_{7,6}$	$YB_{7,10}$
	$YB_{11,2}$	$YB_{11,6}$	$YB_{11,10}$
$Y_{н2к2} =$	$YB_{3,4}$	$YB_{3,8}$	$YB_{3,12}$
	$YB_{7,4}$	$YB_{7,8}$	$YB_{7,12}$
	$YB_{11,4}$	$YB_{11,8}$	$YB_{11,12}$
$Y_{к1н1} =$	$YB_{2,1}$	$YB_{2,5}$	$YB_{2,9}$
	$YB_{6,1}$	$YB_{6,5}$	$YB_{6,9}$
	$YB_{10,1}$	$YB_{10,5}$	$YB_{10,9}$
$Y_{к1н2} =$	$YB_{2,3}$	$YB_{2,7}$	$YB_{2,11}$
	$YB_{6,3}$	$YB_{6,7}$	$YB_{6,11}$
	$YB_{10,3}$	$YB_{10,7}$	$YB_{10,11}$
$Y_{к1к1} =$	$YB_{2,2}$	$YB_{2,6}$	$YB_{2,10}$
	$YB_{6,2}$	$YB_{6,6}$	$YB_{6,10}$
	$YB_{10,2}$	$YB_{10,6}$	$YB_{10,10}$
$Y_{к1к2} =$	$YB_{2,4}$	$YB_{2,8}$	$YB_{2,12}$
	$YB_{6,4}$	$YB_{6,8}$	$YB_{6,12}$
	$YB_{10,4}$	$YB_{10,8}$	$YB_{10,12}$
$Y_{к2н2} =$	$YB_{4,3}$	$YB_{4,7}$	$YB_{4,11}$
	$YB_{8,3}$	$YB_{8,7}$	$YB_{8,11}$
	$YB_{12,3}$	$YB_{12,7}$	$YB_{12,11}$
$Y_{к2к1} =$	$YB_{4,3}$	$YB_{4,7}$	$YB_{4,11}$
	$YB_{8,3}$	$YB_{8,7}$	$YB_{8,11}$
	$YB_{12,3}$	$YB_{12,7}$	$YB_{12,11}$
$Y_{к2к2} =$	$YB_{4,4}$	$YB_{4,8}$	$YB_{4,12}$
	$YB_{8,4}$	$YB_{8,8}$	$YB_{8,12}$
	$YB_{12,4}$	$YB_{12,8}$	$YB_{12,12}$
$Y_{к2н1} =$	$YB_{4,1}$	$YB_{4,5}$	$YB_{4,9}$
	$YB_{8,1}$	$YB_{8,5}$	$YB_{8,9}$
	$YB_{12,1}$	$YB_{12,5}$	$YB_{12,9}$

Таким образом, матрицу узловых проводимостей можно представить в таком виде:

$$Y_y = \begin{pmatrix} Y_{н1н1} & Y_{н1н2} & Y_{н1к1} & Y_{н1к2} \\ Y_{н2н1} & Y_{н2н2} & Y_{н2к1} & Y_{н2к2} \\ Y_{к1н1} & Y_{к1н2} & Y_{к1к1} & Y_{к1к2} \\ Y_{к2н1} & Y_{к2н2} & Y_{к2к1} & Y_{к2к2} \end{pmatrix} \quad (4)$$

Система уравнений, связывающих начало и конец токов и напряжений в матричной форме с учетом (2), (3) и (4) будет выглядеть следующим образом:

$$\begin{pmatrix} I_{н1} \\ I_{н2} \\ I_{к1} \\ I_{к2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Y_{н1н1} & Y_{н1н2} & Y_{н1к1} & Y_{н1к2} \\ Y_{н2н1} & Y_{н2н2} & Y_{н2к1} & Y_{н2к2} \\ Y_{к1н1} & Y_{к1н2} & Y_{к1к1} & Y_{к1к2} \\ Y_{к2н1} & Y_{к2н2} & Y_{к2к1} & Y_{к2к2} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} U_{н1} \\ U_{н2} \\ U_{к1} \\ U_{к2} \end{pmatrix} \quad (5)$$

С учетом граничных условий (3) получаем следующую систему уравнений:

$$\begin{pmatrix} I_{н1} \\ 0 \\ 0 \\ I_{к2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Y_{н1н1} & Y_{н1н2} & Y_{н1к1} & Y_{н1к2} \\ Y_{н2н1} & Y_{н2н2} & Y_{н2к1} & Y_{н2к2} \\ Y_{к1н1} & Y_{к1н2} & Y_{к1к1} & Y_{к1к2} \\ Y_{к2н1} & Y_{к2н2} & Y_{к2к1} & Y_{к2к2} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} U_{н1} \\ U_{н2} \\ U_{к1} \\ U_{к2} \end{pmatrix} \quad (6)$$

Выразим из второго уравнения системы (6) вектор напряжений $U_{к2}$:

$$Y_{н2н1}U_{н1} + Y_{н2н2}U_{н2} + Y_{н2к1}U_{к1} + Y_{н2к2}U_{к2} = 0$$

$$U_{к2} = -Y_{н2к2}^{-1}Y_{н2н1}U_{н1} - Y_{н2к2}^{-1}Y_{н2н2}U_{н2} - Y_{н2к2}^{-1}Y_{н2к1}U_{к1} \quad (7)$$

Подставим в третье уравнение системы (6) полученное значение $U_{к2}$:

$$\left(Y_{к1н1} - Y_{к1к2}Y_{н2к2}^{-1}Y_{н2н1} \right) U_{н1} + \left(Y_{к1н2} - Y_{к1к2}Y_{н2к2}^{-1}Y_{н2н2} \right) U_{н2} + \left(Y_{к1к1} - Y_{к1к2}Y_{н2к2}^{-1}Y_{н2к1} \right) U_{к1} = 0$$

Введём для коэффициентов перед значениями напряжений следующие обозначения:

$$\alpha = \left(Y_{к1н1} - Y_{к1к2}Y_{н2к2}^{-1}Y_{н2н1} \right)$$

$$\beta = \left(Y_{к1н2} - Y_{к1к2}Y_{н2к2}^{-1}Y_{н2н2} \right) \quad (8)$$

$$\gamma = \left(Y_{к1к1} - Y_{к1к2}Y_{н2к2}^{-1}Y_{н2к1} \right)$$

Выразим вектор напряжений конца прямых проводов $U_{к1}$. С учетом введенных коэффициентов (8) получим:

$$U_{к1} = -\gamma^{-1}(\alpha U_{н1} + \beta U_{н2}) = -\gamma^{-1}\alpha U_{н1} - \gamma^{-1}\beta U_{н2} = \quad (9)$$

$$= -(\gamma^{-1}\alpha U_{н1} + \gamma^{-1}\beta U_{н2})$$

Используя полученное выражение (9), выразим вектор напряжений конца линии $U_{к2}$ через напряжения начала прямых и встречных проводов $U_{н1}$ и $U_{н2}$:

$$U_{к2} = (Y_{н2к2}^{-1}Y_{н2к1}\gamma^{-1}\alpha - Y_{н2к2}^{-1}Y_{н2н1})U_{н1} + \quad (10)$$

$$+ (Y_{н2к2}^{-1}Y_{н2к1}\gamma^{-1}\beta - Y_{н2к2}^{-1}Y_{н2н2})U_{н2}$$

Введем следующие обозначения:

$$\delta = (Y_{н2к2}^{-1}Y_{н2к1}\gamma^{-1}\alpha - Y_{н2к2}^{-1}Y_{н2н1})$$

$$\kappa = (Y_{н2к2}^{-1}Y_{н2к1}\gamma^{-1}\beta - Y_{н2к2}^{-1}Y_{н2н2})$$

Подставим выраженные значения для $U_{к1}$ и $U_{к2}$ в первое уравнение системы (6):

$$(Y_{н1н1} - Y_{н1к1}\gamma^{-1}\alpha + Y_{н1к2}\delta)U_{н1} + \quad (11)$$

$$+ (Y_{н1н2} - Y_{н1к1}\gamma^{-1}\beta + Y_{н1к2}\kappa)U_{н2} = I_{н1}$$

Таким образом, мы получили зависимость вектора напряжений начала встречных проводов от токов и напряжений начала разомкнутой линии. Введем обозначения коэффициентов перед ними:

$$C = (Y_{н1н2} - Y_{н1к1}\gamma^{-1}\beta + Y_{н1к2}\kappa)$$

$$D = (Y_{н1н2} - Y_{н1к1}\gamma^{-1}\beta + Y_{н1к2}\kappa)^{-1} * \quad (12)$$

$$* (Y_{н1н1} - Y_{н1к1}\gamma^{-1}\alpha + Y_{н1к2}\delta)$$

Тогда в сокращенной записи:

$$U_{H2} = CI_{H1} - DU_{H1} \quad (13)$$

Подставляя (13) в (9), найдем напряжения U_{K1} :

$$U_{K1} = -\gamma^{-1}\alpha U_{H1} - \gamma^{-1}\beta(CI_{H1} - DU_{H1}) = (\gamma^{-1}\beta D - \gamma^{-1}\alpha)U_{H1} - \gamma^{-1}\beta CI_{H1}$$

По аналогии с предыдущим выводом в сокращенной записи:

$$U_{K1} = EU_{H1} - FI_{H1} \quad (14)$$

Коэффициенты E и F определяются по выражениям:

$$E = (\gamma^{-1}\beta D - \gamma^{-1}\alpha), \\ F = \gamma^{-1}\beta C \quad (15)$$

Найдем напряжения конца разомкнутой линии U_{K2} , для чего подставим найденное значение U_{H2} (13) в (10):

$$U_{K2} = \delta U_{H1} + \kappa(CI_{H1} - DU_{H1}) = (\delta - \kappa D)U_{H1} + \kappa CI_{H1}$$

Или сокращенно:

$$U_{K2} = AU_{H1} + BI_{H1} \quad (16)$$

где коэффициенты A и B :

$$A = (\delta - \kappa D), \quad B = \kappa C \quad (17)$$

Ток в конце разомкнутой линии I_{K2} с учетом всех найденных значений напряжений (13), (14), (16):

$$I_{K2} = \begin{pmatrix} Y_{K2H1} - Y_{K2H2}D + Y_{K2K1}\gamma^{-1}\beta D - \\ - Y_{K2K1}\gamma^{-1}\alpha + Y_{K2K2}\delta - Y_{K2K2}\kappa D \end{pmatrix} U_{H1} + \\ + (Y_{K2H2}C - Y_{K2K1}\gamma^{-1}\beta C + Y_{K2K2}\kappa C) I_{H1}$$

Введем обозначения:

$$G = \begin{pmatrix} Y_{K2H1} - Y_{K2H2}D + Y_{K2K1}\gamma^{-1}\beta D - \\ - Y_{K2K1}\gamma^{-1}\alpha + Y_{K2K2}\delta - Y_{K2K2}\kappa D \end{pmatrix} \quad (18) \\ H = (Y_{K2H2}C - Y_{K2K1}\gamma^{-1}\beta C + Y_{K2K2}\kappa C)$$

С учетом введенных обозначений получим:

$$I_{K2} = GU_{H1} + HI_{H1} \quad (19)$$

Таким образом, получены зависимости всех неизвестных параметров режима от напряжений и токов начала разомкнутой линии:

$$U_{H2} = CI_{H1} - DU_{H1}$$

$$U_{K1} = EU_{H1} - FI_{H1}$$

$$U_{K2} = AU_{H1} + BI_{H1}$$

$$I_{K2} = GU_{H1} + HI_{H1}$$

где коэффициенты A, B, C, D, E, F, G, H определяются согласно (12), (15), (17), (18).

Данные выражения для расчета режима может быть применены для любого реального числа составляющих разомкнутой фазы, причем, как было сказано выше, возможно неравное количество прямых и обратных составляющих. Отличие от приведенного расчета будет заключаться в размерности матриц токов и напряжений (1), (2) и соответственно всех подматриц матрицы узловых проводимостей Y_u , которые необходимо будет расширить, например, при расщеплении на 4 провода в два раза, для 6 - в три раза. Алгоритм расчета аналогичен.

III. ВЫВОДЫ

1. Предложена конструкция разомкнутых многопроводных ВЛ, использующая расщепление фазных проводов для создания прямых и обратных составляющих.

2. Предложена методика анализа установившихся режимов названных выше разомкнутых ВЛ на основе теории обобщенных четырехполосников и матричной реализации метода фазных координат.

3. Полученные расчетные выражения могут быть применены для любого реального числа составляющих разомкнутой фазы, причем, как было сказано выше, возможно неравное количество прямых и обратных составляющих.

Список литературы

- [1] Вульф А. А. Проблема передачи электрической энергии на сверхдальние расстояния по компенсированным линиям. – М.: Госэнергоиздат, 1945. – 83 с.
- [2] Ракушев Н.Ф. Сверхдальняя передача энергии переменным током по разомкнутым линиям. М.: Госэнергоиздат, 1957.
- [3] В.Г. Гольдштейн, Е.М. Шишков. Разомкнутая трёхфазная воздушная линия электропередачи переменного тока. Патент RU 130458 U1.
- [4] В.Г. Гольдштейн, Е.М. Шишков. Внутрифазная изолирующая распорка. Патент RU 136930 U1.
- [5] Ведерников А.С., Гайнуллин Р.А., Шишков Е.М. Применение теории обобщенных четырехполосников для расчета установившихся режимов двухцепных воздушных линий электропередачи // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. - 2011. - № 5/6. - С. 86-90.
- [6] Goldstein Valery, Kolcun Michal, Shishkov Evgeny, Vedernikov Alexander. Calculation of steady state of multichain overhead power transmission line in phase coordinates. Proceedings of 7th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering "ELEKTRO-ENERGETIKA 2013". Slovak Republic, Cosice. 2013. P. 145 – 148.

SMART технологии для подключения к электрическим сетям и управления режимами малой генерации

А.Г. Фишов А.Г., А.К. Ландман, О.В. Сердюков
Новосибирский государственный технический университет
ЗАО «Институт автоматизации энергосистем»
«Институт автоматики и электрометрии» СО РАН
г. Новосибирск, Россия
fishov@ngs.ru

Аннотация - рассматривается проблема интеграции малой генерации в электрические сети, в т.ч. управления ее режимами. Дается обзор и сопоставление существующих технических решений. Предлагаются новые технические решения, направленные на обеспечение надежности и экономичности систем с распределенной малой генерацией за счет высокоавтоматизированного режимно-противоаварийного управления в русле современной концепции SMART GRID.

Ключевые слова — SMART GRID, малая генерация, объединение, параллельная работа, режимное и противоаварийное управление

Discusses the problem of integration of small generation into the electrical network, including the control of its modes. Provides an overview and comparison of existing technical solutions. Proposes new technical solutions to ensure the reliability and efficiency of the systems with small distributed generation due to the highly automated operational emergency control in line with the modern concept of a smart grid.

SMART technology for connection to electric networks and control regimes of small generation

Aleksandr Fishov, Arkady Landman, Oleg Serdyukov
Novosibirsk state technical University
JSC "Institute of automation of power systems"
"Institute of automation and Electrometry" SB RAS Novosibirsk, Russia
fishov@ngs.ru

Keywords — SMART GRID small generation, parallel processing, operational and emergency control

I. ВВЕДЕНИЕ

К числу основных трендов развития энергетики относится децентрализация производства электроэнергии, использование для этого многообразия, как топливных, так и не топливных источников энергии. Для многих стран в основе этого лежит использование возобновляемых источников энергии (ВИА), для стран с богатыми углеводородными ресурсами, прежде всего, газом, это топливные и гибридные электростанции. К ним же относятся и электростанции, основное предназначение которых - утилизация отходов жизнедеятельности путем их сжигания с попутным производством тепловой и электрической энергии.

Следует отметить, что работа автономных систем энергоснабжения общего назначения на базе электростанций малой мощности малоэффективна, как технически, так и экономически. Большие трудности вызывает обеспечение качества электроэнергии, надежности энергоснабжения, экономически оправданной загрузки генерирующего оборудования. Этим определяется их стремление к интеграции в региональные распределительные электрические сети (РЭС) с параллельной работой генераторов автономных систем энергоснабжения с сетью.

Интеграция объектов малой генерации в электрические сети содержит высокий потенциал

технической и экономической выгоды для всех участников объединения: генерации, сети и потребителей энергии и услуг.

Для электростанций автономных систем энергоснабжения:

- Возможность выдачи избыточных мощностей в электрическую сеть.
- Стабильность частоты.
- Выравнивание графика нагрузки электростанции.
- Снижение динамических небалансов на валах синхронных машин коммутационного характера, т.к. электрическая сеть осуществляет их демпфирование.
- Снижение потребности в собственных резервных мощностях.
- Возможность участия в рынке системных услуг.

Для региональной электрической сети:

- Снижение потерь за счет разгрузки сети при выдаче избыточной мощности присоединенных ЭС в РЭС.
- Стабильное напряжение на шинах ПС, к которым подключены объекты малой генерации, за счет регуляторов напряжения ЭС (снижение или исключение необходимости в работе РПН).
- Возможность использования резерва мощности ЭС на ПС (возможность перевода на питание от ЭС части или

всей нагрузки ПС как в режиме параллельной работы, так и при переводе ЭС в островной режим).

- Возможность приобретения электроэнергии от присоединенной малой генерации на покрытие сверхнормативных потерь.

Для потребителей электроэнергии присоединенной автономной системы энергоснабжения, а также РЭС в районе ее присоединения:

- Повышение качества электроэнергии и надежности электроснабжения.
- Снижение стоимости электроэнергии или темпов ее роста в долгосрочной перспективе за счет общего повышения эффективности системы энергоснабжения.
- Доступность присоединения к электрической сети за счет ее разгрузки при присоединении объектов с избыточной генерацией.

Однако, параллельная работа присоединенной

электростанции с сетью сопряжена с рядом рисков, которые должны быть устранены при объединении:

- Риск возникновения недопустимых асинхронного режима, ударных моментов на валах энергоблоков ТЭС, отключения энергоблоков по параметрам обратной последовательности и обратной мощности.
- Увеличение токов КЗ, как на ПС (как правило незначительном), так и сети автономной системы энергоснабжения (многократном).
- Влияние токов подпитки от ТЭС на чувствительность ДЗ ЛЭП, ПС.
- Риск возникновения недопустимого объединения шин ПС и несинхронизированных подсистем на параллельную работу.
- Подпитка отключенных линий и трансформаторов электрической сети.

Более подробно риски параллельной работы электростанции малой мощности с региональной электрической сетью представлены в таблице 1.

Таблица 1. Риски при параллельной работе ЭС с сетью РЭС

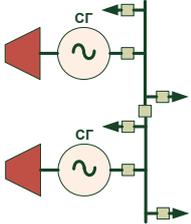
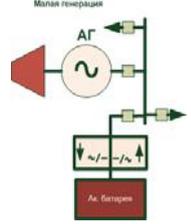
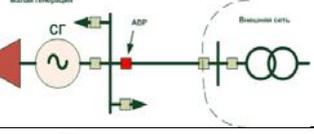
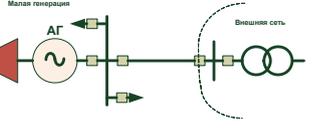
№	Факторы процесса	Риски	
		Для сети РЭС	Для сети ЭС
1	Недопустимые токи и динамические моменты при несинхронном включении на параллельную работу	Термическое и динамическое воздействие на оборудование (шины, обмотки трансформаторов), ложная работа РЗА	Механическое повреждение энергоблоков
2	Повышение вынужденных токов КЗ в режиме параллельной работы за счет дополнительных ЭДС	Термическое воздействие на оборудование. Увеличение отключаемых токов КЗ. Усложнение условий работы РЗА	Термическое воздействие на оборудование. Увеличение отключаемых токов КЗ. Усложнение условий работы РЗА
3	Увеличение свободной (апериодической) составляющей тока КЗ за счет дополнительных ЭДС	Дополнительное динамическое воздействие на оборудование отходящих фидеров	Дополнительное динамическое воздействие на оборудование отходящих фидеров
4	Возникновение уравнивающего тока при включении ЭС на две шины ПС	Рост потерь в сети из-за уравнивающих перетоков при замыкании контура по шинам ЭС	Рост потерь в сети из-за уравнивающих перетоков при замыкании контура по шинам сети ЭС
5	Рост токов замыкания на землю в сети 10 кВ ПС и ЭС	Снижение безопасности и надежности сети, в т.ч. повышение повреждаемости оборудования	Снижение безопасности и надежности сети, в т.ч. повышение повреждаемости оборудования
6	Снижение cosφ на ПС в режиме выдачи мощности от сети ЭС	Неэффективная загрузка ПС по реактивной мощности	-
7	Воздействие отказов оборудования, в т.ч. автоматики сети ЭС на режим сети ПС	Снижение надежности электроснабжения, вероятность повреждения оборудования вследствие превышения критических параметров	-
8	Воздействие отказов оборудования, в т.ч. РЗА сети ПС на режим сети ЭС	-	Снижение надежности электроснабжения, вероятность повреждения оборудования вследствие превышения критических параметров
9	Непредсказуемость процесса при нарушении каналов передачи данных и связи оперативного персонала	Снижение надежности электроснабжения, вероятность повреждения оборудования вследствие превышения критических параметров	Снижение надежности электроснабжения, вероятность повреждения оборудования вследствие превышения критических параметров

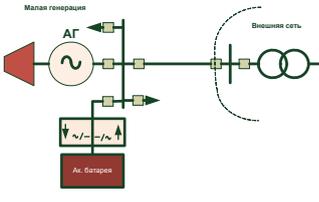
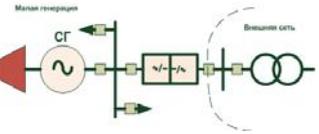
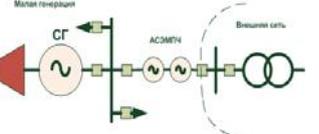
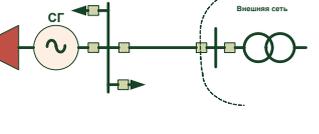
Учитывая представленный тренд развития энергетики и риски параллельной работы остро востребованными являются технологии и технические решения безопасной и экономически эффективной интеграции множества малых источников и автономных систем энергоснабжения в существующие электросети. Технологию интеграции объектов с малой генерацией в

электрические сети можно представить, как совокупность технических решений с энергетическими роутерами (всякого рода совместителями) и специальной (интеллектуальной) автоматики, обеспечивающей совмещение без дополнительных технических силовых устройств.

II. ОБЗОР ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ НАДЕЖНОСТЬ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ В АСЭ И БЕЗОПАСНЫЙ РЕЖИМ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ОБЪЕДИНЯЕМЫХ СИСТЕМ

Таблица 2. Технические решения для автономной и параллельной работы объединяемых генераторов

№	Техническое решение	Описание	Достоинства	Недостатки
0	<p>Работа автономной системы энергоснабжения (АСЭ) на базе синхронной малой генерации (СМГ) в островном режиме</p> 	<p>Источниками являются энергоблоки с синхронными генераторами. По критерию надежности n-1 необходим дополнительный генератор, а с учетом ремонтных работ 2 генератора. Для запуска станции с нуля необходим резервный дизель генератор.</p>	<p>Независимость</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Высокие затраты на надежность. • Необходимость регулирования режима и противоаварийного управления в полном объеме. • Низкое использование установленных мощностей.
1	<p>Работа АСЭ на базе СМГ с накопителем и преобразователем</p> 	<p>Для выравнивания графика нагрузки, регулирования напряжения, кратковременного резервирования используется накопитель энергии (аккумуляторная батарея) с преобразователем.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Независимость. • Кратковременное резервирование от батареи. • Возможность использования генератора на постоянных магнитах и асинхронного генератора. • Возможность высокого использования мощности генераторов. 	<ul style="list-style-type: none"> • Высокие затраты на батарею и преобразователь. • Необходимость регулирования режима в полном объеме. • Искажение формы синусоиды (появление высших гармоник в собственной сети). • Дополнительные потери при накоплении и преобразовании энергии.
2	<p>Работа АСЭ на базе СМГ в островном режиме с автоматическим вводом резерва от сети при погашении станции</p> 	<p>Параллельная работа электростанции с внешней сетью не предусматривается. Надежность электроснабжения потребителей обеспечивается АВР от внешней сети.</p>	<p>Обеспеченная надежность при наличии сетевого резерва в требуемом объеме.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Необходимость регулирования режима и противоаварийного управления в полном объеме. • Низкое использование установленных мощностей.
3	<p>Присоединение к электрической сети АСЭ с асинхронным генератором</p> 	<p>Использование асинхронных генераторов в энергоблоках станции.</p>	<p>Возможность выдачи избытков мощности и энергии в сеть.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Надежность и качество ЭЭ определяются внешней сетью • Подпитка коротких замыканий токами от внешней сети • Невозможность автономной работы при нарушениях во внешней сети или связи с ней.

4	<p>Присоединение к электрической сети АСЭ с асинхронным генератором и накопителем энергии</p> 	<p>Использование асинхронных генераторов в энергоблоках станции в сочетании с накопителями и преобразователями.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Обеспеченная надежность электроснабжения потребителей. • Возможность использования мощности генераторов. • Меньшая по отношению к 2 потребность в сетевом резерве. 	<ul style="list-style-type: none"> • Высокие затраты на батарею и преобразователь. • Искажение формы синусоиды, в т.ч. появление гармоник во внешней сети. • Подпитка коротких замыканий токами от внешней сети. • Дополнительные потери при накоплении и преобразовании энергии.
5	<p>Присоединение к электрической сети АСЭ на базе СМГ через вставку постоянного тока</p> 	<p>Использование несинхронной связи на базе вставки постоянного тока.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Обеспеченная надежность электроснабжения потребителей и работы электростанции. • Возможность выдачи избытков мощности и энергии в сеть 	<ul style="list-style-type: none"> • Высокие затраты на преобразовательную вставку. • Искажение формы синусоиды. • Дополнительные потери мощности и энергии.
6	<p>Присоединение к электрической сети АСЭ на базе СМГ через электромеханическую вставку</p> 	<p>Использование несинхронной связи на базе асинхронизированного электромеханического преобразователя частоты.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Обеспеченная надежность электроснабжения потребителей и работы электростанции. • Возможность выдачи избытков мощности и энергии в сеть. 	<ul style="list-style-type: none"> • Высокие затраты на преобразовательную вставку. • Дополнительные потери мощности и энергии.
7	<p>Присоединение к электрической сети АСЭ на базе СМГ с использованием обычной противоаварийной автоматики</p> 	<p>Использование традиционного комплекса автоматики для обеспечения безопасной и надежной работы энергоузла с электростанцией в составе энергосистемы.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Обеспеченная надежность электроснабжения потребителей и работы электростанции. • Возможность выдачи избытков мощности и энергии в сеть. • Повышение качества ЭЭ в районе присоединения станции к сети за счет АРВ генератора. 	<ul style="list-style-type: none"> • Рост отключаемых токов КЗ в сети АСЭ и внешней сети. • Возможность нарушения синхронности параллельной работы. • Возможность возникновения недопустимых ударных моментов на валах СМГ с повреждением энергоблоков. • Взаимное влияние АСЭ и внешней сети на работу РЗА и необходимость их согласования. • Дополнительные затраты на реконструкцию существующей автоматики и дооснащение дополнительной. • Необходимость интеграции системы управления АСЭ в систему ОДУ внешней сети. • Дополнительные затраты на оснащение автоматикой управления режимом параллельной работы.

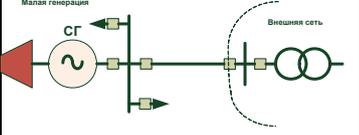
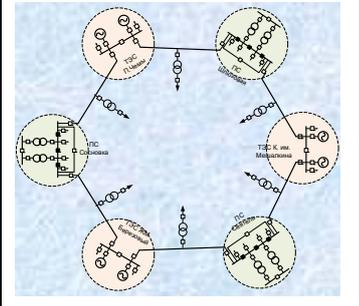
8	<p>Присоединение к электрической сети АСЭ на базе СМГ с использованием автоматики опережающего сбалансированного деления сети и автооператора</p> 	<p>Использование автоматики опережающего сбалансированного деления (АОСД) сети при нарушениях нормального режима и автооператора для автоматического восстановления нормального режима, и осуществления режимного управления.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Обеспеченная надежность электроснабжения потребителей и работы электростанции. • Возможность выдачи избытков мощности и энергии в сеть. • Повышение качества ЭЭ в районе присоединения станции к сети за счет АВР генератора. 	<p>Дополнительные затраты на оснащение автоматикой АОСД.</p>
9	<p>Объединение АСЭ на базе СМГ в малые изолированно работающие энергосистемы (ИРЭС)</p> 	<p>Создание изолированно работающих энергосистем на базе АСЭ.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Обеспеченная надежность электроснабжения потребителей и работы электростанции. • Возможность обмена избытками мощности и энергии в сети. • Повышение качества ЭЭ за счет системного регулирования и выравнивания суммарного графика нагрузки. 	<p>Дополнительные затраты на создание системообразующей сети, оснащение системной автоматикой на базе АОСД.</p>

Таблица 2. Сводная таблица свойств технических решений (Зеленые оттенки – достоинства, красные - недостатки)

Свойства											
Техническое решение		Независимость	Надежность	Потребность в регулировании	Потребность в ПА	Использование мощности	Качество ЭЭ	Токи кЗ	Потери	Затраты на доп. силовое обор.	Затраты на доп. автоматику
	Автономная работа	Green	Red	Red	Light Green	Red	Yellow	Green	Green	Red	Green
1	Автономная работа с АВР от сети	Light Green	Green	Red	Green	Red	Yellow	Light Green	Green	Green	Green
2	Автономная работа с накопителем	Green	Light Green	Yellow	Light Green	Light Green	Light Green	Light Green	Light Green	Red	Light Green
3	Работа с сетью АС генератора	Red	Light Green	Green	Light Green	Light Green	Green	Yellow	Light Green	Green	Green
4	Работа с сетью АС генератора с накопителем	Light Green	Green	Yellow	Green	Light Green	Yellow	Yellow	Light Green	Red	Light Green
5	Работа с сетью через вставку	Light Green	Green	Yellow	Light Green	Light Green	Yellow	Green	Red	Red	Green
6	Работа с сетью через АСЭМПЧ	Light Green	Green	Yellow	Light Green	Light Green	Light Green	Green	Red	Red	Green
7	Работа с сетью и обычной ПА	Light Green	Yellow	Green	Red	Light Green	Green	Red	Green	Yellow	Red
8	Работа с сетью с АОСД	Light Green	Green	Green	Yellow	Light Green	Green	Yellow	Green	Green	Yellow
9	Объединение в малые ИРЭС	Green	Light Green	Light Green	Light Green	Light Green	Light Green	Light Green	Light Green	Green	Orange

III. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ БЕЗОПАСНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ ОБЪЕДИНЯЕМЫХ ГЕНЕРАТОРОВ С СИНХРОННЫМИ СВЯЗЯМИ

В данном разделе речь идет о технологиях прямого включения объектов с малой (синхронной) генерацией в электрические сети посредством синхронных связей с применением специальной автоматики (виртуальных роутерах). Такое решение обладает преимуществами в силу отсутствия дополнительных потерь энергии в силовых роутерах, высокой электромагнитной совместимостью, мало затратностью.

При этом необходимо сгладить и его недостатки – взаимосвязанность систем управления и релейной защиты внешней сети и объектов с малой генерацией, риски возникновения недопустимых и угрожающих оборудованию режимов.

Разработкой технологии и автоматики безопасного объединения на параллельную работу синхронных генераторов автономной системы энергоснабжения и внешней электрической сети занимаются организации, упомянутые в начале доклада.

Безопасная работа обеспечивается за счет опережающего сбалансированного отделения всей автономной системы энергоснабжения или ее части от внешней сети при возникновении нарушений нормального режима системы. При восстановлении условий для нормальной работы производится автоматическое восстановление нормального режима ее работы.

Разрабатываемая автоматика является режимно-противоаварийной, а также автоматическим оператором

изменений структуры системы, включая разделение автономной системы электроснабжения на части, их объединение между собой, с сетью внешней энергосистемы. Иначе говоря, является автоматикой полного цикла управления автономной системой энергоснабжения в нормальных и аварийных условиях работы.

СПОСОБ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМОМ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ОБЪЕДИНЯЕМЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

Технология (способ параллельной работы с опережающим сбалансированным делением системы) направлена на ограничение токов КЗ, токов замыкания на землю, предотвращение нарушений устойчивости параллельной работы с возникновением асинхронных режимов, исключение ударных моментов на валах синхронных машин, исключения необходимости согласования защит внешней сети с защитами и автоматикой присоединяемой сети с ЭС.

Базовые идеи технологии – опережающее сбалансированное деление системы по связям при нарушениях нормального режима с переходом в островной режим работы с последующим автоматическим восстановлением синхронизма и нормального режима с требуемой нагрузкой оборудования.

Принципиальное описание

Рассмотрим способ на простейшем принципиальном примере (Рис. 1), соответствующем присоединению полустанции (части ЭС, образованной после разделения шин ЭС) к одной из шин 10 кВ ПС РЭС.

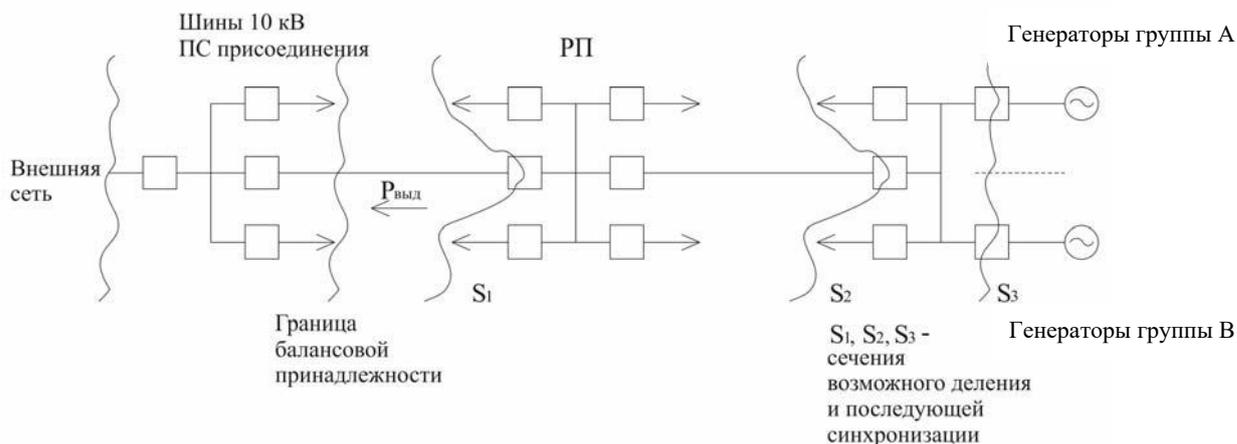


Рисунок 1. - Принципиальная схема, отражающая условия параллельной работы сети ЭС с внешней сетью

Исходно система работает в одном из трех режимов:

1. Без выдачи значимой мощности во внешнюю сеть ($R_{\text{выд}} = 0$).
2. С выдачей значимой мощности во внешнюю сеть ($R_{\text{выд}} = R_{\text{зад}}$).
3. С потреблением значимой мощности из внешней сети ($R_{\text{выд}} = -R_{\text{зад}}$).

Первый режим является частным случаем второго при ($R_{\text{выд}} = R_{\text{зад}} = 0$).

Рассмотрим второй режим, как основной и наиболее интересный

В этом режиме один из генераторов ЭС (или несколько генераторов, образующих группу А) несет нагрузку $P_{\text{г}} = R_{\text{выд}}$, т.е. *равную выдаваемой во внешнюю сеть мощности*.

Это условие поддерживается режимной автоматикой в нормальных условиях работы системы.

При возникновении внешнего или внутреннего для сети ЭС КЗ, по факту снижения напряжения

(например, на РП) или появления напряжения обратной последовательности (при несимметричном КЗ), опережающим образом (быстрее уставок срабатывания защит внешней сети (за время 0.1 с)) отключаются выключатели сечения S1 и генератора (выключатели генераторов группы А), обеспечивающих выдачу мощности во внешнюю сеть.

Если КЗ было внешним, то при таком делении сохранился баланс мощности в отделившемся острове и его работоспособность при переходе оставшихся генераторов в режим регулирования частоты.

Во внешней сети после деления *восстанавливаются условия работы РЗА, соответствующие отсутствию параллельной работы, поэтому не требуется согласование работы защит острова и внешней сети.*

Если КЗ было внутренним с нарушением баланса после его отключения, то в отделившемся острове после восстановления напряжения автоматика действует на предотвращение нарушения недопустимого снижения или повышения частоты путем отключения части нагрузки, включения дополнительной нагрузки, изменения выдаваемой генераторами мощности. Этим обеспечивается сохранение работоспособности отделившейся части.

Восстановление системы (параллельной работы) осуществляется автоматически путем точной синхронизации при восстановлении нормальных условий (по напряжению и частоте с обеих сторон выключателя сечения для деления).

Рассмотрим третий режим

Если в исходном режиме сеть ТЭС была дефицитной (Р_{выд} = -Р_{зад}), то деление будет происходить по сечению S2 с ликвидацией основного дефицита мощности отделившегося района путем отнесения части нагрузки (нагрузки РП) к внешней сети.

Таким образом, быстродействующее опережающее деление (деление до срабатывания РЗ и выключателей внешней сети) по фиксированным сечениям позволяет:

- полностью восстановить условия работы РЗ внешней сети после деления, соответствующие отсутствию подключения к сети ЭС, т.е. исключить необходимость изменения РЗА внешней сети,
- сохранить неизменными отключаемые выключателями токи КЗ (кроме двух выключателей в сечении S1 и S2),
- радикальным образом предотвратить возможность нарушения устойчивости параллельной работы генераторов ТЭС с сетью,
- исключить возникновение на валах синхронных машин разрушительных динамических моментов из-за больших электромагнитных моментов, возникающих при восстановлении напряжения в сети после отключения КЗ с учетом выбега роторов генераторов.

ФУНКЦИОНАЛ АВТОМАТИКИ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМОМ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ОСТРОВНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ С СЕТЬЮ ВНЕШНЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Функционал автоматики представлен ниже.лу

1. Оперирование

- Ввод в работу/вывод энергоблоков по мере изменения нагрузки и выдаваемой во внешнюю сеть мощности
 - Синхронизация подсистем
 - Восстановление нормального режима
 - Оперативный и аварийный перевод полустанции в островной режим
 - Перевод полустанции в режим параллельной работы
 - Перевод однородной группы энергоблоков в режим регулирования частоты (переход на регулирование частоты через ГРАМ)
 - Перевод разнородной группы энергоблоков в режим регулирования мощности (Одна группа генераторов работает с постоянной мощностью, вторая с регулированием сальдо по сечениям сети через ГРАМ)
 - Перевод полной электростанции в режим островной работы (либо по команде, либо автоматически по условиям предпочтительности островного режима)
- #### *2. Режимное управление*
- Регулирование частоты в островном режиме
 - Регулирование сальдо перетока в режиме параллельной работы
 - Мультиагентное регулирование напряжения в островном режиме
 - Мультиагентное регулирование напряжения в режиме параллельной работы
- #### *3. Противоаварийное управление*
- Опережающее сбалансированное деление системы (Исползует измерения напряжений прямой и обратной последовательностей, определяемых на периоде промышленной частоты. Выдает команды на отключение выключателей в сечении сети и связанных генераторов. Реализуется двумя устройствами, основным и резервным)
 - Предотвращение и ликвидация нарушений всех режимных ограничений в стационарных режимах (по загрузке оборудования, напряжениям, частоте, статической устойчивости).
- #### *4. Контроль и измерение*
- Контроль текущего коммутационного состояния схемы сети
 - Измерение режимных параметров оборудования и проверка их допустимости (контролируется загрузка линий связи, нагрузка фидеров РУ, образующих сечения для деления)
 - Векторное измерение параметров в центрах питания сети с выделением прямой и обратной последовательностей
 - Достоверизация коммутационного состояния схемы сети, измеряемых параметров
- #### *5. Блокировка и превентивные действия*
- Блокировка включений на параллельную работу по всем сечениям сети (по результатам контроля топологии схемы блокируется включение всех выключателей в разделенных сечениях сети. Разблокировка производится при отсутствии запретов на объединение, наличии команд с подтверждением объединения, сигналов о выполнении условий синхронизации)
 - Перевод подсистем в островной режим работы при технологических нарушениях

- Блокировка оперативных включений/отключений с недопустимыми набросами/сбросами мощности в островных режимах
- Визуализация текущего коммутационного состояния схемы с цветовым выделением синхронных подсистем
- Визуализация режимных параметров и ограничений

- Визуализация функциональной готовности (неготовности) подсистемы управления
- Сигнализация о нарушениях в объекте и системе управления

Состояния и переходы в системе при автоматическом и ручном управлении режимом параллельной работы представлены на рис. 2.

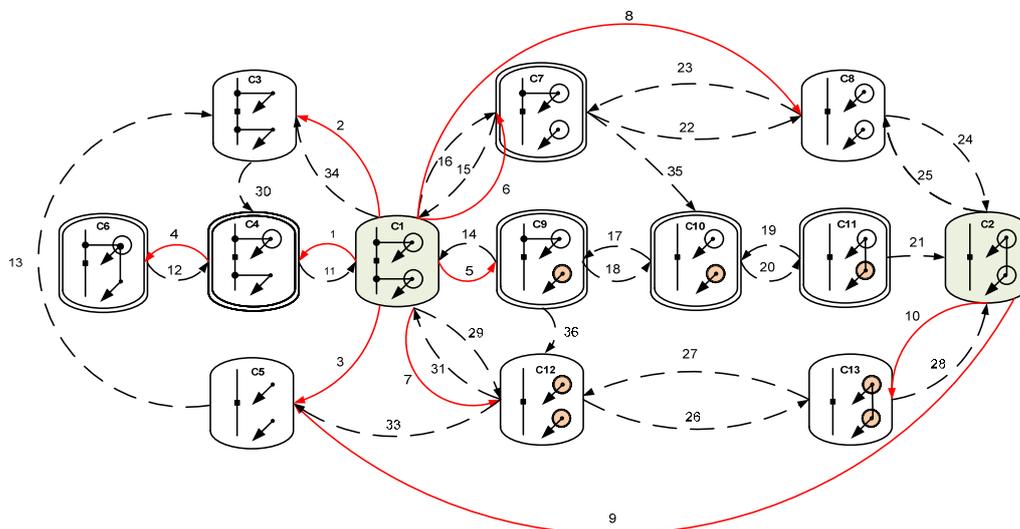


Рисунок 2. Схематическое представление состояний системы энергоснабжения при управлении ее режимом параллельной работы с внешней сетью. С1-13 – структурные состояния присоединенной к шинам ПС РЭС электростанции. Сплошными линиями обозначены аварийные переходы, пунктиром технологические.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Осуществлена свodka существующих и предложены новые эффективные технические решения для присоединения автономной системы энергоснабжения на базе ТЭС небольшой мощности к сети централизованного энергоснабжения с параллельной работой генераторов.

Параллельная работа автономной системы с опережающим делением систем устраняет основную причину неустойчивой работы малых ЭС, а именно, отключение энергоблоков защитной автоматикой при существенных по продолжительности набросах, сбросах мощности. Такие набросы, сбросы возникают как в нормальных эксплуатационных режимах, так и при затяжных коротких замыканиях в сети, т.е. возникают достаточно часто, что и является основной причиной отключения энергоблоков и нарушения энергоснабжения в режиме автономной работы.

При параллельной работе набросы, сбросы мощности в эксплуатационных режимах распределяются между внешней электрической сетью и ЭС, причем большую часть берет на себя сеть, что исключает неустойчивую работу энергоблоков в нормальных эксплуатационных режимах, а опережающее сбалансированное деление – угрозы возникновения асинхронных режимов, недопустимых динамических моментов на валах синхронных генераторов при коротких замыканиях во внешней сети.

Качество напряжения при присоединении регулируемой малой генерации повышается, как в части стабильности напряжения, так и в части его симметрии и синусоидальности. В режиме параллельной работы генераторы ЭС поддерживают стабильное желаемое напряжение как на своих шинах, так и на шинах ПС присоединения, т.к. они оснащены регуляторами напряжения.

Список литературы

- [1] Fishov A. G., Marchenko A. I. *Synchronized mode operation of distributed generation in power grid* 12 International forum on strategic technology (IFOST 2017) : proc., Korea, Ulsan, 31 May – 2 June 2017. – Ulsan, 2017. – Vol. 1. - P. 276-280.
- [2] Фишов А. Г., Марченко А. И., Ивкин Е. С., Семендяев Р. Ю. *Автоматика опережающего деления в схемах присоединения малой генерации к электрической сети* / Релейная защита и автоматика энергосистем 2017 : междунар. выст. и конф., Санкт-Петербург, 25–28 апр. 2017 г. : сб. докл. - Санкт-Петербург, 2017.

Создание интеллектуальной технологической платформы для повышения энергоэффективности и надежности транспорта, распределения и потребления электроэнергии мегаполисов

С.Е. Кокин, А.В. Паздерин

ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»
Екатеринбург, Россия

Аннотация — В статье представлено краткое описание концепции развития интеллектуальных и цифровых технологий в рамках единой интеллектуальной технологической платформы. Названы основные ее элементы, базовые составляющие и их назначение. Предложено в качестве базовой площадки для развития технологической платформы рассматривать крупные города – мегаполисы ввиду их значимости для развития общества. Отдельно показано, что развитие образования является необходимым условием разработки и внедрения новых технологий, методов, подходов.

Ключевые слова — технологическая платформа, интеллектуальные электроэнергетические системы, мегаполисы, система интеллектуальных измерений

The creation of an intelligent technology platform for increasing energy efficiency and reliability of transport system, improving electricity distribution and consumption in megacities.

Sergey E. Kokin, Andrey V. Pazderin

The Ural Federal University named after the first President of Russia B. N. Yeltsin
Yekaterinburg, Russia

Abstract – The paper gives a brief description of the intelligent and digital technologies development concept within the single intelligent technology platform. The main elements and components of the platform and their functions are presented. It is proposed to consider megacities (in view of their importance for the development of society) as a base platform for the development of the technological platform. It is highlighted that the development of education is a necessary condition for the development of new technologies, methods, approaches.

keywords – technology platform, intelligent power systems, megacities, intelligent measurement systems

1. ВВЕДЕНИЕ

Отличительной чертой современной цивилизации является рост роли крупных городов, увеличение доли мегаполисов в экономике и населении планеты. При этом крупнейшие города в различных регионах мира имеют множество специфических особенностей, обусловленных как географическими, так и социально-экономическими условиями [1]. Мегаполисы Европы, Австралии, Японии и Северной Америки развиваются в рамках постиндустриального этапа жизни общества. Крупнейшие города Азии и Южной Америки соответствуют индустриальной эпохе. Мегаполисы Африки представляют в большинстве своем

переходный тип городов от города к деревне, сочетая черты индустриального города и деревни. Несмотря на столь значимые различия, все мегаполисы имеют и общие черты: огромное население, высокое потребление электроэнергии (в том числе и удельное), большое количество транспорта, наличие «спальных» районов и маятниковой миграции населения внутри мегаполиса. Традиционные для электроэнергетической отрасли проблемы наиболее ярко проявляются в мегаполисах (причем достаточно похожим образом во все них): взаимное влияние потребителей приводит к снижению качества электрической энергии, при больших нагрузках трудно обеспечивать всё возрастающие требования по надежности электропотребления, растет доля новых видов

источников электрической энергии в системах электроснабжения.

Кроме того, современный этап развития мировой экономики, промышленности, техники определяется растущим дефицитом природных ресурсов, необходимостью их рационального использования, а также развитием интеллектуальных и цифровых технологий на различных иерархических уровнях создания систем управления и контроля. Электроэнергетика является базовой отраслью экономики, состояние которой характеризует экономическое развитие страны, возможности для роста экономики в ней. Поэтому для развития электроэнергетической отрасли крайне важно учитывать современные тренды и подходы, развивать те из них, которые позволяют обеспечить энерго- и ресурсосбережение.

В этой связи для интенсификации развития экономики России, ее промышленности при планировании и осуществлении мероприятий по совершенствованию технологического уклада необходимо основываться не только на конъюнктурной рыночной ситуации, но и на актуальных технологических вызовах [2]. На основании сказанного ранее можно сделать вывод, что необходимо развивать интеллектуальные и цифровые технологии в энергетике, причем акцент нужно делать на развитие технологий и подходов на основе некой общей концепции, идеи. Базовым полигоном для развития новых подходов должны быть системы электроснабжения крупных городов.

II. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ПЛАТФОРМА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

В соответствии с заявлениями российской власти одним из основных трендов развития электроэнергетики должны быть обеспечение надежных и в то же время гибких энергосистем, обеспечивающих качественное, бесперебойное снабжение энергией [2]. Но для этого необходима возможность подключения к ним различных типов генерации, возобновляемых источников энергии и тех, которые используют другие ресурсы.

В то же время одним из основных трендов в современной электроэнергетике является развитие «умной энергетики», основанной на использовании сложных, гибких, адаптивных методов и подходов. Такой вектор изменений возникает не само по себе, а в связи с происходящими изменениями во всех технологических областях цивилизации. Сейчас мир находится на этапе очередной революции (рисунок 1 укрупненно представляет все происходившие в мире промышленные технологические революции). После революций, связанных с применением паровых машин, электрификацией промышленности, автоматизацией производства наступил тот период, когда технологии позволяют создавать сложные технологические системы, алгоритмы, подходы, применимые для целых отраслей.



Рис. 1. Промышленные революции

Создание киберфизических систем в рамках отдельных отраслей – это, хотя и локальный, но необходимый шаг для создания интернета вещей, а ведь, по мнению многих исследователей и аналитиков, именно к интернету вещей, единой киберфизической системе в настоящее время переходит наша цивилизация в технологическом плане. Электроэнергетика, энергетика – базовые отрасли экономики, без которых невозможно представить ни современную цивилизацию, ни переход ее на новый уровень. Кроме того, благодаря лавинообразно растущему количеству измерений, энергетика – отличная базовая площадка для революции 4.0. Но и революция в рамках отрасли, построение систем Smart Grid невозможны без объединения традиционных отраслевых подходов и привлечения специалистов по IT технологиям. Без коллаборации ученых-энергетиков и специалистов по информационным технологиям качественные изменения в энергетическом комплексе маловероятны. С учетом названных ранее требований к энергосистемам в рамках взаимодействия специалистов из энергетики и IT возможно и нужно разработать интеллектуальную технологическую платформу для электроэнергетики.

Под технологической платформой в российской практике последних лет понимался коммуникационный инструмент объединения усилий различных заинтересованных сторон (государства, бизнеса, науки) в определении инновационных вызовов, разработке программы стратегических исследований и определении путей ее реализации [3]. С этой целью при различных организациях – Агентстве стратегических инициатив, профильных министерствах были созданы профильные платформы. С другой стороны, технологическая платформа – это набор используемых программных комплексов, программных оболочек, технических систем, алгоритмов и подходов.

С точки зрения авторов создание интеллектуальной технологической платформы в электроэнергетике должно заключаться в разработке алгоритмов, методов, программных комплексов и устройств, которые связаны между собой в единую систему с помощью информационных и коммуникационных каналов. Платформа должна представлять собой единую эффективную систему управления и развития энергетическими системами, разработки оптимальных моделей взаимодействия между субъектами и объектами энергетической отрасли (в том числе – принцип тарифного регулирования), а также в подготовке компетентных специалистов для эксплуатации созданной технической системы. То есть платформа будет включать в себя характерные черты, описываемые в приведенных выше определениях.

Важными особенностями платформы должны быть: иерархичность, взаимодополняемость компонентов (систем), интеллектуальные принципы ее построения (то есть высокая доля адаптивных алгоритмов ее построения, их высокая сложность). Такая платформа не может быть реализована без работы с огромными массивами измерений, без наличия инструментов анализа этих массивов данных. Как один из основных инструментов такого анализа следует использовать Big Data Advanced Analytics.

Главной целью создания технологической платформы является повышение эффективности и надежности

генерации, транспорта, распределения и потребления электроэнергии, то есть системы, которая позволит качественно повысить уровень и качество управления всем энергетическим комплексом, всей технологической цепочкой от генерации до потребления электроэнергии.

Так как технологическая платформа должна представлять собой очень большую и сложную систему, то она может быть разделена на несколько связанных систем, каждая из которых имеет свой функционал. Для более детального описания технологической платформы нужно подробно рассмотреть функциональные системы, которые ее составляют.

Для достижения заявленной цели необходимо создать в первую очередь систему интеллектуальных измерений, которая подразумевает под собой не только обычные функции сбора информации, но и ее продвинутой обработки, то есть база для решения поставленной цели – создание системы мониторинга и оценки состояния систем электроснабжения. Именно в рамках этой системы рационально применять алгоритмы работы с большими массивами данных для обеспечения надежной и качественной работы системы. Важно отметить, что одним из направлений получения информации должно быть взаимодействие с потребителями через пользовательские сервисы, сайты и т.д., что соответствует идеологии «интернета вещей».

Создание системы мониторинга оценки состояния оборудования также является важным элементом для построения технологической платформы. Реализация данного направления позволит оптимизировать управление имеющимися ресурсами, предназначенными для ремонта и замены оборудования и строительства новых объектов.

На базе названных ранее систем необходимо развивать инновационную энергоэффективную систему электроснабжения промышленных предприятий и потребителей, включающей алгоритмы и устройства управления нагрузкой потребителей электроэнергии на различных иерархических уровнях, эффективную систему собственной генерации и накопления энергии на базе возобновляемых источников и топливных элементов. Создание такой системы позволит иметь действенный инструмент, позволяющий за счет оптимизации собственной генерации и нагрузки значительно повысить энергоэффективность, снизить энергопотребление и расходы по данной статье у промышленных предприятий и населения. «Продвинутая» система электроснабжения позволит применять более гибкие рыночные модели, применять более дифференцированные подходы. Еще одним положительным фактом при развитии обсуждаемого направления будет являться то, что модернизация системы электроснабжения существующего предприятия может стать драйвером его развития, то есть способствовать развитию экономики целиком.

Современные электроэнергетические системы являются сложными, иерархическими объектами, поэтому в рамках построения технологической платформы на основании получаемых от систем мониторинга и оценки состояния результатов измерений и данных анализа можно развивать систему режимного и противоаварийного управления. Получение большого массива информации и использование на её основе в

системе противоаварийного и режимного управления сложных адаптивных, взаимно согласованных алгоритмов позволит повысить эффективность использования всего энергетического комплекса за счет оптимальности определяемых управляющих воздействий и как результат – отказ от излишних запасов, уменьшение числа технологических нарушений и продолжительности времени отключения потребителей.

Разработка алгоритмов выбора вариантов обеспечения питания автономных систем электроснабжения, в том числе на базе распределенной генерации, должно быть важным направлением при построении технологической платформы. Офлайн анализ данных из систем измерений и мониторинга позволит разработать меры, алгоритмы и способы для оптимального выбора схемы электропотребления удаленных потребителей, в том числе на базе распределенной генерации. Алгоритмы и методы должны быть для удобства объединены в программный комплекс, своеобразный «Советчик».

Важно заметить, что необходимой составляющей, которая непосредственно связана с построением технологической платформы, но не входит в ее состав, является система образования. Университеты и колледжи должны обеспечить подготовку кадров, которые смогут отвечать новым технологическим запросам, работать в интенсивно меняющихся условиях, обслуживать сложные технологические процессы, разрабатывать новые подходы и методы. Лишь при разумном развитии вузовского образования на основе существующих традиций и с использованием новых подходов можно подготовить специалистов для создания, развития и обслуживания технологической платформы в электроэнергетике.

Фактическое построение технологической платформы в электроэнергетике необходимо производить с акцентом на развитие систем электроснабжения мегаполисов ввиду их возрастающей значимости. Все из предложенных в предыдущем разделе системы в рамках технологической платформы достаточно легко могут быть построены при развитии технологий для мегаполисов. К примеру, система интеллектуальных измерений в мегаполисе может быть построена на основе развитых в них системах учета электроэнергии. При построении технологической платформы для мегаполиса необходимо учитывать некоторые особенности его систем электроснабжения. Главная из них заключается в том, что при противоаварийном и режимном управлении в системах электроснабжения мегаполиса необходимо в первую очередь учитывать токовые ограничения, требования по качеству электроэнергии непосредственно на уровне потребителя, а также высокую удельную плотность электрической нагрузки.

III. Выводы

В результате интеграции усилий специалистов в электроэнергетике и информационных технологиях могут быть созданы инструменты, позволяющие решить наиболее актуальные проблемы, существующие в современной энергетике всего мира. К таким проблемам относятся: повышение качества электроэнергии и надежности электроснабжения для потребителей, снижение технических и коммерческих потерь электроэнергии, интеграция новых видов генерации и

накопителей электроэнергии в существующие электроэнергетические системы, снижение стоимости электрической энергии для потребителей, создание адаптивной системы противоаварийного и режимного управления. Проблемы необходимо решать на комплексной основе, используя интегрированный подход. Поэтому решением проблем видится создание технологической платформы, в рамках которой будут собраны и начнут развиваться актуальные для электроэнергетической отрасли направления.

Без реализации исследований по обозначенным тематикам невозможно обеспечить устойчивое развитие современной мировой цивилизации ввиду ограниченности ресурсов. Проект по созданию и развитию платформы должен быть непосредственно направлен на решение таких глобальных задач как:

- развитие технологий более эффективного накопления и хранения электроэнергии;
- построение интеллектуальных систем управления электросетями;
- разработка нового поколения систем возобновляемой энергии.

Реализация предложения в глобальном масштабе позволит получить доступ к современным, надежным и устойчивым источникам энергии и обеспечение экологической устойчивости (глобальный вызов современности согласно декларации ООН «Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development») всем странам через создание интеллектуальной и инновационной технологической платформы управления электроэнергетической системой.

Ввиду масштабности описанной задачи по построению технологической платформы для энергосистемы в целом, первоначально она должна решаться для относительно локализованных, но значимых объектов, которыми в современных условиях являются мегаполисы. Организация технологической платформы для них является более простой задачей ввиду более развитых информационных, коммуникационных каналов, большим человеческим ресурсам в них.

Также необходимо отметить, что реализация проекта не может быть осуществлена без интеграции усилий всех заинтересованных сторон. В этой связи все большую значимость приобретает взаимодействие научных школ, отдельных ученых, в том числе междисциплинарное взаимодействие. Привлечение молодежи к научной деятельности также является важным шагом к построению технологической платформы, так как постоянное обновление кадров, рост специалистов и их развитие является важнейшим условием любых изменений в отрасли.

Список литературы

- [1] Елисеев, Д.О. Современные мировые мегаполисы: эволюционный рост и экономическое развитие// Региональная экономика и управление. – 2016. – № 4 (48).
- [2] Разумовский, Ф.. На пороге «умной» энергетики // Газета.ру. – 2017.
- [3] Писарев, С. Л., Аржанцев, С. А., Фролова, А. А., Колязина, Е. В. Формирование технологических платформ как нового инструмента инновационного развития экономики // Вопросы экономики и управления. – 2017. – № 2. – С. 18-21.

Современные подходы к построению систем энергоснабжения мегаполисов

А. Б. Лоскутов, А. А. Лоскутов, Д. В. Зырин, Е. Н. Соснина
Нижегородский государственный технический университет им. Р. Е. Алексева
Нижний Новгород, Россия
loskutov.nnov@gmail.com

Аннотация — Интеллектуальные технологии в распределительном электросетевом комплексе должны решать задачи: повышения надежности электроснабжения потребителей; живучести и управляемости систем электроснабжения, снижения потерь электроэнергии; увеличения продолжительности межремонтного эксплуатационного периода; уменьшения ущерба от аварий и отключений; повышения энергоэффективности и качества электрической энергии. Исторически существующие распределительные сети среднего напряжения не были приспособлены к большим перетокам мощности и смене конфигурации сети в зависимости от режима работы. Поэтому построение интеллектуальных энергоэффективных систем электроснабжения в существующих радиально-магистральных топологических решениях не является целесообразным. Предложен инновационный способ распределения электрической энергии по гексагональной топологии, определены класс напряжения и режим заземления нейтрали для сети, проведены модельные эксперименты аварийных режимов, рассмотрен алгоритм деления электрической сети как способ ограничения величин токов короткого замыкания, что актуально для сетей крупных городов.

Ключевые слова — гексагональная сеть, класс напряжения, режим заземления нейтрали, ток короткого замыкания, режимы работы, алгоритм переконфигурации сети, Smart Grid

Modern approaches to the construction of power supply systems for megacities

Aleksey Loskutov, Anton Loskutov, Dmitriy Zyrin, Elena Sosnina
Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev
Nizhny Novgorod, Russia
loskutov.nnov@gmail.com

Abstract — Intelligent technologies in the distribution network complex should solve the following problem: improvement of reliability of power supply to consumers; survivability and controllability of systems of power supply, reduction of power losses; increasing the length of the maintenance period between repairs; ; minimization of damage from accidents and shutdowns; increase of energy efficiency and quality of electric energy. Historically, the existing distribution network of medium voltage were not adapted to the big power flow and reconfiguration, depending on the operating mode. Therefore, the construction of energy-efficient intelligent power supply systems in existing radial and trunk topological solutions is not appropriate. We propose an innovative way to distribute electrical energy for hexagonal-topology defined voltage class and mode of grounding-neutral network. There have been made model experiments of emergency mode. The algorithm for dividing the electrical, as a way to limit the values of the short-circuit currents of the network, was considered, which is relevant for large city networks.

Keywords — hexagonal network, voltage class, neutral grounding mode, short-circuit current, operating modes, network reconfiguration algorithm, Smart Grid

1. ВВЕДЕНИЕ

Эффективность и надежность современных электротехнических комплексов, систем электроснабжения в условиях роста населения городов и, как следствие, электрических нагрузок и их плотности напрямую зависит от схемных решений построения распределительных электрических сетей. Концепция «умной энергетики» [1] в большинстве научных работ отражается в разработке новых технологий: систем контроля и управления, устройств электромагнитного

преобразования, исполнительных устройств, быстродействующих цифровых устройств защиты. В основном, данные инновации находят применение на объектах высокого и сверх высокого напряжений или в микрогридах. Вопросам улучшения параметров и управляемости распределительных сетей среднего напряжения уделяется мало внимания. Развитие сетей среднего напряжения не всегда имеет системный характер, и зачастую они строятся «как придется», что ведет за собой увеличение потерь мощности, трудности эксплуатации. Работ, посвященных улучшению

параметров и возможностей сети схемным, топологическим способом, очень мало [2-5].

Сегодня инновации неразрывно связаны с микропроцессорной техникой, цифровыми технологиями и системами коммуникации. Энергетика не исключение. Создание эффективных и адаптивных алгоритмов функционирования электрических сетей, по которым будет работать данная техника - «железо» - является наиболее важной задачей, с которой могут справиться только электроэнергетики.

Проблема увеличения плотности электрических нагрузок в крупных городах поднимает вопрос повышения уровня напряжения и как следствие пропускной способности электросетевого оборудования. Кабельная инфраструктура сетей 6-10 кВ уже работает на пределе пропускной способности. В ряде крупных городов России уже реализованы проекты электроснабжения застроек на перспективный класс напряжения 20 кВ. Однако научно обоснованных решений от внедрения этого малоиспользуемого в России класса напряжения, а также его режима заземления нейтрали очень мало [6].

На сегодняшнее время большинство действующих систем электроснабжения являются иерархичными и не способны к быстрому реагированию на внешние возмущения. Их можно охарактеризовать как квазистатичные. Тенденции и новые технические решения в области многофункциональных цифровых систем, введение стандарта МЭК 61850, развитие коммуникационной инфраструктуры электроэнергетических систем дают возможность задуматься над созданием «динамичных», способных адаптироваться к режимам и возмущениям систем [7,8].

II. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО НАПЯЖЕНИЯ СОВРЕМЕННОЙ ГОРОДСКОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В России распределительные электрические сети развивались на класс напряжения 6, 10, 35 кВ, в то время как в странах Европы использовалось напряжение 20 кВ (табл.1).

Таблица 1. Величины номинальных напряжений в различных странах мира

Страна	Величины номинальных напряжений сетей трехфазного переменного тока, кВ														
	-	3	6	10	15	20	35	45	60	90	110	154	220	330	500
Россия	-	3	6	10	-	20	35	-	-	-	110	154	220	330	500
Франция	-	3,2	5,5	10	15	20	30	45	60	90	110	150	150	380	-
Германия	1и2	3	6	10	15	20 (27)	30	45	60	90	110	150	150	380	-
США	2,4	-	4,8 (7,8)	12	14,4	23	31,5	46	69	-	115 (138)	161	161	-	-
Бельгия	-	3	6	10	15	20	30	45	60	80	100	150	150	380	-
Австрия	-	3	5(6)	10	15	20 (25)	30 (35)	45	60	-	110	-	-	380	-
Чехия	-	3	6	10	15	20 (22)	30 (35)	45	60	80	100	150	150	-	-
Венгрия	-	2,7	5,4	9	13,5	18	31,5	-	54	90	125	180	180	-	-
Англия	-	-	6	11	-	12	33	-	66	88	110	165	165	-	-

Хотя, напряжение 20 кВ было введено в стандартную номенклатуру СССР еще в середине прошлого века. Это сложилось исторически в связи с тем, что в СССР активно был развит уровень производства, а бытовые нагрузки были меньше. Также плотность электрических нагрузок в городах была не велика. Поэтому в России получили

развитие сети 6, 10 и 35 кВ. Однако, в настоящее время сетевая инфраструктура 6-10 кВ уже не справляется с потребностями в электроэнергии. Поэтому необходим анализ использования различных классов напряжения в городах.

Проведенные исследования показали, что перевод РС крупных городов с напряжения 6-10 на 20 кВ позволит перейти на более высокий уровень электроснабжения потребителей. Аналитическим путем была определена максимальная длина передачи единицы мощности по условиям 10% потерь напряжения для сетей 6, 10 и 20кВ. Исследование показало, что 1 МВт мощности по кабелю с изоляцией из сшитого полиэтилена сечением/экраном - 95/16 с потерями менее 10% в сети 6 кВ можно передать на максимальное расстояние 4 км, в сети 10 кВ - 9 км, а в сети 20 кВ - 34 км (рис. 1). Таким образом, сети 20 кВ позволяют в 3-8 раз увеличить площадь обслуживания потребителей и снизить количество ячеек на центрах питания.

Результаты анализа показывают потери электроэнергии в оборудовании 20 кВ в 2,7 раза меньше, чем в оборудовании 10 кВ, и в 7,5 раз меньше, чем в оборудовании 6 кВ (рис. 2). Сравнительный анализ показал, что пропускная способность линий 20 кВ в три раза превышает пропускную способность линий 6 кВ и в 1,9 раз - 10 кВ при сохранении трансформаторной мощности.

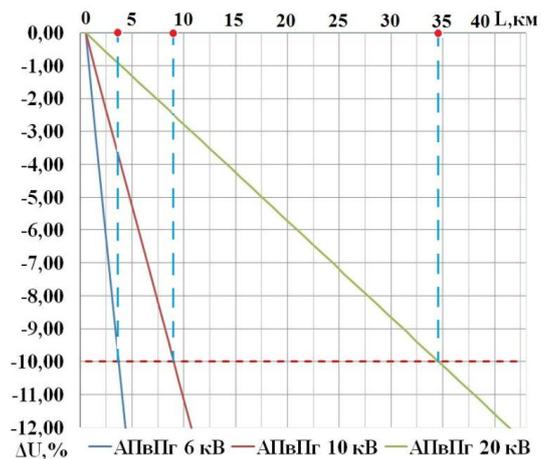


Рис. 1. Зависимость дальности передачи мощности от напряжения

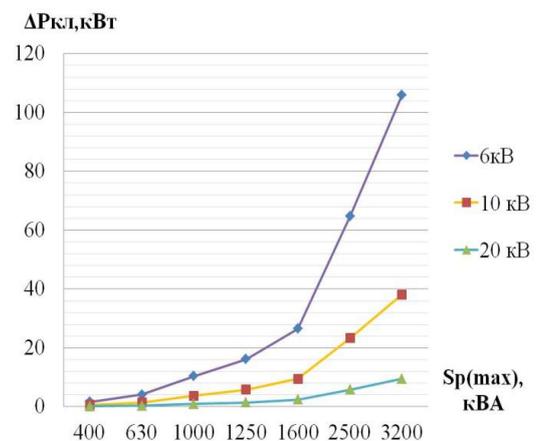


Рис. 2. Зависимость удельных потерь мощности от передаваемой мощности в КЛ

Оборудование на 20 кВ мало отличается от привычного в России 10 кВ. Габариты

электрооборудования сопоставимы с 10 кВ, подстанции закрытого исполнения, кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, которые фактически имеют изоляцию, приближенную к 20 кВ. Если говорить о классе напряжения 35 кВ, то это преимущественно воздушные линии, подстанции открытого исполнения. Их использование в городских условиях проблематично из-за высоких капитальных затрат на выкуп земли, которая очень дорогая в городе. Стоимость оборудования закрытого исполнения на 35 кВ дороже на 30% по сравнению с 20 кВ. Также предъявляются более жесткие требования к эксплуатации.

Перевод существующих электрических сетей на напряжение 20 кВ приведет к неоправданным первоначальным капитальным затратам. А при строительстве новых городских районов с высокой плотностью электрических нагрузок 20 кВ является более эффективным по сравнению с 10 и 35 кВ.

III. АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ В СЕТИ 20 кВ

В СССР и России основным режимом является изолированная нейтраль. Данный режим получил широкое распространение, поскольку может допускать работу сети с однофазным замыканием на землю (ОЗЗ). Способ заземления нейтрали через дугогасящий резистор находит в России применение в разветвленных кабельных сетях с большой емкостью фаз. Анализ опыта эксплуатации данных режимов нейтрали показывает большую удельную повреждаемость элементов распределителей.

Проведено имитационное моделирование в программном комплексе PSCAD различных режимов заземления нейтрали. Модель состоит из источника бесконечной мощности, двухобмоточного трансформатора, кабельной линии и нагрузки (рис. 3). PSCAD позволяет точно задать параметры кабеля и способа прокладки: геометрическое расположение кабелей, структуру слоев проводящих жил и изоляции, способ заземления экранов, сопротивление грунта и пр.

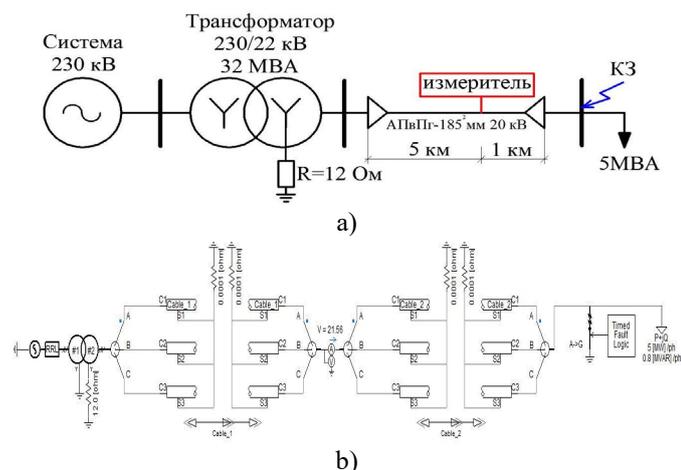


Рис. 3. Схема и модель участка сети 20 кВ в PSCAD

Моделировались трёх-, двух- и однофазные короткие замыкания для изолированной, заземленной нейтралей и нейтрали, заземленной через низкоомный резистор 12 Ом. Полученные величины токов представлены в табл. 2., а совмещенные осциллограммы для токов и напряжений

при ОЗЗ на рис. 4.

Таблица II. ЗНАЧЕНИЯ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТИПАХ НЕЙТРАЛИ

Тип замыкания	Изолированная нейтраль, кА	Заземленная нейтраль, кА	Нейтраль, заземленная через низкоомный резистор, кА
$I_k^{(3)}$	6,2020	5,564	5,564
$I_k^{(2)}$	5,8031	5,1631	5,2137
$I_k^{(1)}$	0,3273	1,19	0,8287

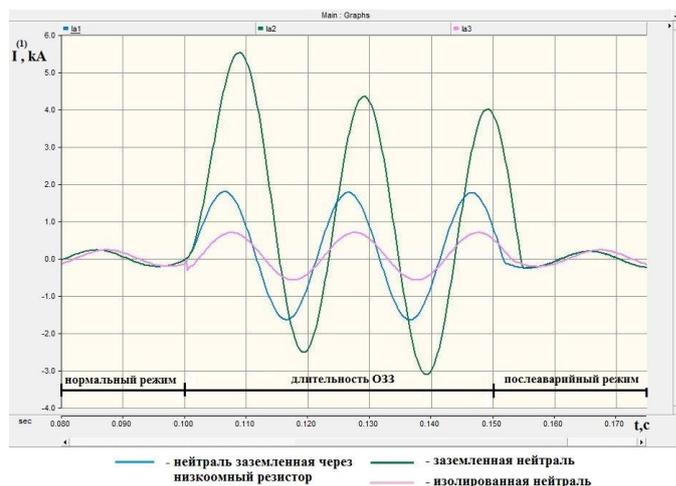


Рис. 4. Осциллограммы токов при $I_k^{(1)}$

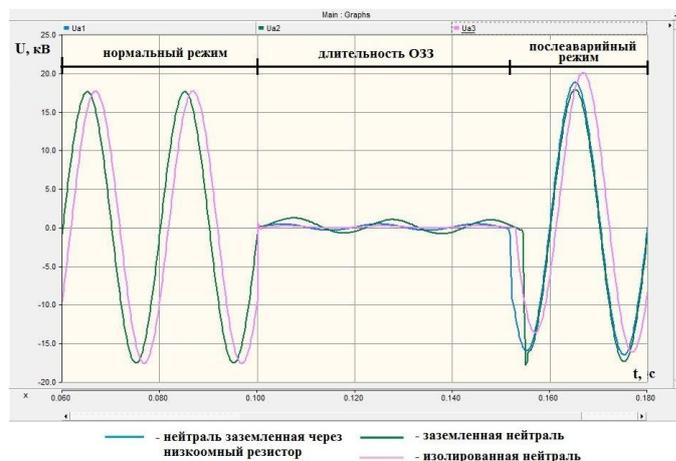


Рис. 5. Осциллограммы напряжения при $I_k^{(1)}$

Результаты показывают, что однофазный ток короткого замыкания в сети с заземленной нейтралью и в сети с нейтралью, заземленной через низкоомный резистор, имеет большую величину, по сравнению с этим же током в сети с изолированной нейтралью, в 2,5-3,6 раза, что обеспечивает высокую чувствительность защит от однофазных коротких замыканий. Поэтому можно сделать выводы в пользу преимущества сети с нейтралью, заземленной через низкоомный резистор, для городских сетей 20 кВ:

- быстрое отключение при ОЗЗ поврежденного элемента, исключение развития повреждения;
- отсутствие феррорезонансных явлений, вызываемых кратковременными ОЗЗ из-за широкого диапазона настройки ДГР, необходимого для

разветвленных городских сетей с часто изменяющейся конфигурацией по отношению к питающему центру;

- исключение возможности перехода однофазного замыкания в многофазное;
- уменьшение вероятности поражения персонала и посторонних лиц за счет быстрого отключения поврежденной линии;
- перенапряжения, возникающие при дуговых замыканиях на землю, могут достигать всего 1,9-2,2 Уф., их длительность ограничена временем работы защиты (менее 1с.);
- отсутствие длительного воздействия на изоляцию дуговых перенапряжений, что ведет к накоплению дефектов, снижению срока службы и увеличению ущерба.

IV. РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ ГЕКСАГОНАЛЬНОГО ТИПА

Предложен новый, альтернативный автоматизированный способ передачи и распределения электроэнергии для городов с высокой плотностью нагрузки - гексагональная распределительная сеть 20 кВ. Она является хорошо связанной и образует в вершинах шестиугольника трехлучевой узел нагрузки.

Гексагональная распределительная сеть (ГРС) - гибкая интеллектуальная электрическая сеть, в виде совокупности территориально распределенных узлов нагрузки (УН), соединенных между собой проводниками унифицированного сечения и имеющая топологию в виде шестиугольников, стремящихся к правильной форме [9-12].

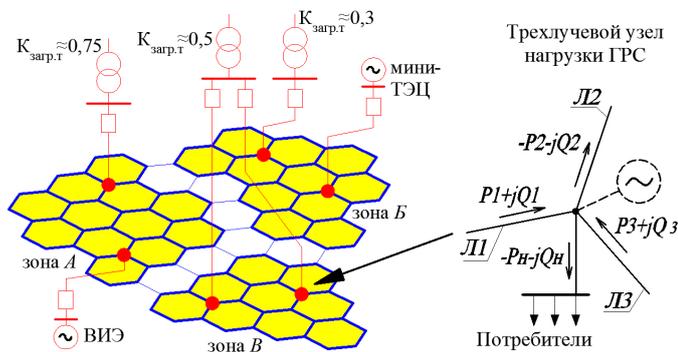


Рис. 6. Принцип построения гексагональной распределительной сети

Единая технологическая и информационная платформа позволяет перейти от жесткой радиально-магистральной архитектуры сети к более гибкой, адаптивной, равномерно распределенной сети, при этом каждый ее узел является активным элементом, позволяющим переконфигурировать сеть в соответствии с оптимальным режимом работы.

Можно привести много примеров использования шестиугольников в природе: пчелиные соты, углеродистая решетка, снежинка и пр. В природе существует несколько видов правильных многоугольников, которые могут покрыть поверхность без пробелов. Это треугольник, квадрат и шестиугольник. При этом шестиугольник покрывает наибольшую площадь. Например, если покрыть городскую территорию площадью 10 км² равномерно распределенной сетью так, чтобы на взаимные связи между узлами ушло как можно меньше материала по длине, то наиболее рациональным графом будет правильный шестиугольник (табл. 1). Кроме того

шестиугольник образует в вершине три луча. Другие фигуры (квадрат, треугольник) образуют больше лучей, что ведет к удорожанию узла.

Таблица III. ГЕОМЕТРИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПРАВИЛЬНЫХ МНОГОУГОЛЬНИКОВ

Длина ребра фигуры площадью 1 км ² (м)	Топология территории площадью 10 км ²	Кол-во ветвей, n (шт.)	Кол-во узлов, m (шт.)	Длина ветвей L = n · a (м)
$a = \sqrt{\frac{2}{3 \cdot \sqrt{3}}}$		41	31	≈25,42
$a = \sqrt{\frac{4}{\sqrt{3}}}$		19	10	≈28,88
a = 1		27	18	27

В существующих городских распределительных сетях очень часто выполняются дополнительные перемычки между распределительными пунктами, которые находятся в состоянии холодного или горячего резерва. Поэтому трансформация существующих распределительных сетей в ГРС возможна путем поэтапной реконструкции распределительных пунктов, установки новых и прокладки дополнительных кабельных линий. Но лучше всего использовать предложенную топологию для новых районов городской застройки.

V. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО РАССТОЯНИЯ МЕЖДУ УЗЛАМИ НАГРУЗКИ

Разработано несколько методик определения оптимального шага между узлами нагрузки [13]. В основе одной из них лежит геометрический подход, основанный на расчетной плотности нагрузки проектируемой территории.

$$D = K_{откл} \cdot \sqrt{\frac{4 \cdot \Theta_{зоп} \cdot S_{ун}}{3\sqrt{3} \cdot S_{расч}}} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n x_i \cdot \sqrt{\frac{4 \cdot S_{мп} \cdot n_{мп}}{3\sqrt{3} \cdot \gamma_{ср}}}, \quad (1)$$

где $\Theta_{зоп}$ - площадь зоны построения, км²;
 $S_{расч}$ - расчетная мощность потребителей, МВА;
 $S_{ун}$ - мощность единичного узла нагрузки, МВА;
 $S_{мп}$ - номинальная мощность трансформатора, МВА;
 $n_{мп}$ - количество трансформаторов подключенных от УН;
 $\gamma_{ср}$ - средняя плотность нагрузки рассматриваемой зоны;
 $K_{откл}$ - коэффициент среднего отклонения от идеального шага сети ($K_{откл} = 1,3-1,4$);
 N - количество ветвей;
 x_i - отклонение i -ой ветви от идеальной.

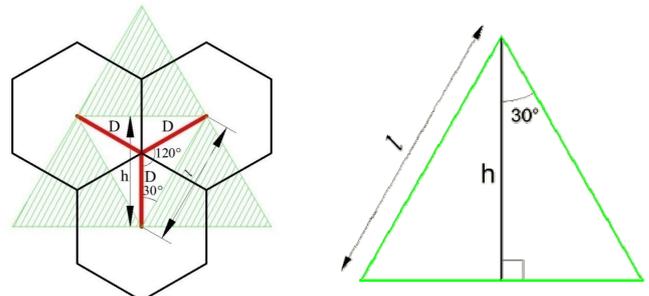
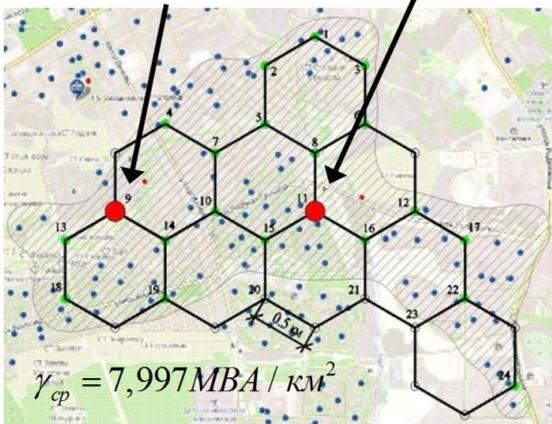


Рис. 7. Длина шага сети 20 кВ для ГРС

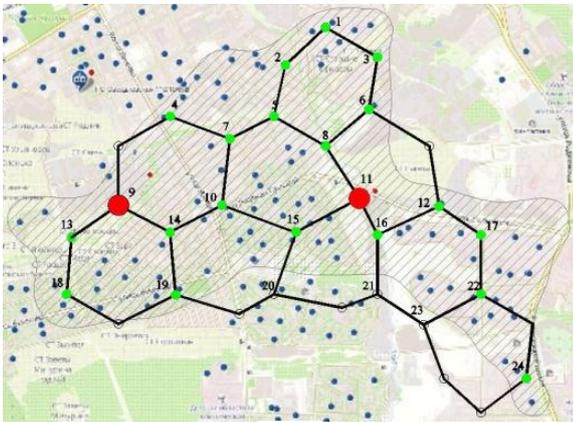
На рис.8 представлены этапы проектирования ГРС на примере части Советского района г. Нижнего Новгорода.

1. Построение идеальной ГРС

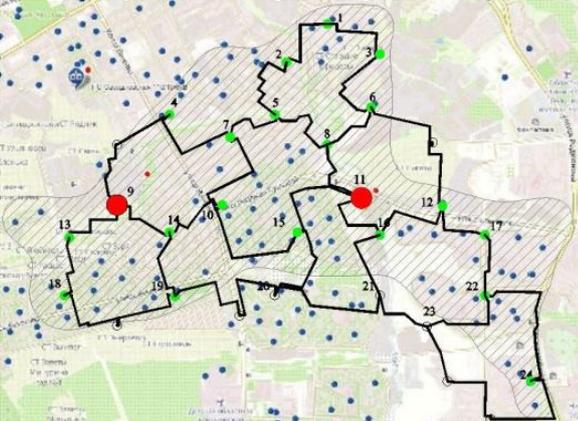
ПС 110 кВ НИИТОП ПС 110 кВ Печерская



2. Корректировка расположения узлов нагрузки в радиусе 100-170 м



3. Корректировка шага с учетом реальной местности



-  - питающий узел (ПС 110 кВ);
-  - распределительный узел (РП 20 кВ);
-  - перспективный узел (узел соседней зоны);
-  - потребители 0,4 кВ (ТП 20/0,4 кВ)

Рис. 8. Этапы построения ГРС

VI. МОДЕЛИРОВАНИЕ НОРМАЛЬНЫХ И АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ В СЕТИ С ГЕКСАГОНАЛЬНОЙ ТОПОЛОГИЕЙ

Для анализа нормальных и аварийных режимов в среде графического программирования Simulink Matlab разработана имитационная модель ГРС 20 кВ. Моделирование выполнялось для реальных районов г. Нижнего Новгорода с использованием разработанных методик определения оптимального расстояния между узлами нагрузки сети и выбора сечения ветвей. В качестве источников питания (ИП) были выбраны существующие городские распределительные подстанции. Было принято, что нагрузка в каждом УН изменяется в диапазоне от 3 МВА до 5 МВА по равномерному закону, по выражению:

$$S_{var i} = \frac{S_{ном i}}{(\Delta_{min} + (\Delta_{max} - \Delta_{min}) \cdot r_i)^{-1}}, \quad (2)$$

где i - номер узла ($i=1, \dots, m$); $S_{ном}$ - номинальная мощность УН; r_i - случайное число от 0 до 1; Δ_{min} и Δ_{max} - диапазон изменения нагрузок от 0 до 1.

На рис. 9 показаны фрагменты Simulink модели из шести линий, шести узлов нагрузки и питающего узла

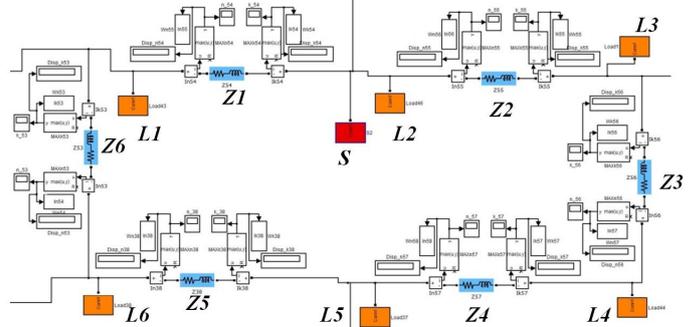


Рис. 9. Участок SIMULINK модели из шести линий (Z), шести узлов нагрузки (L) и питающего узла (S)

На рис. 10 представлен граф модели ГРС 20 кВ

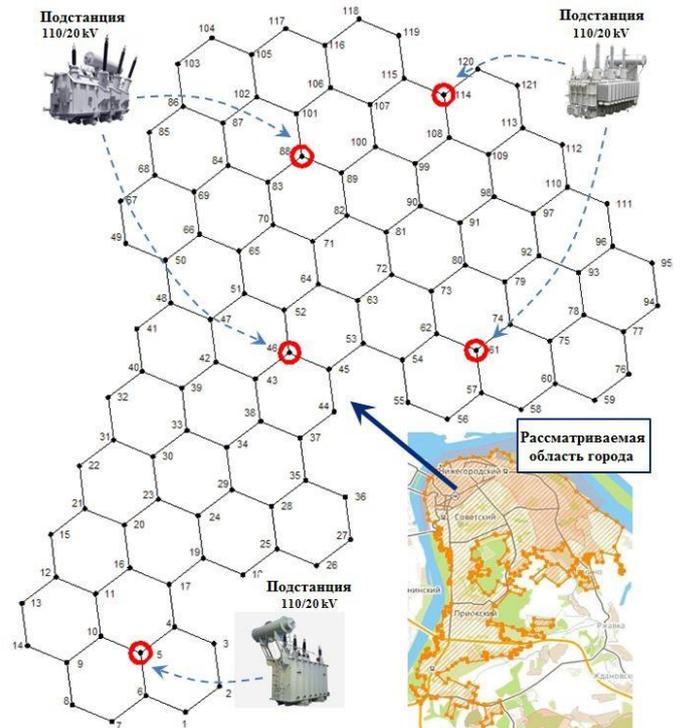


Рис. 10. Граф модели ГРС 20 кВ

Результаты расчета нормального установившегося режима рассматриваемой сети представлены в виде графика (рис. 11). Были рассчитаны значения установившегося тока короткого замыкания (ТКЗ) во всех узлах схемы. Результаты представлены на рис.12. Определено математическое ожидание величины нормального значения тока в ветвях и ТКЗ в узлах ГРС согласно формуле:

$$m_i^* = \sum_{i=1}^N x_i \frac{m_i}{N}, \quad (3)$$

где i - номер узла (ветви), x_i - значение тока в i -й ветви (узле), N - количество узлов (ветвей), m_i/N - статистическая вероятность.

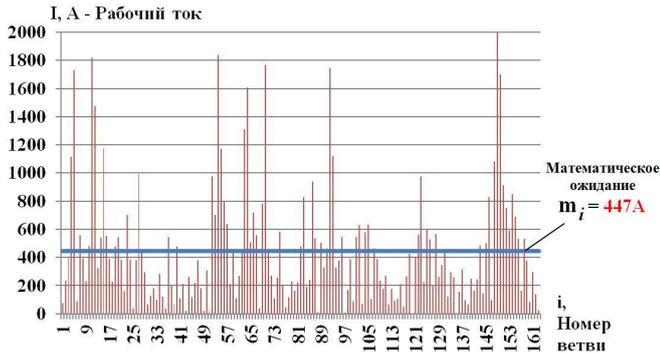


Рис. 11. Значения нормальных рабочих токов в ветвях ГРС

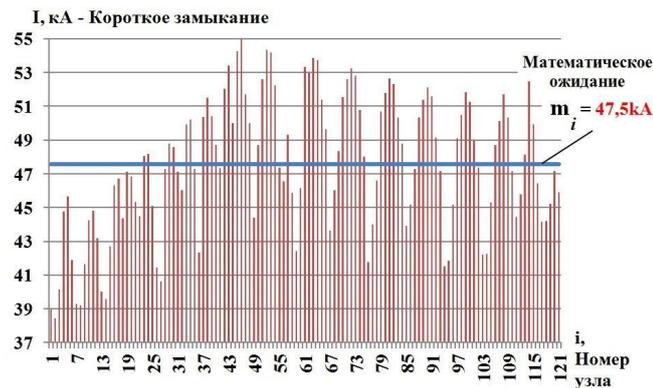


Рис. 12. Уровни ТКЗ в модели сети 20 кВ

Анализ результатов моделирования ТКЗ показывает, что величины металлического ТКЗ при числе питающих источников более двух и работающих параллельно превышают коммутационную способность имеющихся на рынке выключателей 20 кВ. Современные выключатели имеют предел по коммутационной способности около 40 кВ. Рассчитанное математическое ожидание величины ТКЗ выходит за этот порог и приближается к 50 кА.

В связи с высокими уровнями ТКЗ в ГРС выдвинута рекомендация по делению единой ГРС на гексозоны, имеющие связи в горячем резерве. При этом каждая зона питается от одного или максимум двух источников. Пример деления ГРС был представлен на рис. 6.

VII. АЛГОРИТМ ПЕРЕКОНФИГУРАЦИИ СЕТИ

С целью снижения токов короткого замыкания и выравнивания суточных графиков нагрузки источников разработан алгоритм деления ГРС на зоны и её переконфигурации в течение суток. Данные зоны

работают изолированно, но имеют связи в горячем резерве, в совокупности с заранее прописанными алгоритмами, позволяют подойти к гибкой регулировке загрузки питающих трансформаторов и автоматическим управлением распределением электроэнергии.

Алгоритм деления ГРС основан на поиске оптимального сечения - места разрыва ГРС по критерию минимума суммы токов в сечении:

$$B(V) \rightarrow \left\{ g_f = \sum_{(a,b) \in V_f, a \in S_f, b \in \bar{S}_f} |I(a,b)| \right\} \rightarrow \min, \quad (4)$$

где V_f - множество всех ветвей графа ГРС; S_f и \bar{S}_f - два несвязанных подмножества вершин, делящих граф; a и b - два узла в графе.

Деление ГРС ориентировано на суточный график нагрузки распределительной энергосистемы и происходит в периоды нарастания и спада пиков нагрузки 1-3 раза в сутки (Рис.13), что допускает коммутационный ресурс современных вакуумных выключателей 20 кВ, который может достигать 25000-30000 циклов «вкл.-откл.».

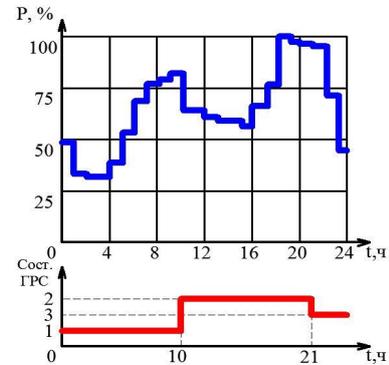


Рис. 13. Смена состояния ГРС относительно суточного графика нагрузки

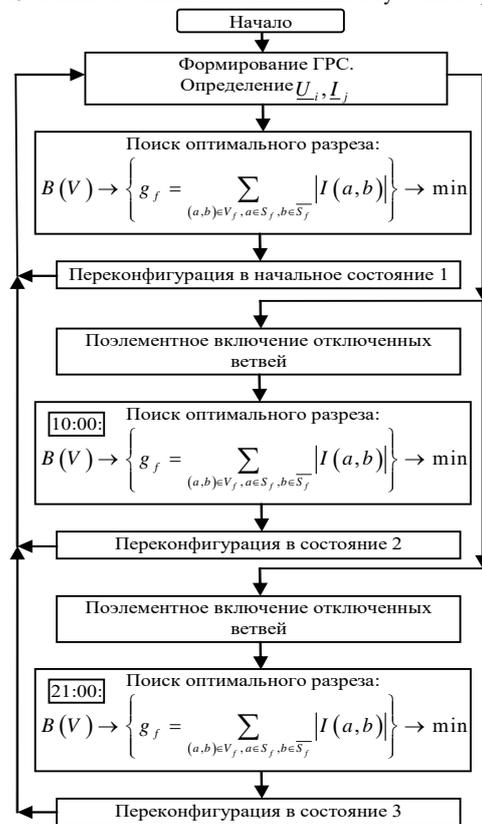


Рис. 14. Алгоритм переконфигурации сети в течение суток

Линейный алгоритм, содержащий циклы, представлен на рис.14.

Формирование и развитие физической ГРС выполняется совместно с её математической моделью, в которой просчитываются всевозможные режимы работы. На основании математического моделирования и статистических данных формируется база данных режимов работы и графиков нагрузки потребителей в различных частях города или района. База данных берется за основу при принятии решения о необходимом количестве и времени переконфигурации ГРС в течение суток.

Выполнено апробирование разработанной математической модели данного алгоритма в программном виде на языке Matlab. На рис.15 показано исходное состояние ГРС, состоящей из двух кластеров (состояние А). На рис.16 показана переконфигурация сети из исходного состояния А в состояние Б при увеличении нагрузки в узлах 18, 19, 20.

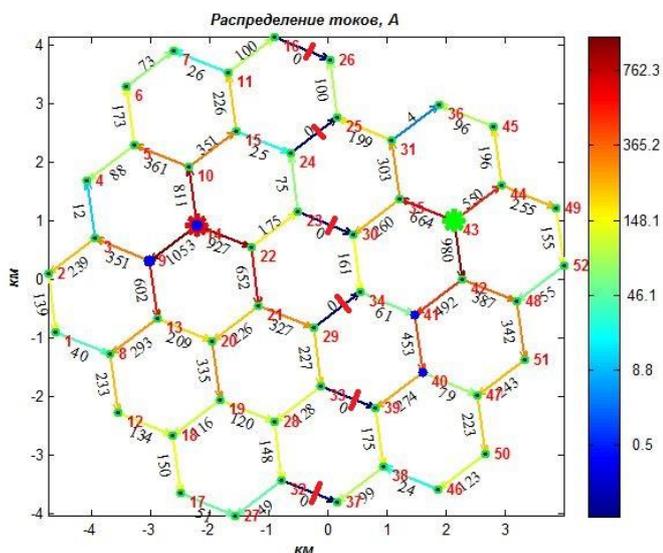


Рис. 15.Исходное состояние двух кластерной ГРС (состояние А)

● и ● - источники; —X— - отключаемая ветвь

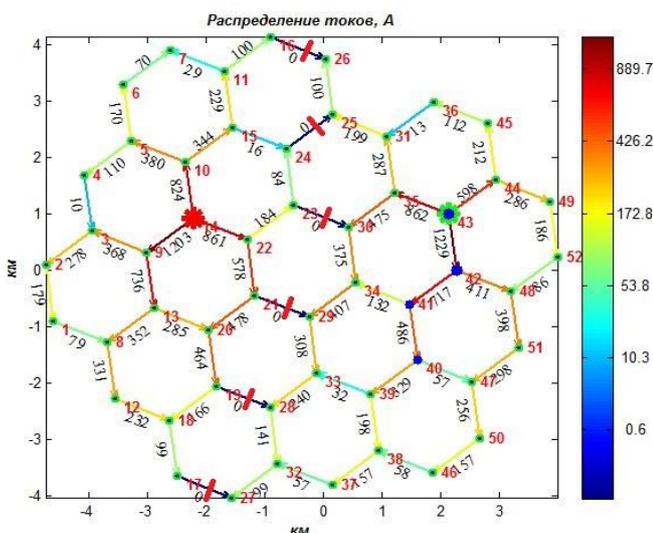


Рис. 16.Новое состояние двух кластерной ГРС (состояние Б)

● и ● - источники; —X— - отключаемая ветвь

Деление ГРС на гексозоны позволяет подойти к гибкой регулировке загрузки питающих источников (трансформаторов синхронных генераторов) и автоматическому управлению распределением электроэнергии, благодаря возможности алгоритмизирования сети.

VIII. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЛГОРИТМА РЕКОНФИГУРАЦИИ СЕТИ НА ОСНОВЕ БАЛАНСНО-ЗОННОГО ПОДХОДА

Предложен способ изменения рабочей конфигурации в результате послеаварийного возникновения дефицита мощности в распределительной сети с возобновляемыми источниками на основе балансно-зонного алгоритма.

Балансно-зонный алгоритм реконфигурации сети (БЗАРС) позволяет после потери питания определить дефицитные участки сети (распределительные подстанции, трансформаторные подстанции) и сформировать в минимальное число операций рабочую схему сети с учетом приоритетности нагрузок.

Предлагаемый способ восстановления питания потребителей распределительной сети основан на постоянном мониторинге токов сети, токов нагрузки, состояния коммутационных выключателей (с дистанционным управлением), текущей загрузки генерирующих узлов и наличия резерва мощности у каждого типа источников. Для реализации алгоритма подразумевается наличие широко развитой коммуникационной инфраструктуры, что характерно для интеллектуальных распределительных сетей с возобновляемыми источниками генерации [1] с использованием устройств синхронных векторных измерений [13]. Согласно процедуре алгоритма БЗАРС вся сеть делится на зоны. Каждая балансная зона представляет из себя узел электрической сети [14] – шины подстанции с отходящими линиями и присоединенной нагрузкой (рис.17).

Сумма потоков мощности в балансной зоне в нормальном режиме равна нулю, что является классическим условием баланса (5).

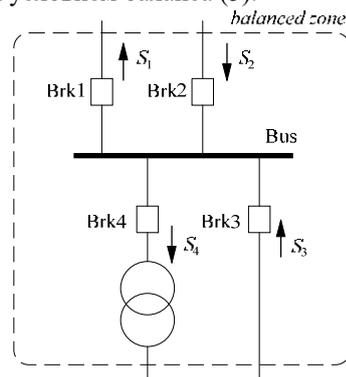


Рис. 17.Принципиальное изображение балансной зоны распределительной сети

$$\sum S_i = 0, \quad (5)$$

где i - число присоединений к данной узловой шине сети (шина распределительной подстанции); S_i - величина потока мощности через i -ое присоединение.

Состояние сети описывается с помощью матрицы инцидентности (6).

$$A = \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{m1} & a_{m2} & \dots & a_{mn} \end{pmatrix}, \quad (6)$$

где a_{mn} - состояние n -го выключателя по отношению m -ой балансной зоне. Таким образом, вся сеть состоит из m балансных зон.

Каждый n -ый выключатель в матрице инцидентности сети может принимать следующие значения:

- “1” – поток входит в балансную зону через n -ый выключатель;
- “-1” – поток выходит из балансной зоны через n -ый выключатель;
- “0” – n -ый выключатель не расположен в рассматриваемой m -ой балансной зоне

При формировании структуры алгоритма использовались следующие принципы (7-11). Тип n -го выключателя (7) определяется выполняемой функцией и расположением: « $g_n=1$ » – выключатель источника, « $g_n=2$ » – между двумя зонами; « $g_n=3$ » – нагрузки.

$$B_{Type} = [1, 3, 2, 2, 2, 2, 3, 2, \dots, g_n], \quad (7)$$

$$B_{Status} = [1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, \dots, p_n], \quad (8)$$

$$B_{Flow} = (f_{11} \ f_{12} \ \dots \ f_{1n}), \quad (9)$$

$$G_{Capacity} = [(41, 16); (54, 3); \dots (q_r, t_r)], \quad (10)$$

$$L_{Priority} = [(2, 1); (7, 2); \dots (l_v, k_v)]. \quad (11)$$

Матрица статуса выключателя (8), определяет, включен ли выключатель – « $p_n=1$ » или нет – « $p_n=0$ ». Численные значения потока мощности (f_{in}) через n -ый выключатель определяются матрицей мгновенных мощностей (9). Матрица установленных мощностей источников (10) и приоритета нагрузки (11) отражают максимально возможный отпуск мощности в сеть (t_r – установленная мощность r -ого источника, q_r – номер выключателя r -ого источника) и категоричность потребителей (l_v – потребляемая мощность v -ой нагрузки, k_v – номер выключателя v -ой нагрузки).

Процедура БЗАРС оценки мгновенного баланса в узлах распределительной сети описывается балансным выражением (12), и подразумевает, что в нормальном режиме в каждой балансной зоне распределительной сети сумма потоков мощности равна нулю и режим существует.

$$Z_B = A \times [B_F]^T, \quad (12)$$

где Z_B - матрица, определяющая состояние баланса отдельных зон и всей распределительной сети.

Балансная матрица (12) имеет структуру (13):

$$Z_B = (z_{11} \ z_{12} \ \dots \ z_{1m}), \quad (13)$$

где z_{1m} - величина, описывающая состояние баланса, либо небаланса m -ой балансной зоны. Условие существования баланса: $z_{1m} = 0$. Если $z_{1m} < 0$, то существует дефицит мощности, при $z_{1m} > 0$ существует профицит мощности (характерно для узлов сети с наличием источника генерации). При возникновении в развитой сети аварии, что приводит к возникновению зон

небаланса. Особенно критичны ситуации, связанные с выходом опорного источника из работы, потеря опорной питающей линии.

В момент аварии на источнике происходит отключение части узлов. В этот же момент начинает формироваться рабочая модель сети на основе БЗАРС. При этом в матрице инцидентности меняются значения входящих потоков на нулевые величины, определяются оставшиеся рабочие питающие узлы (рис. 18).



Рис. 18. Блок-схема мониторинга аварийных состояний электрической сети

Далее формируется матрица нагрузок в узлах путем итерационного формирования новой матрицы инцидентности, в которой начинают последовательно запитываться нагрузки от источников (рис. 19).

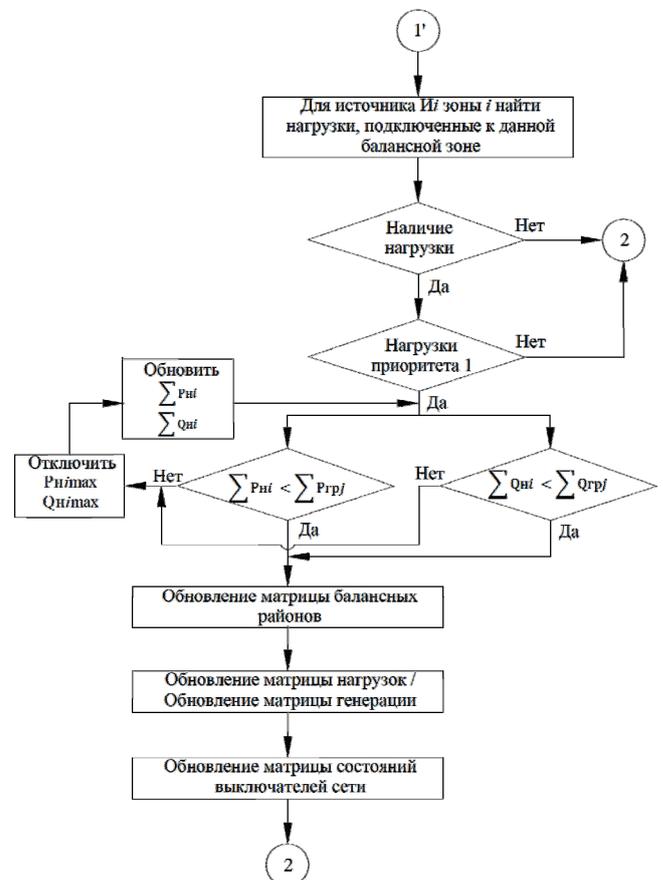


Рис. 19. Блок-схема для выбора нагрузок по приоритетам

Из общей матрицы нагрузок выделяются матрицы приоритетов: например, 1 и 2 категории электроснабжения. Дальнейшая работа рассматривается на примере матрицы нагрузок приоритета 1.

Вводится матрица балансного района (БР), которая характеризует источник и подключенные к нему балансные зоны (БЗ) с нагрузками, при условии выполнения баланс мощности в балансном районе в целом (рис.20).

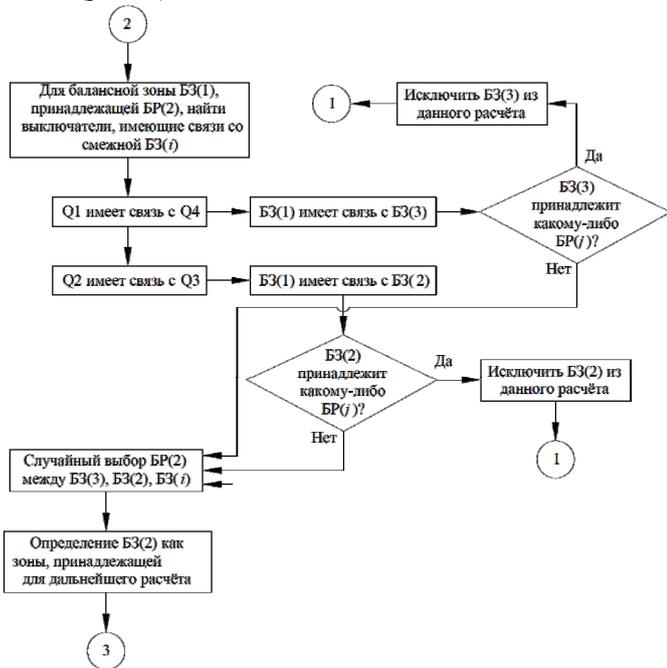


Рис. 20. Блок-схема поиска смежных с балансным районом БР(j) балансных зон БЗ(i). Определение принадлежности БЗ(i) к БР(j) (на примере БР(2))

Для каждого узла источников выполняется поиск соседнего узла. Результатом является получение координаты по балансной зоне. В данной балансной зоне находятся выключатели из матрицы нагрузок приоритета 1. Производится проверка суммы всех нагрузок из матрицы нагрузок приоритета 1 по балансу мощностей в балансном районе (рис.21).

Если суммарная нагрузка, больше свободной резервируемой мощности источника, то производится исключение наибольшей нагрузки из матрицы нагрузок приоритета 1. Подобные исключения производятся до достижения баланса в электрической сети.

Следующим этапом реконфигурации является подключение нагрузок приоритета 1 смежных балансных зон, в результате чего происходит обновление резерва мощности источника питания (рис.22).

Данные процедуры выполняются для всех балансных зон. На пятом шаге производится повтор всех процедур третьего шага, а также определение возможности электроснабжения данной нагрузки при наличии свободной резервируемой мощности у источника питания, от которого ведётся поэтапное изменение топологии сети. При включении всех возможных потребителей матрицы нагрузок приоритета 1 выполняется повтор процедур для матрицы нагрузок приоритета 2 (рис.23).

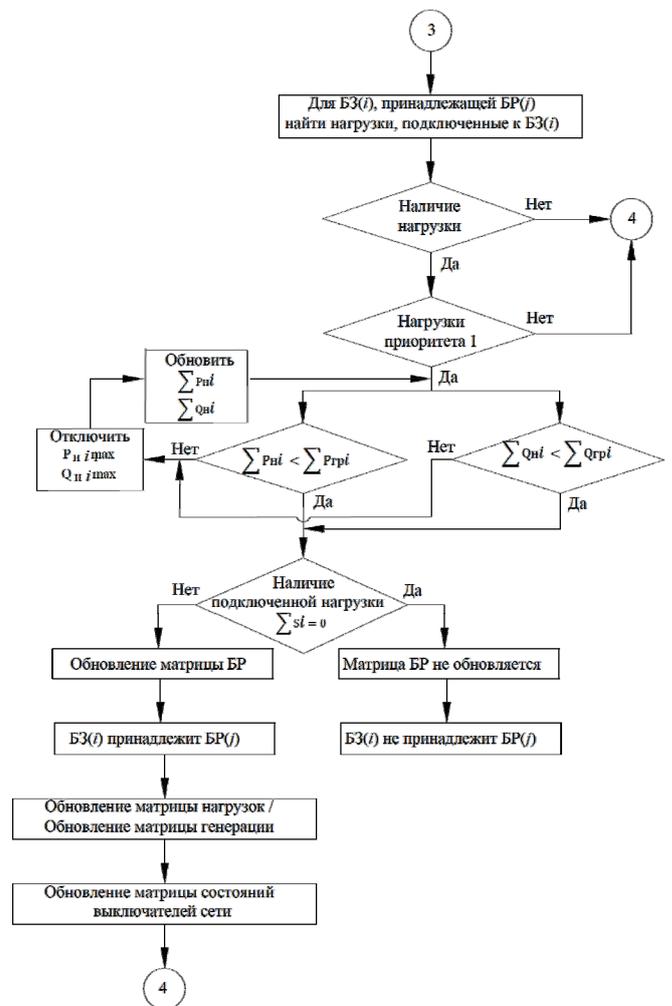


Рис. 21. Блок-схема для выбора нагрузок по приоритетам

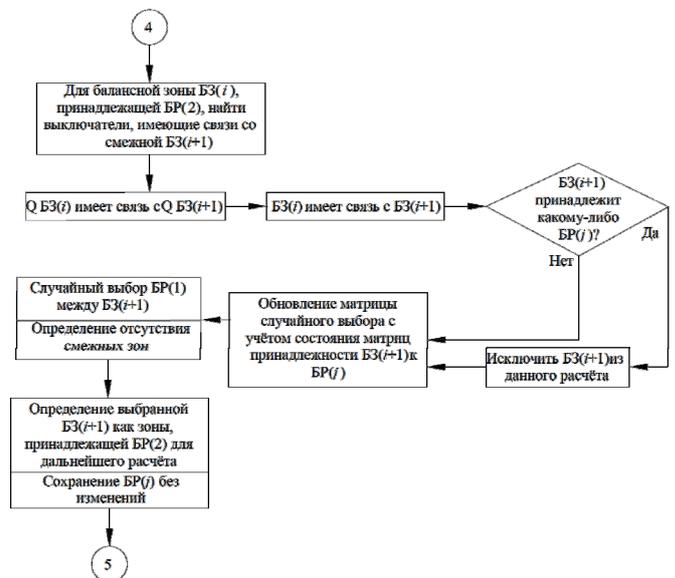


Рис. 22. Блок-схема поиска смежной балансной зоны БЗ(i+1) и определения принадлежности к БР(j)

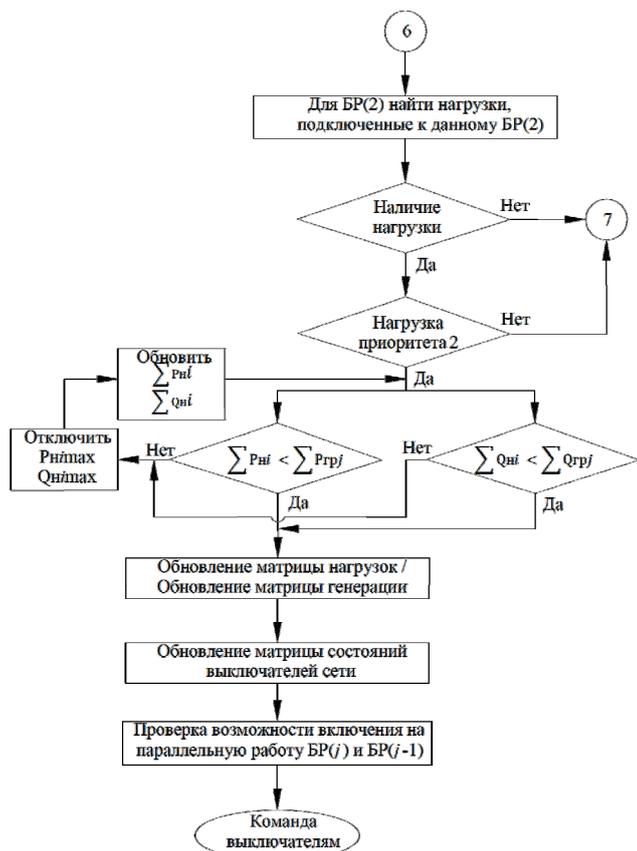


Рис. 23. Блок-схема поиска смежной балансной зоны БЗ(i+1) и определения принадлежности к БР(j)

При формировании независимых матриц балансных районов в дальнейшем представляется возможным определить области их пересечения. Далее принимаются решения о перераспределении мощности более мелким источникам, либо об объединении районов (рис.24).

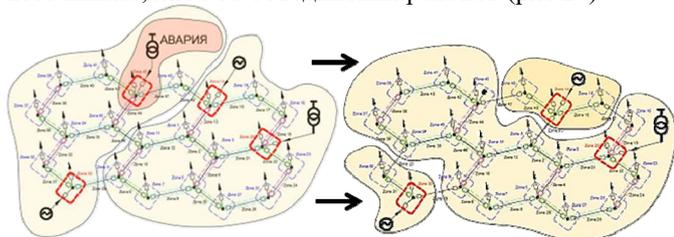


Рис. 24. Изменение конфигурации сети путем БЗАРС при аварии

При реализации реконфигурации сети послеаварийном режиме происходит кратковременное отключение потребителей, аналогичное обработке автоматики автоматического ввода резерва.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ основных проблем в городских распределительных сетях России выявил необходимость реконструкции их топологии с целью реализации концепции интеллектуальных распределительных сетей. Определены показатели и численные преимущества внедрения напряжения 20 кВ резистивно заземленной нейтрали в распределительных сетях крупных городов.

Разработан новый способ организации топологии интеллектуальных городских сетей, позволяющий перераспределять нагрузку между районами и реализовать концепцию «гибких», адаптивных сетей.

В связи с высокими величинами ТКЗ в единой ГРС с числом питающих источников более двух выдвинута рекомендация деления ГРС на гексозоны, имеющие связи в горячем резерве, с целью ограничения величин ТКЗ.

Разработанные алгоритмы реконфигурации сети можно использоваться как элемент комплексной сетевой автоматики интеллектуальных распределительных сетей.

Список литературы

- [1] Концепция интеллектуальной энергетической системы России с активно-адаптивной сетью / Под ред. академиков РАН В.Е. Фортова, А.А. Макарова. - М.: ОАО "ФСК ЕЭС", 2012.-238с.
- [2] S. A. Kazmi, S. F. Hasan, D. R. Shin, "Multi Criteria Decision Analysis for Optimum DG Placement in Smart Grids", Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA), 2015 IEEE Innovative, pp. 1-6, November 2015.
- [3] J. Ni, Q. Ai "Economic power transaction using coalitional game strategy in micro-grids", IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 10, Iss. 1, pp. 10-18, 2016
- [4] A. Tah, D. Das, "Novel analytical method for the placement and sizing of distributed generation unit on distribution networks with and without considering P and PQV buses", International Journal of Electrical Power and Energy Systems, Vol. 78, pp. 401-413, 2016.
- [5] F. Possemato, M Paschero, L. Livi, A. Rizzi, A. Sadeghian "On the impact of topological properties of smart grids in power losses optimization problems", International Journal of Electrical Power and Energy Systems, Vol. 78, pp. 755-764, 2016
- [6] Майоров, А. В. Разработка научно-технических решений по формированию электрической сети 20 кВ мегаполиса: дисс, канд техн. наук : 05.14.02: защищена 14.03.17 :. - М. , 2017. - 137 с.
- [7] M. Vatani, D. S. Alkaran, M. J. Sanjari, G. B. Gharehpetian "Multiple distributed generation units allocation in distribution network for loss reduction based on a combination of analytical and genetic algorithm methods", IET Generation, Transmission & Distribution, pp. 1-7, 2015
- [8] A.R. Dalmau, D. M. Perez, I.D. Mendaza, J. R. Pillai, "Decentralized Voltage Control Coordination of On-Load Tap Changer Transformers, Distributed Generation Units and Flexible Loads", Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA), 2015 IEEE Innovative, pp. 1-6, November 2015.
- [9] Лоскутов, А.Б. Интеллектуальные распределительные сети 10-20кВ с гексагональной конфигурацией / А.Б. Лоскутов, Е.Н. Соснина, А.А. Лоскутов, Д.В. Зырин // Промышленная энергетика. 2013.- №12.-С.3-7.
- [10] Пат. 2475918 РФ, МПК Н 02 J 4/00. Способ передачи электрической энергии / Лоскутов А.Б., Соснина Е.Н., Лоскутов А.А.; Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Нижегородский государственный технический университет им. П. Е. Алексеева" (НГТУ) (RU) - № 2011154427/07; Заяв. 29.12.2011; Опубл. 20.02.2013.
- [11] Лоскутов, А.Б. Исследование электрофизических свойств сложно замкнутой распределительной сети гексагонального типа и разработка мультиагентной системы управления узлов нагрузки / А.Б. Лоскутов, А.А. Лоскутов, Д.В. Зырин // Электроэнергетика глазами молодежи: сб. науч. трудов VI междунар. молодежной научно-технич. конф.- Иваново, 2015.- Т.1. С. 308-311.
- [12] Лоскутов, А.Б. Анализ различных топологических структур распределения электрической энергии для городов и разработка методики борьбы с высокими значениями тока короткого замыкания на основе алгоритма деления сети / А.Б. Лоскутов, А.А. Лоскутов, Д.В. Зырин, В. Ю. Вуколов // Пром-Инжиниринг труды II международной научно-технической конференции. ФГБОУ ВПО «Южно-Уральский государственный университет» (национальный исследовательский университет). 2016. С. 305-310.
- [13] Лоскутов, А. А. Разработка и исследование топологии интеллектуальных городских распределительных сетей среднего напряжения: дисс, канд техн. наук : 05.09.03: защищена 22.12.15 :. - М. , 2015. - 221 с.
- [14] Лоскутов, А.Б. Цифровая трансформаторная подстанция в интеллектуальных электрических сетях с автоматическим плавным регулированием напряжения и мощности / А.Б. Лоскутов, Чивенков А.И., Соснина Е.Н., А.А. Лоскутов, Д.В. Зырин // Труды НГТУ им. П.Е. Алексеева. 2013. № 4 (101). С. 236-245.

Инновационные технологии и направления развития систем энергоснабжения мегаполисов

Н.И. Воропай, В.А. Стенников
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН
Иркутск, Россия
voropai@isem.irk.ru; sva@isem.irk.ru

Аннотация – Рассматриваются проблемы энергоснабжения мегаполисов. Отмечаются существенные взаимосвязи и взаимозависимость систем электро-, тепло-, газо- и водоснабжения потребителей крупных городских агломераций, особенно в аварийных условиях. Анализируются перспективные инновационные технологии для использования при обосновании развития систем энергоснабжения мегаполисов. Особое внимание уделяется возможностям применения интеллектуальных технологий и средств в рамках идеологии «активных» систем энергоснабжения для обеспечения возрастающих требований потребителей к качеству энергоресурсов и энергетических услуг, эффективности и надежности энергоснабжения.

Ключевые слова – мегаполисы; проблемы энергоснабжения; инновационные технологии; «активные» системы энергоснабжения; направления развития.

Innovative technologies and ways of expansion for energy supply systems of megalopolises

Nikolai Voropai, Valery Stennikov
Melentiev Energy Systems Institute, SB RAS
Irkutsk, Russia
voropai@isem.irk.ru; sva@isem.irk.ru

Abstract – Energy supply problems of megalopolises are considered. Strong interrelations and interdependence of electric, heat, gas and water supply systems of big cities are noted, especially in the emergency conditions. Prospective innovative technologies to use for development of energy supply systems of megalopolises are analysed. Special attention is drawn on the possibility to implement intelligent technologies and tools based on the ideology of “active” energy supply systems for improvement of increased requirements of consumers to the quality of energy resources and energy services, effectiveness and reliability of energy supply.

Keywords – Megalopolises; energy supply problems; innovative technologies; “active” energy supply systems; ways of expansion.

I. ВВЕДЕНИЕ

Крупные городские агломерации – мегаполисы – представляют собой центры экономической, социальной и политической активности и характеризуются высокой концентрацией мощностей генерации энергии и ее потребления, повышенными требованиями к надежности энергоснабжения потребителей и качеству отпускаемых им энергоресурсов (электроэнергии, тепла, газа), прежде всего для объектов инфраструктуры жизнеобеспечения города, сильной взаимосвязью и взаимозависимостью систем электро-, тепло-, газо- и водоснабжения и водоотведения, особенно в аварийных ситуациях. Возрастание требований к надежности энергоснабжения и качеству энергоресурсов определяется, кроме того, распространением цифровых и компьютерных технологий и средств в производственных и сервисных организациях и в быту, а также в связи с растущими требованиями к уровню комфортности

среды обитания. Имеющийся опыт анализа и ликвидации крупных системных аварий в энергообъединениях мира свидетельствует о тяжелых социальных, экономических и технологических последствиях потери электроснабжения в мегаполисах и необходимости разработки специальных мероприятий по обеспечению надежности энергоснабжения потребителей.

Последнее время активизировались исследования проблем энергоснабжения мегаполисов на примере городской агломерации Москвы. В работах [1,2] на основе отечественного и зарубежного опыта электроснабжения мегаполисов анализируются специфика работы и принципы построения систем электроснабжения таких крупных городских образований. На основе этого анализа предлагаются мероприятия для повышения управляемости режимов работы систем электроснабжения и ограничения токов коротких замыканий. Даются оценки эффективности использования предлагаемых мероприятий, а также их влияния на перспективное

развитие системы электроснабжения. В статье [3] исследуются вопросы обеспечения надежности системы электроснабжения на напряжении 20 кВ мегаполиса. Для оценки надежности предлагается трехуровневая декомпозиция системы электроснабжения: трансформаторные подстанции 20/0,4 кВ, распределительные и питающие кабельные линии 20 кВ. Обосновываются рекомендации по резервированию в системе электроснабжения мегаполиса. В статье [4] рассматривается характерная для систем электроснабжения мегаполисов сложнзамкнутая структура электрической сети с короткими линиями, в которой могут возникать явления системной неустойчивости по напряжению, что было характерно, в частности, для Московской системной аварии 2005 года. Предлагается система предупреждения и ликвидации каскадных аварий, вызываемых системной неустойчивостью по напряжению, с использованием методов искусственного интеллекта.

Имеется опыт исследований и обоснования развития систем теплоснабжения мегаполисов в России.

ОАО «Газпром промгаз» выполнил Технико-экономическое обоснование реконструкции системы теплоснабжения Адмиралтейского и Центрального районов Санкт-Петербурга, в рамках которого предложена интеграция централизованной системы теплоснабжения с распределёнными источниками тепла и оптимизацией режимов их функционирования на основе энергоэффективных технологий и оборудования [5].

ОАО "МОЭК" заканчивает реализацию пилотного проекта по внедрению технологии Smart Grid в системе теплоснабжения Южного административного округа г. Москвы. Здесь центральные тепловые пункты оснащаются "умной" автоматикой, обеспечивающей активное управление теплоснабжением потребителей [6].

В Челябинске выполняется уникальный проект по реализации технологии совместной работы теплоисточников на единые тепловые сети с оптимизацией схемы теплоснабжения в виде кольцевой структуры и созданием системы управления нагрузками [7].

Один из первых инновационных проектов по переводу теплоснабжающей системы на закрытую систему горячего водоснабжения и независимую схему нагрузки отопления с помощью автоматизированных тепловых пунктов был выполнен в микрорайоне Ново-Ленино в Иркутске [8]. При этом изменилась технологическая схема функционирования системы, стало возможным снизить давление в системе, понизить температурный график регулирования отпуска тепла, высвободить генерирующие мощности. На основе текущего дистанционного мониторинга режимов стало возможным осуществлять управление теплотреблением в реальном режиме времени. В настоящее время подобные проекты реализуются во многих городах России.

В книге [9] на примере систем энергоснабжения мегаполиса Москвы предлагается комплексный подход к решению проблем энергоснабжения крупных городских агломераций на основе концепции «системы систем» [10] или, что эквивалентно, интегрированных энергетических систем [11], представляющих собой технологически единый комплекс с использованием инновационных интеллектуальных средств при интеграции идеологии и принципов развития отдельных систем этого комплекса и реализации интегрированной системы управления режимами систем энергоснабжения на основе интеллектуальных информационно-коммуникационных технологий. В книге [9], а также в других источниках [12 и др.] представлена информация об аналогичных московскому зарубежным комплексным проектах, в том числе в городах Стокгольм (Швеция), Амстердам (Нидерланды) и Иокогама (Япония).

Применительно к российским условиям при разработке и реализации проектов интеллектуальных систем энергоснабжения мегаполисов необходимо учитывать следующие проблемы:

- Угрожающий уровень старения оборудования систем энергоснабжения мегаполисов несмотря на реализуемую, но явно недостаточную политику его обновления. Эта ситуация, помимо недопустимого снижения надежности энергоснабжения и качества энергоресурсов, тормозит усилия по реализации интеллектуальных технологий и средств в устаревших не только морально, но и физически системах энергоснабжения, поскольку возникает необходимость «поднять» технологический уровень этих систем до современных требований, на что требуются немалые финансовые затраты и время.

- Необходимость учета при формировании принципов развития и управления режимами систем энергоснабжения мегаполисов того объективного факта, что эти системы имеют свои специфические структуру и свойства, часто недооцениваемые при обосновании их развития и управлении функционированием и требующие внимательного рассмотрения.

Эти и некоторые другие проблемы в разной степени, характерные и для других систем энергоснабжения, для мегаполисов проявляются наиболее остро.

II. ИННОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ МЕГАПОЛИСОВ

Основываясь на мировом и отечественном опыте исследований проблем энергоснабжения мегаполисов, могут быть рекомендованы следующие основополагающие принципы развития и функционирования соответствующих сложных систем энергоснабжения:

1. В качестве методической базы построения систем энергоснабжения мегаполисов и управления их режимами следует принять концепцию интеллектуальной энергетической системы, принятую в большинстве стран в качестве

технологической платформы будущей энергетики [13, 14 и др.]. Концепция интеллектуальной энергетической системы основывается на интеграции нескольких инновационных направлений во всех звеньях от производства до потребления различных видов энергии, а также в системах управления энергетическими объектами и системами [11 и др.]:

- Инновационные технологии и установки для производства, хранения, передачи, распределения и потребления энергоресурсов и конечных видов энергии;

- Высокоэффективные средства и технологии измерения, сбора, обработки, хранения, передачи и представления информации для целей анализа энергетических объектов и систем, мониторинга их состояния и управления ими;

- Прогрессивные информационные и компьютерные технологии, прежде всего на основе использования искусственного интеллекта, а также интернет;

- Высокоэффективные методы диагностики и мониторинга состояния энергетических объектов и систем и управления их режимами на базе современных подходов теории управления;

- Активные потребители, имеющие возможности оперативного управления собственным энергопотреблением на основе анализа текущей информации о структуре и объемах потребления энергоресурсов и конечных видов энергии, а также о дифференцированных во времени ценах на энергию.

Конечной целью реализации технологической платформы интеллектуальной энергетической системы является радикальное повышение эффективности использования активов инфраструктурных клиенто-ориентированных систем энергоснабжения, надежности энергоснабжения потребителей и качества поставляемых им энергоресурсов.

2. В последние десятилетия созданы условия для рассмотрения и формирования интегрированных интеллектуальных энергетических систем как единых технологических комплексов с общей системой управления их режимами и при согласованном их развитии. Технологическая интеграция, прежде всего систем электро-, тепло-холодо-, газо- и водоснабжения, достигается не только благодаря традиционным факторам интеграции на уровне производства энергии (например, ТЭЦ, производящие электроэнергию и тепло при применении газа в качестве топлива), но и в связи с наличием расширяющегося набора альтернативных технологий использования разных видов энергии для одной и той же цели у потребителей (например, отопление от централизованной теплоснабжающей системы либо за счет электрообогревателей или локальных бытовых теплоисточников на газе) [11]. Указанная интеграция особо актуальна для систем энергоснабжения мегаполисов вследствие отмеченных выше сильных технологических взаимосвязей различных систем энергоснабжения и взаимозависимости их режимов, особенно в аварийных условиях.

3. Рост энергопотребления существующих и новых потребителей при отсутствии возможности расширения централизованных систем из-за градостроительных ограничений обуславливает развитие распределенной генерации энергии (РГЭ) и ее интеграцию с централизованными системами (это уже имеет место в теплоснабжающих системах – вынос пиковых и резервных теплоисточников в зону потребления). РГЭ будет влиять на направленность потоков энергии в сети, которые могут идти в разных направлениях. При этом возрастает волатильность режимов функционирования генерирующего оборудования и сетевого комплекса. Это оказывает существенное влияние на технологию управления режимами энергосистемы и требует соответствующего сопряжения систем аппаратными средствами, обеспечивающими устойчивость и синхронизацию работы оборудования.

4. Важную роль приобретают информационно-коммуникационные системы, которые глубоко интегрируются с технологическими системами. Информационные системы несут множественную нагрузку по мониторингу, передаче, обработке, анализу информации и участию в управлении режимами. Начало реализации таких систем положено всеохватывающим учетом энергии. За рубежом это направление получило название «Smart Metering», в последние годы технология «умный учет» получила применение в энергосистемах России [15].

Коммуникационные сети связывают все элементы энергосистемы и обеспечивают их взаимодействие между собой. К ним предъявляются очень высокие требования, поскольку они выполняют многие функции от передачи сигналов контроля, которые должны проходить большие расстояния за считанные секунды (например, при сбое на линии), до передачи сигналов видеонаблюдения за наиболее важными узлами системы. Такие системы должны работать надежно, без сбоев, иначе, из строя может выйти вся сеть. Особого внимания заслуживают вопросы безопасности и резервирования.

5. При создании и модернизации интегрированных систем энергоснабжения мегаполисов и систем управления их режимами следует ориентироваться на идеологию «активных» интеллектуальных систем энергоснабжения. Первоначально понятие «активности» возникло применительно к системам электроснабжения (распределительным электрическим сетям) и связано с реализацией принципов автоматического самовосстановления электроснабжения потребителей в послеаварийных ситуациях посредством автоматической реконфигурации электрической сети с использованием современных многофункциональных коммутационных аппаратов – реклоузеров, автоматической синхронизации «островов», на которые разделилась система электроснабжения в результате аварии, и других мероприятий [16, 17 и др.]. Аналогичные технические и режимные мероприятия могут быть реализованы и в системах тепло-, газо- и водоснабжения [18, 19 и др.].

Для систем энергоснабжения мегаполисов реализация свойства «активности» особенно актуальна в связи с отмеченными выше возросшими требованиями потребителей к надежности энергоснабжения.

6. С точки зрения реализации предлагаемых принципов развития и функционирования сложных интегрированных интеллектуальных систем энергоснабжения мегаполисов необходимо, как отмечалось выше, «поднять» технологический уровень оборудования и структуры этих систем до современных требований, достаточный для эффективной реализации интеллектуальных технологий и средств. Помимо требуемых для этого финансовых затрат, следует существенно пересмотреть и модернизировать представления о структурном построении систем энергоснабжения, методологии и методах управления их режимами.

Перечисленные принципиальные базовые положения инновационного формирования и функционирования интегрированных интеллектуальных систем энергоснабжения мегаполисов позволят обеспечить возросшие требования к эффективности развития и работы, надежности энергоснабжения и качеству энергоресурсов этих клиенто-ориентированных инфраструктурных систем.

III. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Несмотря на имеющийся отечественный и зарубежный опыт обоснования развития систем энергоснабжения мегаполисов и управления их режимами, комплексная методология формирования и функционирования этих сложных инфраструктурных систем на инновационной основе с использованием интеллектуальных технологий и средств пока отсутствует. Предлагаемые в статье основополагающие принципы решения этой проблемы позволят обеспечить будущим интегрированным интеллектуальным системам энергоснабжения мегаполисов соответствие возросшим требованиям к эффективности их развития и функционирования, надежности энергоснабжения и качеству энергоресурсов, предъявляемым к этим клиенто-ориентированным инфраструктурным системам.

Список литературы

- [1]. Утц С.А., Федоров Ю.Г., Ярош Д.Н. О развитии требований к схеме электроснабжения мегаполисов и перспективе применения технологий Smart Grid // Сборник докладов конф. «Электроэнергетика глазами молодежи». Том 1. - Екатеринбург. - 2012. - С. 56-61.
- [2]. Кучеров Ю.Н., Утц С.А., Ярош Д.Н. Современные тенденции развития электроснабжения мегаполисов с целью повышения управляемости режимов работы энергосистемы // Электричество. - 2017. - № 6. - С. 4-15.
- [3]. Майоров А.В., Шунтов А.В., Васин В.П. Анализ надежности системы электроснабжения 20 кВ в

мегаполисе // Электричество. - 2017. - № 1. - С. 22-29.

- [4]. Совершенствование системы мониторинга и управления электрическими сетями мегаполисов / Н.И. Воропай, В.Г. Курбацкий, Н.В. Томин, Д.А. Панасецкий // Энергетик. - 2016. - № 8. - С. 3-9.
- [5]. Аверьянов В.К., Карасевич А.М., Федяев А.В. Системы малой энергетики: современное состояние и перспективы развития. - М.: ИД «Страховое Ревю», 2008. Т.2. - 496 с.
- [6]. Интернет ресурс. <http://www.energsovet.ru/news.php?zag=1378450211>
- [7]. Интернет ресурс. <http://www.m-teploset.ru/docs/inform/Tehnologii.pdf>
- [8]. Котов С.И., Никитин В.М., Стенников В.А. Опыт реализации проекта "Реконструкция системы теплоснабжения района Ново-Ленино г. Иркутска на основе энергосберегающих технологий // Энергосбережение. - 2001. - № 2 - С. 58-61.
- [9]. Энергоэффективный мегаполис – Smart City «Новая Москва» / под ред. В.В. Бушуева, П.А. Ливинского – М.: ИД «Энергия». - 2015. - 76 с.
- [10]. Бушуев В.В., Каменев А.С., Кобец Б.Б. Энергетика как инфраструктурная «система систем» // Энергетическая политика. - 2012. - Выпуск 5. - С. 3-14.
- [11]. Воропай Н.И., Стенников В.А. Интегрированные интеллектуальные энергетические системы // Известия РАН. Энергетика. - 2014. - № 1. - С. 64-73.
- [12]. Интернет ресурс <http://celsiuscity.eu/>
- [13]. Grid 2030: A national vision for electricity's second 100 years // Office of Electric Transmission and Distribution, US State Department of Energy. - Washington, July 2003. - 36 p.
- [14]. European Smart Grid technology platform: Vision and strategy for Europe's networks of the future // European Commission. - Brussels, 2006. - 23 p.
- [15]. Пилотный проект Smart Metering г. Пермь // Умные Измерения. - 2011. - № 2. - С. 11-12. Интернет ресурс www.smetering.ru
- [16]. McDonald J. Adaptive intelligent power systems: Active distribution networks // Energy Policy. - 2008. - Vol. 36, No. 6. - P. 4346-4351.
- [17]. Модель режимной надежности «активных» распределительных электрических сетей / Н.И. Воропай, З.А. Стычински, И.Н. Шушпанов и др. // Известия РАН. Энергетика. - 2013. - № 6. - С. 70-79.
- [18]. Стенников В.А. О реформировании теплоснабжения России // Энергосбережение. - 2015. - № 5. - С. 63-66; № 6. - С. 62-67.
- [19]. Сухарев М.Г. Состояние, проблемы и методы обеспечения надежности систем газоснабжения // Надежность систем энергетики: проблемы, модели и методы их решения. - Новосибирск: Наука, 2014. - С. 165-189.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ИНЖЕНЕРНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ В РОССИИ.

ОБСУЖДЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ

П.И. Бартоломей¹, А.О. Егоров¹, П.М. Ерохин², Ю.А. Куликов²

¹ФГАОУ ВО "Уральский Федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина",
Екатеринбург, Россия

²Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы»,
Москва, Россия

Аннотация

Состояние вопроса: Проблемы повышения эффективности инженерного образования обсуждаются во всем мире. Инженерное образование критикуется работодателями в отношении излишней теоретизации обучения и недостаточности подготовки к реальной практике, требующей навыков проектирования, коммуникации. Отмечается, что в процессе подготовки инженеров важна не только передача студентам предметных знаний, но и формирование у будущих инженеров личностных и межличностных компетенций, навыков работы в команде.

Материалы и методы: Проблеме инженерного образования в России посвящено множество дискуссий, публикаций и предложений как на высшем государственном уровне, так и в электроэнергетическом сообществе. Президент РФ В.В. Путин считает необходимым создать условия для развития проектно-ориентированного образования инженерных кадров, адаптировать к этим задачам образовательные стандарты, использовать лучшие наработки советской и передовой зарубежной инженерной школы, наш отечественный опыт. А.Ф. Дьяков и В.В. Платонов подчеркивали, что переход высшего профессионального образования в электроэнергетике на схему бакалавр – магистр не соответствует наукоемкости и сложности технологических процессов в этой базовой отрасли экономики России и представляет угрозу для систем жизнеобеспечения страны. В процессе обсуждения проблемы инженерного образования с главой Комитета по энергетике ГД РФ И.Д. Грачевым д.т.н., проф. П.И. Бартоломей отметил основные препятствия на пути качественной подготовки инженеров и сформулировал пути их преодоления.

Выявление и анализ проблем инженерной подготовки в вузах России с привлечением широкого круга молодых ученых и преподавателей, а также работников энергетических предприятий, проведены Системным оператором в рамках проекта организации открытого интернет-портала «Академия образования АО «СО ЕЭС».

Результаты: Обращения представителей электроэнергетического и образовательного сообществ не привели к каким-либо положительным результатам. Несмотря на обсуждение проблематики на столь высоком уровне, никаких документов, способствующих принятию мер по исключению отмеченных негативных факторов, не появилось.

Вывод: Авторы выступают с предложением обсудить на Круглом столе 8-й Международной конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» перспективы развития системы подготовки инженерных кадров с учётом опыта АО «СО ЕЭС», условно названной «Открытый распределённый энергетический университет».

Ключевые слова: Подготовка инженерных кадров, проектно-ориентированное образование, корпоративные центры инженерной подготовки, Открытый распределённый энергетический университет.

ELECTRICAL POWER ENGINEERING EDUCATION IN RUSSIA. PROBLEMS DISCUSSION AND RESULTS

Petr Bartolomey¹, Aleksandr Egorov¹, Petr Erokhin², Yury Kulikov²

¹Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin,
Ekaterinburg, Russia

²«System Operator of the United Power System», JSC,
Moscow, Russia

E-mail: kulikov.y@so-ups.ru

Abstract

Background: The problem of increasing the engineering education effectiveness is discussed worldwide. There is criticism of engineering education by employers against excessive theorization of education and lack of preparation for the actual practice that requires design and communication skills. It is noted that during the process of engineers training not only subject knowledge transfer is important but also the formation of future engineers personal and interpersonal characteristics, teamwork skills.

Materials and Methods: The problem of engineering education in Russia causes a lot of discussions, publications and proposals both at the high state level and in the electric energy community. The President of the Russian Federation V.V. Putin considers it necessary to create conditions for the development of project-oriented education of engineering personnel, to adapt educational standards to these tasks, to use the best achievements of the Soviet and advanced foreign engineering school, our domestic experience. A.F. Dyakov and V.V. Platonov stressed that the moving of higher professional education in the electric power industry to the bachelor-master scheme does not correspond to the science intensity and complexity of technological processes in this basic branch of the Russian economy and poses a threat to the life support systems of the country. During discussing the problem of engineering education with the Chairman of the State Duma Energy Committee I. Grachev, Doctor of Engineering, prof. P.I. Bartolomey noted the main obstacles on the high-quality engineers training and formulated ways to overcome them.

Identification and analysis of problems on engineering training in Russian universities with the involvement of a wide range of young scientists and teachers as well as employees of energy enterprises were conducted by the System Operator within the framework of the project of organizing the open Internet portal "Academy of Education of JSC "SO UPS".

Results: The appeals of the representatives of the electric power and educational communities did not lead to any positive results. Despite the discussion of the problems at such a high level, no documents promoting taking action to exclude the noted negative factors appeared.

Conclusion: The authors are proposing to discuss the development prospects of a system for engineering personnel training taking into account the experience of JSC "SO UPS", notionally named "Open Distributed Energy University", at the Round Table of the 8th International Conference "Electrical Power Engineering through the Eyes of Youth".

Keywords: Engineers training, project-oriented education, corporate engineers training centers, Open Distributed Energy University.

I. ДИСКУССИИ ПО ПРОБЛЕМАМ ИНЖЕНЕРНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

Обсуждение эффективности инженерного образования, его переосмысление, происходит во всем мире [1]. Прослеживается критика инженерного образования со стороны работодателей в отношении излишней теоретизации обучения, в частности, по математике, естественным и техническим наукам, и недостаточности подготовки к реальной практике, требующей навыков проектирования, коммуникации. Отмечается, что в процессе подготовки инженеров важна не только передача студентам предметных знаний, но и формирование у будущих инженеров личностных и межличностных компетенций, навыков работы в команде.

В России ощущается острая нехватка инженерных кадров, в том числе в такой наукоемкой инфраструктурной отрасли, как энергетика [2]. Магистратуры технических Вузов не могут в полной мере обеспечить качественную подготовку инженеров, эта подготовка требует значительного повышения ее финансирования, индивидуального подхода к студенту, повышения роли и статуса преподавателей, опоры на современные технологии [3,4].

Проблеме инженерного образования в России посвящено множество дискуссий, публикаций и предложений как на высшем государственном уровне [5-8], так и в электроэнергетическом сообществе.

В июне 2014 года на заседании Совета при Президенте по науке и образованию В.В. Путин отметил, что есть объективный запрос на перемены в системе подготовки инженерных кадров и наметил основные направления развития системы инженерного образования России [5]. Президент подчеркнул, что надо изменить саму структуру образовательного процесса в технических вузах, активнее приглашать ведущих учёных и специалистов-практиков из-за рубежа

для преподавания на наших технических факультетах. Президент считает необходимым создать условия для развития проектно-ориентированного образования инженерных кадров, адаптировать к этим задачам образовательные стандарты, использовать лучшие наработки советской и передовой зарубежной инженерной школы, наш отечественный опыт.

Значительный вклад в обсуждение проблемы внесли *А.Ф. Дьяков* и *В.В. Платонов*. В подборке своих публикаций [2] они подчеркивали, что переход высшего профессионального образования в электроэнергетике на схему бакалавр – магистр не соответствует наукоемкости и сложности технологических процессов в этой базовой отрасли экономики России и представляет угрозу для систем жизнеобеспечения страны. Однако их обращение с проблемами высшего электроэнергетического образования при поддержке Минэнерго в адрес Председателя Правительства РФ и Министерства образования и науки не привели к каким-либо положительным результатам.

В январе 2015 года, в рамках экспертной секции «Электрические сети» Консультативного совета при председателе комитета Государственной Думы РФ, состоялась встреча главы комитета по энергетике И.Д. Грачева с действительным членом Российской академии инженерных наук, действительным членом Международной ассоциации инженеров-электриков (США), Заслуженным работником высшей школы России, профессором Уральского федерального университета, доктором технических наук *П.И. Бартоломеем*. В статье [3], подводящей итоги этой встречи, П.И. Бартоломей отметил основные препятствия на пути качественной подготовки инженеров и сформулировал возможные пути их преодоления. И снова, несмотря на обсуждение проблематики на столь высоком уровне, никаких документов,

способствующих принятию мер по исключению отмеченных негативных факторов, не появилось.

На *ежегодной международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» в 2015 и в 2016 гг. (6-я и 7-я конференции соответственно)* дискуссия о проблемах электроэнергетического образования была продолжена в пленарных докладах [8-12] и на специально организованных Круглых столах представителей энергетических компаний и вузов с профильными электроэнергетическими направлениями подготовки специалистов. В [9, 10] был предложен новый подход к повышению качества инженерного образования в России – создание корпоративной системы инженерной подготовки. Подготовку инженеров предлагается осуществлять в корпоративных центрах (корпоративных университетах [7]), создаваемых как дочерние организации крупных компаний, которые обеспечивают высокий уровень финансирования, организации деятельности, контроля качества подготовки специалистов для кадрового резерва компании. Создание таких центров позволило бы частично перенести бремя финансового, организационного и кадрового обеспечения инженерной подготовки в производственную сферу экономики страны. Предложенный подход не затрагивает существующую систему образования в технических университетах с двухуровневой подготовкой специалистов на принципах Болонской декларации. Речь идет о создании системы двухступенчатого образования с конкурсным отбором бакалавров на вторую ступень, которая дополняет существующую подготовку специалистов в технических Вузах.

Выявление и анализ проблем инженерной подготовки в вузах России с привлечением широкого круга молодых ученых и преподавателей, а также работников энергетических предприятий, проведены Системным оператором в рамках проекта организации открытого *интернет-портала «Академия образования АО «СО ЕЭС»* (далее Проект), который начал свою работу со второй половины мая и закончил в ноябре 2016 года.

Цель Проекта - Определение и развитие креативной активности руководителей, преподавателей, молодых учёных и специалистов вузов с профилем технического образования по направлению «Электроэнергетика и электротехника», в первую очередь, вузов-партнёров АО «СО ЕЭС».

Задачи Проекта:

1. Организация максимально широкой и свободной дискуссии по актуальным темам высшего технического («инженерного») образования для электроэнергетики.
2. Выявление в процессе дискуссий наиболее проблемных тем и определение путей решения проблем.
3. Выявление в процессе дискуссий наиболее активных и креативных участников дискуссий.
4. Подготовка и обсуждение результатов Круглого Стола, проводимого 19.09.2016 в рамках 7-ой ежегодной международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» на площадке Казанского Государственного энергетического университета.
5. Пропаганда опыта и развитие концепции работы АО «СО ЕЭС» с профильными вузами-партнёрами.

Обсуждение было организовано по четырём стартовым темам. С учётом интересов пользователей количество тем было доведено до восьми:

1. Нужна ли вузовская подготовка узконаправленных специалистов для работы в специализированных компаниях электроэнергетики?
2. Введение в ФГОС 3+ разных типов программ магистратуры.
3. Должны ли вузы быть конкурентной альтернативой корпоративным образовательным формам повышения квалификации производственно-технологического персонала специализированных компаний электроэнергетики?
4. Должны ли вузы быть конкурентоспособной альтернативой научным подразделениям электроэнергетических компаний, занимающимся научным обеспечением производственно-технологической деятельности?
5. Двойной диплом для магистрантов.
6. Базовые кафедры: что это такое? Каковы их преимущества и недостатки?
7. Требования компаний-работодателей к качеству подготовки выпускников-технологов вузами с профильными кафедрами по направлению «Электроэнергетика и электротехника».
8. Дискуссия по докладам круглого стола «Вузовское образование для

электроэнергетики» в рамках международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи (ЭГМ 2016)».

В ходе реализации Проекта было зарегистрировано более 3 000 просмотров организованных дискуссий по 8-ми темам. По этим темам 72 зарегистрированных пользователя опубликовали 66 высказываний, которые получили более 100 одобрительных отзывов без единого неодобрительного. В качестве материалов для дискуссий были привлечены тематические публикации руководства МОН, ВШЭ, ведущих вузов РФ, доклады [10-12] по проблемам инженерного образования, подготовленные для Круглого Стола на 7-й ежегодной международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи», новейшие федеральные государственные стандарты ФГОС 3+ по направлению «Электроэнергетика и электротехника».

Проанализировав наработанные результаты Проекта, организаторы установили, что цель Проекта «Открытый интернет-портал «Академия образования АО «СО ЕЭС»» реализована, поставленные задачи, в основном, выполнены. Все материалы дискуссий и Итоговый отчёт организаторов доступны для просмотра и скачивания¹.

II. ВЫВОДЫ ПО ДИСКУССИЯМ НА ИНТЕРНЕТ-ПОРТАЛЕ «АКАДЕМИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АО «СО ЕЭС»

1. Болонская система чужеродна для инженерного образования вообще, и особенно, для России.
2. Реформа высшего профессионального (инженерного) образования в РФ (МОН) идет без учёта мнений сложившихся инженерных школ вузов и требований компаний-работодателей.
3. В вузах РФ мотивация профессорско-преподавательского персонала (ППП), в т.ч. материальная, уже второе десятилетие находится на неприемлемо низком (унизительном!) уровне, что привело к кризису процесса смены поколений ППП.
4. Несмотря на поручение Президента РФ восстановить Инженерное образование и указ о доведении зарплаты ППП вузов до 200% средней по промышленности, все попытки убедить Правительство и МОН РФ исправить ситуацию в части пунктов 1-3 не имели успеха.

5. В ходе обсуждения идеи Корпоративной подготовки инженерных кадров на базе бакалавриата (всемирная инициатива CDIO) не получили поддержки вузовских преподавателей, поскольку проблемы технических вузов остаются по-прежнему нерешёнными. В то же время, энергетические корпорации также пока не проявили интереса к этим идеям, надеясь на адаптацию молодых специалистов в процессе работы на предприятиях.
6. Вынос обсуждения проблем высшего технического (инженерного) образования на широкое обсуждение на специальной интернет-площадке - Портал «Академия образования Системного Оператора» углубил и расширил анализ проблем инженерной подготовки, при этом показал чрезвычайно пассивную позицию сообщества, включая ППП вузов. ППП вузов в подавляющем своём большинстве дезориентирован и у него отсутствует чёткое понимание что и как делать в части обеспечения подготовки специалистов высшей квалификации в соответствии с требованиями времени и работодателей.
7. Единственным эффективно действующим механизмом качественной подготовки инженерных кадров для СО признан комплекс профориентационных и специализированных образовательных процессов, организованных по системе договоров СО на профильных кафедрах (ПК) восьми базовых вузов (БВ) РФ. Интегрирующим модератором выступает неформальная (волонтерская) организация «Межвузовский Методический Совет по Электроэнергетике» (ММСЭ), первоначально созданный при Фонде «Надежная Смена» и ставший в настоящее время самостоятельной единицей.

III. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В связи с вышеизложенным авторы выступают с предложением обсудить на Круглом столе 8-й Международной конференции ЭГМ (Самара, СамГТУ, октябрь 2017) перспективы развития системы подготовки инженерных кадров с учётом опыта АО «СО ЕЭС», условно названной «Открытый распределённый энергетический университет» (ОРЭУ) [13].

¹ <https://obrazovanie.so-ups.ru/obrazovanie/>

Список литературы

- [1] Переосмысление инженерного образования. Подход CDIO/ Э.Ф. Кроули, Й. Малмквист, С. Остлунд, Д.Р. Бродер, К. Эдстрем; пер. с англ. С. Рыбушкиной; под науч. ред. доктора техн. наук, проф. А. Чучалина; нац. исслед. ун-г «Высшая школа экономики», – М.: Изд. дом Высшей школы экономики, 2015. – 504 с.
- [2] Дьяков А.Ф., Платонов В.В. Проблемы инженерного образования в электроэнергетике и электротехнике – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2014. – 98 с. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу ЭНЕРГЕТИК; Вып. 7 (187)].
- [3] Бартоломей П.И. Электроэнергетике России – новое инженерное образование. Электроэнергия. Передача и распределение. №1, январь-февраль, 2015. – с. 6-11.
- [4] Бартоломей П.И. Высшее энергетическое образование в России должно обеспечивать научно-технический прогресс. Электрические станции, 2016, №3. С.53-58.
- [5] Владимир Путин о роли инженерных кадров в конкурентоспособности государства. <http://kremlin.ru/news/45962>.
- [6] О концепции доктрины подготовки инженерных кадров в России М.: Издание Государственной Думы, Комитет Государственной Думы по образованию, Аналитический вестник №5, 2012. – 34 с.
- [7] Медведев Д.А. Время простых решений прошло/ Ведомости, 27 сентября 2013.
- [8] Бартоломей П.И. Высшее техническое образование и энергетическая безопасность России. «Электроэнергетика глазами молодежи». Труды VI междунар. науч.-техн. конф. в 2-х томах. Иваново, 9-13 ноября 2015 г. Том 1- с. 12-17.
- [9] Ерохин П.М., Куликов Ю.А. Корпоративная система подготовки инженерных кадров в России. «Электроэнергетика глазами молодежи». Труды VI междунар. науч.-техн. конф. в 2-х томах. Иваново, 9-13 ноября 2015 г. Том 1 - с. 8-11.
- [10] Ерохин П.М., Куликов Ю.А. Корпоративная система подготовки инженерных кадров в России. Электрические станции, 2016, №5. С.48-50.
- [11] Ерохин П.М., Куликов Ю.А. Корпоративная подготовка инженеров в России в контексте всемирной инициативы CDIO. «Электроэнергетика глазами молодежи - 2016». Материалы VII Международной научно-технической конференции в 3-х томах. Казань, 19 - 23 сентября 2016 г. Том III – с. 350-354.
- [12] Бартоломей П.И., Ерохин П.М., Куликов Ю.А. Пути преодоления кризиса в системе подготовки инженерных кадров для электроэнергетики России. «Электроэнергетика глазами молодежи - 2016». Материалы VII Международной научно-технической конференции в 3-х томах. Казань, 19 - 23 сентября 2016 г. Том I – с. 18-21.
- [13] Егоров А.О. Об Открытом распределённом университете. «Электроэнергетика глазами молодежи - 2017». Материалы VIII Международной научно-технической конференции в 3-х томах. Самара, 3 – 6 октября 2017 г. Том I.

ОПЫТ АО «СО ЕЭС» ПО ОРГАНИЗАЦИИ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЙ ПОДГОТОВКИ БАКАЛАВРОВ И МАГИСТРОВ НА ПРОФИЛЬНЫХ КАФЕДРАХ БАЗОВЫХ РОССИЙСКИХ ВУЗОВ

С.П. Чеклецова, П.О. Шарыпанов, А.А. Шутенко, И.А. Москвин
Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы»,
Москва, Россия
E-mail: moskvin-ia@so-ups.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Проблемам современного российского инженерного образования посвящено большое количество дискуссий, в том числе на специально с этой целью организованных круглых столах Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» (2015 и 2016 гг. Иваново и Казань соответственно). Среди многочисленных проблем, обсуждаемых в данных дискуссиях, все эксперты отмечают углубляющийся разрыв между уровнем вузовского образования и требованиями к профессиональной подготовке и повышению квалификации персонала на производстве, в том числе и в такой наукоемкой отрасли как электроэнергетика.

Материалы и методы: Единолично осуществляя централизованное оперативно-диспетчерское управление в Единой энергетической системе России и испытывая потребность в специалистах с уникальными компетенциями, Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС», Системный оператор, Общество) с 2007 года ведет активное сотрудничество с российскими вузами по подготовке молодых специалистов, которое заключается в углубленной профориентации бакалавров и специализированной подготовке магистрантов.

Результаты: Ежегодно более 200 бакалавров с 1 по 4 курс проходят углубленную профориентацию в трех базовых вузах (в 2016/2017 учебном году к программе присоединились еще два вуза), 40% бакалавров, показавших наилучшие результаты, поступает на специализированную программу Системного оператора в магистратуре. Восемь базовых вузов выпускают более 80 магистрантов, прошедших программу специализированной подготовки Системного оператора, 60% магистрантов, отобранных на конкурсной основе, трудоустраиваются в АО «СО ЕЭС».

Выводы: Авторы выступают с предложением обсудить на Круглом столе VIII Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» положительный опыт развития системы подготовки инженерных кадров АО «СО ЕЭС», а также призывают другие электроэнергетические компании к сотрудничеству в данной области.

Ключевые слова: подготовка инженерных кадров, базовые вузы, вузы-партнеры, профильные кафедры, АО «СО ЕЭС».

JSC “SO UPS” EXPERIENCE OF SPECIALIZED BACHELOR AND MASTER TRAINING ORGANIZATION IN SUBJECT ORIENTED DEPARTMENTS OF BASIC RUSSIAN UNIVERSITIES

Svetlana Chekletsova, Pavel Sharypanov, Alla Shutenko, Ilya Moskvin
«System Operator of the United Power System», JSC,
Moscow, Russia
E-mail: moskvin-ia@so-ups.ru

Abstract

Background: Wide range of discussions is devoted to the problems of the modern Russian engineering education including specially organized Round Tables of International Scientific Conference “Power Industry: Viewpoint of the Youth” (2015 in Ivanovo and 2016 in Kazan). Among the numerous problems named during such discussions all the experts point out the growing gap between high education and the requirements to professional development and enrichment of employees in the workplace, power engineering is not the exception.

Materials and Methods: Realizing centralized operational dispatch management of the Russian Interconnected Power System and feeling the lack of the specialists with unique competences the Joint-stock Company “System Operator of the United Power System” (JSC “SO UPS”, System Operator) beginning with 2007 cooperates with Russian universities on training the young specialists conducting the bachelor career – guidance and specialized master’s training.

Results: Yearly over 200 bachelors from 1 to 4 courses take deepen career – guidance in 3 basic universities (in 2016 two more universities have joined to the program), 40% of bachelors that has shown the best results enter the System operator specialized masters’ program. 8 basic universities graduate over 80 masters that have completed this program, 60% of masters chosen on a competitive basis find employment in JSC “SO UPS”.

Conclusions: The authors are proposing to discuss the mutual positive experience of the engineers training system development of the JSC “SO UPS” at the Round Table of the VIII International Scientific Conference “Power Industry: Viewpoint of the Youth”, and also invite the other energy enterprises to cooperate within this field.

Keywords: Engineers training, basic universities, partner universities, subject oriented departments, JSC “SO UPS”.

I. ВВЕДЕНИЕ

Проблемам современного российского инженерного образования посвящено большое количество дискуссий, в том числе и на специально с этой целью организованных круглых столах Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» (2015 и 2016 гг. Иваново и Казань соответственно) [1,2]. Среди многочисленных проблем, обсуждаемых в данных дискуссиях, все эксперты отмечают углубляющийся разрыв между уровнем вузовского образования и требованиями к профессиональной подготовке и повышению квалификации персонала на производстве, в том числе и в такой наукоемкой отрасли, как электроэнергетика.

Несмотря на реформирование системы высшего образования и переход к подготовке бакалавров и магистров по направлениям 13.03.02 и 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» российские технические вузы продолжают готовить специалистов общего профиля, как и ранее для потребностей дореформенной электроэнергетики, функционировавшей на базе региональных АО-Энерго. Как следствие, молодые люди не знакомятся с современной терминологией, новейшими требованиями нормативных технических документов, стандартами, технической политикой и технологиями АО «СО ЕЭС», актуальными вопросами развития оперативно-диспетчерского управления. Фактически вузы продолжают готовить кадры для эксплуатации имеющегося электротехнического, сетевого и генерирующего оборудования [3]. И несмотря на хорошую базовую подготовку, для работы в АО «СО ЕЭС», осуществляющем специализированный вид деятельности, подобная общая подготовка недостаточна.

II. КАДРОВАЯ ПОЛИТИКА АО «СО ЕЭС»

АО «СО ЕЭС» – специализированная организация (основана в 2002 г.), которая единолично осуществляет централизованное оперативно-диспетчерское управление в Единой энергетической системе (ЕЭС) России.

В структуру Системного оператора входят:

– Центральное диспетчерское управление (ЦДУ) в структуре Исполнительного аппарата, г. Москва;

– 7 Объединенных диспетчерских управлений (ОДУ);

– 50 Региональных диспетчерских управлений (РДУ);

– 15 Представительств в субъектах РФ.

Кадровая политика АО «СО ЕЭС» направлена на создание условий для гарантированного обеспечения Общества высококвалифицированным персоналом. В соответствии с Программой инновационного развития ОАО «СО ЕЭС» на 2012 - 2016 годы и до 2020 года, одним из направлений кадровой и образовательной деятельности является подготовка молодых специалистов [4].

Система подготовки таких специалистов включает следующие этапы:

1. Отбор абитуриентов и студентов через систему профориентационных мероприятий в ведущих технических вузах и лицеях. Профориентационная работа с группами бакалавров в течение всего периода обучения. Подготовка магистрантов по специализированным образовательным программам АО «СО ЕЭС» с последующим трудоустройством в компанию.
2. Дальнейшее развитие молодых специалистов.

Безусловно, подобная работа была бы невозможной без опоры на вузы, с которыми АО «СО ЕЭС» ведет тесное сотрудничество, – вузы-партнеры Системного оператора. Исключительная важность этой работы обусловлена следующими факторами:

– потребностью в сокращении периода профессиональной адаптации молодых специалистов;

– конкуренцией со стороны энергетических компаний на уровне поиска и удержания специалистов;

– трудностями в закрытии вакансий в некоторых филиалах Системного оператора;

– имеющимся дефицитом высококвалифицированных кадров на рынке труда по инженерным специальностям [5].

Остановимся более подробно на некоторых аспектах подготовки молодых специалистов для нужд Системного оператора.

III. СОТРУДНИЧЕСТВО АО «СО ЕЭС» С ВУЗАМИ. МАГИСТРАТУРА

Как уже было сказано выше, единолично осуществляя централизованное оперативно-

диспетчерское управление в Единой энергетической системе России и испытывая потребность в специалистах с уникальными компетенциями, Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС», Системный оператор) с 2007 года ведет активное сотрудничество с российскими вузами по подготовке молодых специалистов. Одним из ключевых аспектов является специализированная подготовка магистрантов, которая включает в себя:

- отбор студентов на конкурсной основе для последующего обучения по специализированным или дополнительным образовательным программам в магистратуре профильного вуза;
- заключение договоров с вузами на оказание образовательных услуг студентам, отобранным на конкурсной основе и заключившим с АО «СО ЕЭС» договор с обязательством трудоустроиться в Системный оператор по окончании учебы и отработать не менее 2 лет;
- организацию разработки специализированных образовательных (магистерских) программ очного обучения и учебно-методических материалов (комплексов) входящих в них дисциплин;
- участие работников Системного оператора в работе Учебно-методических объединений (УМО) для формирования учебных планов обучения студентов;
- участие работников Системного оператора в преподавательской деятельности и работе Государственных экзаменационных комиссий;
- организацию проведения практических занятий и прохождения практики на базе филиалов АО «СО ЕЭС»;
- организацию консультаций при подготовке дипломных работ и магистерских диссертаций на актуальные темы из области оперативно-диспетчерского управления энергосистемами;
- организацию научно-практических студенческих конференций по вопросам электроэнергетики с участием молодых специалистов Системного оператора.

В 2016/2017 учебном году реализуются следующие специализированные образовательные программы АО «СО ЕЭС» для магистрантов вузов-партнеров:

- «Управление режимами электроэнергетических систем» (ФГБОУ

ВО «ИГЭУ»¹, ФГБОУ ВО «КГЭУ»², ФГАОУ ВО «НИ ТПУ»³, ФГБОУ ВО «СамГТУ»⁴, ФГАОУ ВО «СКФУ»⁵, ФГАОУ ВО «СПБПУ»⁶, ФГАОУ ВО «УрФУ»⁷, ФГБОУ ВО «ЮРГПУ (НПИ)»⁸);

- «Автоматизированные системы диспетчерского управления электроэнергетических систем» (ФГАОУ ВО «НИ ТПУ»);
- «Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем» (ФГБОУ ВО «ИГЭУ»);

Подобная работа с вузами стала необходимой ввиду специфики деятельности АО «СО ЕЭС» и постоянного повышения требований к знаниям молодых специалистов, принимаемых на работу в Технологический функциональный блок и Блок информационных технологий компании.

Кроме того, необходимо поддерживать одинаково высокий уровень компетенций работников во всех регионах присутствия филиалов АО «СО ЕЭС», в том числе с недостаточной кадровой обеспеченностью и низким уровнем развития инфраструктуры.

Данная система позволяет сократить длительный период адаптации и доучивание на рабочем месте вновь принятых молодых специалистов, что в конечном итоге должно способствовать инновационному развитию деятельности АО «СО ЕЭС».

Ежегодно восемь базовых вузов выпускают более 80 магистрантов, прошедших программу специализированной подготовки Системного оператора, 60% магистрантов, отобранных на конкурсной основе, трудоустраиваются в АО «СО ЕЭС». Оставшиеся 40% благодаря полученной углублённой подготовке весьма востребованы на рынке труда электроэнергетической отрасли, часть из них остается для преподавательской работы в родном вузе, поддерживая тем самым оптимальный возраст и высокую квалификацию ППС профильных кафедр вузов-партнёров.

¹ Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина (г. Иваново)

² Казанский государственный энергетический университет (г. Казань)

³ Национальный исследовательский Томский политехнический университет (г. Томск)

⁴ Самарский государственный технический университет (г. Самара)

⁵ Северо-Кавказский федеральный университет (г. Пятигорск)

⁶ Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого (г. Санкт-Петербург)

⁷ Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина (г. Екатеринбург)

⁸ Южно-Российский государственный политехнический университет (Новочеркасский политехнический институт) имени М.И. Платова (г. Новочеркасск)

В результате сотрудничества с вузами-партнерами в рамках специализированной подготовки магистрантов в Системный оператор приходят мотивированные на долгосрочную работу молодые специалисты, знакомые со спецификой оперативно-диспетчерского управления и получившие во время обучения прочную теоретическую и практическую подготовку. Сотрудничество с вузами в рамках специализированных программ дает возможность АО «СО ЕЭС» интегрировать свои интересы как работодателя в деятельность вуза; обеспечить обучение будущих специалистов на основе сочетания фундаментальных знаний с практическим опытом производственной работы; гарантирует соответствие содержания образовательного процесса современному состоянию и направлению развития энергетики.

IV. СОТРУДНИЧЕСТВО АО «СО ЕЭС» С ВУЗАМИ. БАКАЛАВРИАТ

В 2014 году в дополнение к специализированным магистерским программам АО «СО ЕЭС» запущена углубленная профориентация бакалавров, которая включает в себя:

- собеседование, формирование группы целевой подготовки студентов первого курса;
- контроль успеваемости студентов групп каждого курса в течение семестра и по итогам сессии, корректировка состава группы;
- проведение ознакомительных экскурсий на электростанции, подстанции, в ОДУ или РДУ, знакомство со спецификой работы филиала Системного оператора и его основных подразделений;
- подготовка и защита рефератов по темам, предложенным структурными подразделениями Системного оператора;
- выбор специализированных тем итоговой государственной аттестации и контроль их подготовки к защите. Участие в процедуре представления и защиты выпускных квалификационных работ.

Основными целями специализированной программы подготовки бакалавров являются раннее погружение в профессиональную деятельность, повышение уровня мотивации и уровня подготовки будущих студентов магистратуры, а также создание условий для подготовки элитных специалистов электроэнергетики на конкурентной основе.

В 2016/2017 учебном году углубленная профориентация бакалавров реализуются в следующих вузах-партнерах АО «СО ЕЭС»: ФГАОУ ВО «УрФУ», ФГАОУ ВО «НИ ТПУ», ВО «СамГТУ», ФГБОУ ВО «ИГЭУ» и ФГБОУ ВО «ЮРГПУ (НПИ)».

В соответствии с данной программой на первом курсе бакалавриата набирается группа из 25 человек, к четвертому курсу в ней остается 10 лучших, им рекомендуется поступать в профильную магистратуру и на специализированную программу подготовки АО «СО ЕЭС» для магистрантов.

Таким образом, программа позволяет не только осуществлять отбор студентов на конкурсной основе для последующего обучения по специализированным или дополнительным образовательным программам в магистратуре профильного ВУЗа, но и принимать на обучение магистрантов, знакомых с деятельностью компании и мотивированных на построение карьеры в ней.

Ежегодно более 200 бакалавров с 1 по 4 курс проходят углубленную профориентацию в трех базовых вузах (в 2016/2017 учебном году к программе присоединились еще два вуза), 40% бакалавров, показавших наилучшие результаты, поступает на специализированную программу Системного оператора в магистратуре.

V. РАБОТА СО ШКОЛЬНИКАМИ И ПЛАН СТУДЕНЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ АО «СО ЕЭС»

Еще на довузовском этапе АО «СО ЕЭС» совместно с фондом «Надежная смена», крупнейшим разработчиком и оператором образовательных проектов для молодежи топливно-энергетического и минерально-сырьевого комплексов, занимается профориентацией и подготовкой технически одаренных старшеклассников по курсу «Введение в электроэнергетику» в рамках энергетических групп. Учрежденный в 2007 г. Фонд с первого года своей работы реализует систему непрерывной подготовки молодежи «Школа-Вуз-Предприятие». Так, ученики, выбравшие в качестве своего жизненного пути энергетику, поступают в ведущие энергетические вузы России [7].

Ежегодно около 300 учащихся 10 и 11 классов из 16 общеобразовательных учреждений проходят подготовку в энергетических группах системы непрерывной подготовки «Школа-Вуз-Предприятие», из которых 60% поступают в профильные вузы.

Помимо специализированной подготовки магистрантов, дополнительной профориентации бакалавров и работы со школьниками, АО «СО ЕЭС» реализует и другие программы отбора талантливой молодежи согласно Плану студенческих мероприятий АО «СО ЕЭС». План представляет собой программу молодежных научно-практических мероприятий, направленных на отбор и подготовку студентов очной формы обучения в ведущих российских технических вузах для формирования кадрового резерва компании. В рамках этой программы ежегодно проводится более 15 конкурсных мероприятий для студентов-энергетиков: конференции, олимпиады, викторины и т.д., например: конференция «Электроэнергетика глазами молодежи», всероссийские студенческие олимпиады по электроэнергетике и электротехнике, конкурс переводчиков научно-технической литературы, викторина «Знаешь ли ты историю электроэнергетики?», конкурс выпускных квалификационных работ и другие.

Партнером АО «СО ЕЭС» по подготовке кадрового резерва также выступает фонд «Надежная смена».

Приведенные в качестве примера конкурсные мероприятия позволяют оценить уровень подготовки молодых специалистов в вузах и отобрать талантливых студентов для дальнейшего обучения по специализированным образовательным программам.

VI. РАЗВИТИЕ МОЛОДЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ АО «СО ЕЭС»

Еще одним способом повышения и поддержания уровня подготовки кадров является корпоративная образовательная система, основанная на реальных технологических процессах. Профессиональная подготовка и повышение квалификации специалистов осуществляются на базе восьми центров тренажерной подготовки персонала (ЦТПП). В них работает около 40 высококвалифицированных специалистов, обеспечивающих разработку программ, техническое сопровождение обучения на уникальном оборудовании и тренажерах, разработанных специально для Системного оператора. Использование системы поддержания и повышения квалификации на базе ЦТПП обеспечивает воспроизводство технических знаний, служит средством мотивации сотрудников и оптимизирует финансовые расходы на обучение персонала.

Другим важным фактором успешной адаптации на рабочем месте является участие молодых специалистов в проектах по развитию научного и творческого потенциала. В АО «СО

ЕЭС» налажена системная работа с молодыми специалистами, в рамках которой они участвуют в собственных научных и образовательных проектах Системного оператора и представляют его на крупнейших отраслевых и молодежных форумах, включаются в команду компании, а также в российское и международное профессиональное сообщество. Это и Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи», которая проводится на базе вуза-партнера Системного оператора, и Международный форум «Форсаж», конференция Power-Gen Russia & Hydro Vision Russia, форум по энергосбережению и энергоэффективности ENES [8].

Ежегодно более 300 молодых специалистов участвуют в 10 отраслевых, федеральных и региональных молодежных мероприятиях.

VII. ДАЛЬНЕЙШЕЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАБОТЫ С МОЛОДЕЖЬЮ

АО «СО ЕЭС» положительно оценивает достигнутые результаты сотрудничества с профильными кафедрами ведущих российских вузов в вопросах подготовки будущих специалистов электроэнергетической отрасли. Однако происходящие изменения в электроэнергетике и в высшем профессиональном образовании требуют постоянной актуализации образовательных процессов, и Системный оператор не снимает с себя задачи совершенствования системы взаимодействия с вузами в части подготовки молодых специалистов в целях обеспечения притока подготовленным молодым специалистам в Технологический функциональный блок. Первостепенные задачи, которые будет необходимо решить АО «СО ЕЭС», можно сформулировать следующим образом:

1. Повышение качества подготовки молодых специалистов и эффективности магистерских программ специализированной подготовки в вузах-партнерах АО «СО ЕЭС».
2. Повышение уровня трудоустройства молодых специалистов, окончивших специализированные программы в вузах-партнерах АО «СО ЕЭС».

Чтобы эффективно решать перечисленные задачи будет необходимо:

- внедрять новые программы подготовки магистрантов;
- повышать качество учебных материалов специализированных программ;
- разрабатывать учебно-методические комплексы дисциплин (УМКД);

- учитывать приоритетность магистрантов спецподготовки при планировании трудоустройства и выплате стимулирующих, а также при распределении стажерских ставок;
- активно вовлекать и взаимодействовать с внешними организациями по молодежным проектам;
- выстраивать отношения с Министерством образования и науки РФ [6].

VIII. МЕЖВУЗОВСКИЙ МЕТОДИЧЕСКИЙ СОВЕТ ПО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ И «ОТКРЫТЫЙ РАСПРЕДЕЛЁННЫЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ» (ОРЭУ)

Для решения поставленных задач, а также в целях повышения эффективности процесса обучения и объединения усилий базовых кафедр вузов-партнеров АО «СО ЕЭС» по подготовке высококвалифицированных кадров для Системного оператора и других электроэнергетических компаний, в 2014 году по инициативе АО «СО ЕЭС» создан Межвузовский Методический Совет по Электроэнергетике (ММСЭ), состоящий из профессорско-преподавательского состава (ППС) вузов-партнеров и экспертов Системного оператора.

Обучение целевых групп студентов по заказам АО «СО ЕЭС» по специализированным образовательным программам начиная с 2007 г., профориентационная работа среди бакалавров начиная с 2014 г., а также запуск работы Межвузовского Методического Совета по Электроэнергетике в 2014 году сформировали устойчивые связи между Системным оператором и профильными кафедрами восьми вузов-партнёров в разных регионах России. Наличие таких связей позволяет рассматривать профильные кафедры вузов-партнёров в части преподавания специализированных образовательных программ по заказам АО «СО ЕЭС» как виртуальное образовательное учреждение – «Открытый распределенный электроэнергетический университет», распределённый территориально и организационно по профильным кафедрам вузов-партнёров, совместно обеспечивающим надлежащую подготовку молодых специалистов для оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

IX. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В связи с вышеизложенным авторы выступают с предложением обсудить на Круглом столе VIII Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» (Самара, СамГТУ, 2-6 октября 2017)

положительный опыт развития системы подготовки инженерных кадров АО «СО ЕЭС». Авторы уверены, что данный положительный опыт может быть рекомендован к использованию в работе по подготовке молодых специалистов других электроэнергетических компаний.

Список литературы

- [1] Бартоломей П.И. Высшее техническое образование и энергетическая безопасность России. «Электроэнергетика глазами молодежи». Труды VI междунар. науч.-техн. конф. в 2-х томах. Иваново, 9-13 ноября 2015 г. Том 1- с. 12-17.
- [2] Бартоломей П.И., Ерохин П.М., Куликов Ю.А. Пути преодоления кризиса в системе подготовки инженерных кадров для электроэнергетики России. «Электроэнергетика глазами молодежи - 2016». Материалы VII Международной научно-технической конференции в 3-х томах. Казань, 19 - 23 сентября 2016 г. Том I – с. 18-21.
- [3] Медведев Д.А. Время простых решений прошло/ Ведомости, 27 сентября 2013.
- [4] Чеклцова, С.П. Энергетика затягивает... или Кадры решают всё // Стандарт качества. – 2016 – № 49 – С. 50 – 52.
- [5] Чеклцова С.П. «Школа – вуз – предприятие»: программа подготовки кадров // Справочник по управлению персоналом. – 2014. – N 6. – С. 86 – 92.
- [6] Чеклцова С.П. Новые вызовы, задачи, решения в подготовке молодых специалистов для электроэнергетики // Энергетика и промышленность России – 2014 – № 23 – 24. – С. 36.
- [7] Чеклцова, С.П. В энергетике – со школьной скамьи. // Юные техники и изобретатели. – 2016. – С. 36 – 37.
- [8] Чеклцова, С.П. Управление талантами: программы и конкурсы // Справочник по управлению персоналом. – 2015. – №2 – С. 32 – 39.

КОНЦЕПЦИЯ И ПЕРВООЧЕРЕДНЫЕ ЗАДАЧИ ММСЭ ПО ОРГАНИЗАЦИИ И УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОМУ СОПРОВОЖДЕНИЮ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЙ ПОДГОТОВКИ БАКАЛАВРОВ И МАГИСТРОВ ДЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ НА ПРОФИЛЬНЫХ КАФЕДРАХ БАЗОВЫХ РОССИЙСКИХ ВУЗОВ

С.П. Чеклецова, П.О. Шарыпанов, А.О. Егоров, А.А. Шутенко, И.А. Москвин
Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы»,
Москва, Россия
E-mail: moskvin-ia@so-ups.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС», Системный оператор) с 2007 года ведет активное сотрудничество с российскими вузами по подготовке молодых специалистов, которое заключается в углубленной профориентации бакалавров и специализированной подготовке магистрантов. АО «СО ЕЭС» положительно оценивает достигнутые результаты сотрудничества с профильными кафедрами ведущих российских вузов в вопросах подготовки будущих специалистов электроэнергетической отрасли. Однако происходящие изменения в электроэнергетике требуют постоянной актуализации образовательных процессов.

Материалы и методы: В 2014 году по инициативе АО «СО ЕЭС» создан Межвузовский Методический Совет по Электроэнергетике (ММСЭ), состоящий из профессорско-преподавательского состава (ППС) вузов-партнеров и экспертов Системного оператора, – коллегиальный консультативно-координирующий орган, осуществляющий учебно-методическое обеспечение и координацию профильных кафедр вузов-партнеров АО «СО ЕЭС», на базе которых ведется специализированная подготовка молодых специалистов по программам Системного оператора. ММСЭ, являясь администратором коммуникации, совместно с вузами-партнёрами образует виртуальный «Открытый распределённый электроэнергетический университет» (ОРЭУ).

Результаты: Разработано положение и запущена работа ММСЭ, налажена коммуникация между профильными кафедрами вузов-партнеров Системного оператора. Ведется работа по созданию типового учебного плана специализированной магистерской подготовки, а также типовой отчетности вузов по договорам с АО «СО ЕЭС». Разработаны и внедрены в учебные планы два учебно-методических комплекса дисциплин (УМКД). На постоянной основе ведется работа по актуализации существующих и разработке новых УМКД.

Выводы: Авторы выступают с предложением обсудить на Круглом столе VIII Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» положительный совместный опыт развития системы подготовки инженерных кадров АО «СО ЕЭС» и ММСЭ, а также приглашают другие вузы и электроэнергетические компании к сотрудничеству в рамках ММСЭ и ОРЭУ.

Ключевые слова: Подготовка инженерных кадров, профильные кафедры, вузы-партнеры, УМКД, Межвузовский методический совет по электроэнергетике, Открытый распределённый электроэнергетический университет.

CONCEPTION AND FIRST PRIORITY TASKS OF INTER-UNIVERSITY CURRICULAR ELECTRICITY COUNCIL ON ORGANIZATION AND ACADEMIC SUPPORT OF SPECIAL BACHELOR AND MASTER TRAINING FOR ENERGY ENTERPRISES IN SPECIALIZED DEPARTMENTS OF BASIC RUSSIAN UNIVERSITIES

Svetlana Chekletsova, Pavel Sharypanov, Aleksandr Egorov, Alla Shutenko, Ilya Moskvin
«System Operator of the United Power System», JSC,
Moscow, Russia
E-mail: moskvin-ia@so-ups.ru

Abstract

Background: Joint-stock Company “System Operator of the United Power System” (JSC “SO UPS”, System Operator) beginning with 2007 cooperates with Russian universities on training the young specialists conducting the bachelor career – guidance and specialized master’s training. JSC “SO UPS” estimates the achieved results on cooperation with universities as positive. However changes in process in power engineering claim the constant learning processes updating.

Materials and Methods: The Inter-University Curricular Electricity Council (IUCEC) was created in 2014 by JSC “SO UPS”. IUCEC consisting of higher-education teaching personnel of the partner universities and the System Operator experts and being the collegiate advisory coordinating organ realizes academic support and coordination of specialized departments of the JSC “SO UPS” partner universities that train the young specialists according to System Operator special programs. IUCEC being the communication manager together with specialized departments of partner universities forms the virtual “Open Distributed Energy University” (ODEU).

Results: Enactment has been developed and IUCEC work has been started, the communication of basic departments of partner universities has been organized. Work on creating the typical curriculum of the specialized masters' training and also the typical accountability of the universities under the JSC "SO UPS" contract is in progress. Two teaching materials have been developed and implemented in curriculums. The work on updating and creating new teaching materials is in progress on a regular basis.

Conclusions: The authors are proposing to discuss the mutual positive experience of the engineers training system development of the JSC "SO UPS" and IUCEC at the Round Table of the VIII International Scientific Conference "Power Industry: Viewpoint of the Youth", and also invite the other energy enterprises to cooperate within the framework of IUCEC and ODEU.

Keywords: Engineers training, specialized department, partner universities, teaching materials, Inter-University Curricular Electricity Council, Open Distributed Energy University.

I. ВВЕДЕНИЕ

Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС», Системный оператор) с 2007 года ведет активное сотрудничество с российскими вузами (ФГБОУ ВО «ИГЭУ»¹, ФГБОУ ВО «КГЭУ»², ФГАОУ ВО «НИ ТПУ»³, ФГБОУ ВО «СамГТУ»⁴, ФГАОУ ВО «СПбПУ»⁵, ФГАОУ ВО «СКФУ»⁶, ФГАОУ ВО «УрФУ»⁷, ФГБОУ ВО «ЮРГПУ(НПИ)»⁸) по подготовке молодых специалистов, которое заключается в углубленной профориентации бакалавров и специализированной подготовке магистрантов. АО «СО ЕЭС» положительно оценивает достигнутые результаты сотрудничества с профильными кафедрами ведущих российских вузов в вопросах подготовки будущих специалистов электроэнергетической отрасли. [1-3] Однако происходящие изменения в электроэнергетике требуют постоянной актуализации образовательных процессов [4].

II. МЕЖВУЗОВСКИЙ МЕТОДИЧЕСКИЙ СОВЕТ ПО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

В целях повышения эффективности процесса обучения, а также объединения усилий базовых кафедр вузов-партнеров АО «СО ЕЭС» по подготовке высококвалифицированных кадров для Системного оператора и других электроэнергетических компаний, в 2014 году по инициативе АО «СО ЕЭС» создан Межвузовский методический совет по электроэнергетике (ММСЭ), состоящий из профессорско-преподавательского состава (ППС) вузов-

партнеров и экспертов Системного оператора, – коллегиальный консультативно-координирующий орган, осуществляющий учебно-методическое обеспечение и координацию профильных кафедр вузов-партнеров АО «СО ЕЭС», на базе которых ведется специализированная подготовка молодых специалистов по программам Системного оператора. Кроме того, целью создания ММСЭ является инициирование и организация разработки на профильных кафедрах вузов-партнеров новых, актуальных и унифицированных специализированных образовательных программ бакалавриата и магистратуры, отвечающих требованиям АО «СО ЕЭС», управление образовательным процессом реализации этих программ квалифицированными и мотивированными преподавателями.

Для достижения поставленных целей Межвузовский методический совет по электроэнергетике работает над решением задач по следующим ключевым направлениям:

1. Создание единой открытой организационной структуры взаимодействия АО «СО ЕЭС» с профильными кафедрами вузов, привлечение других энергетических компаний.
2. Унификация образовательных программ профильных кафедр вузов-партнеров.
3. Разработка, внедрение и поддержка новых учебно-методических материалов (лекции, учебные пособия, УМКД) и форм отчетности.

III. СОЗДАНИЕ ЕДИНОЙ ОТКРЫТОЙ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ АО «СО ЕЭС» С ПРОФИЛЬНЫМИ КАФЕДРАМИ ВУЗОВ

Первое направление состоит из следующих подзадач:

– создание пула специалистов АО «СО ЕЭС» и преподавателей вузов в целях использования их опыта и знаний для разработки учебно-методических материалов и чтения лекций (в том числе дистанционно);

– содействие прохождению преподавателями в возрасте до 35 лет стажировок

¹ Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина (г. Иваново)

² Казанский государственный энергетический университет (г. Казань)

³ Национальный исследовательский Томский политехнический университет (г. Томск)

⁴ Самарский государственный технический университет (г. Самара)

⁵ Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого (г. Санкт-Петербург)

⁶ Северо-Кавказский федеральный университет (г. Пятигорск)

⁷ Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина (г. Екатеринбург)

⁸ Южно-Российский государственный политехнический университет (Новочеркасский политехнический институт) имени М.И. Платова (г. Новочеркасск)

и повышению квалификации в компаниях электроэнергетики;

– объединение усилий преподавателей вузов, экспертов АО «СО ЕЭС», ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС» и других компаний электроэнергетики для повышения качества инженерно-технического образования выпускников вузов.

Среди преимуществ построения подобной открытой оргструктуры следует выделить обмен опытом в образовательных технологиях и повышение квалификации преподавателей.

На сегодняшний день в рамках пилотного проекта создан пул специалистов АО «СО ЕЭС» и преподавателей УрФУ, участвующих в образовательном процессе подготовки молодых специалистов. Подготовлена к проведению стажировка преподавателей вузов-партнеров по курсу лекций на тему: «Планирование электроэнергетических режимов» на базе исполнительного аппарата АО «СО ЕЭС» (Москва).

В планах – создание базы экспертов АО «СО ЕЭС» и преподавателей всех вузов-партнеров, участвующих в образовательном процессе подготовки молодых специалистов, и организация стажировки преподавателей вузов-партнеров по учебному пособию на тему «Анализ крупных аварий в ОЭС Северо-Запада» на базе Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада и СПбПУ.

IV. УНИФИКАЦИЯ ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ ПРОГРАММ ВУЗОВ-ПАРТНЕРОВ

Второе направление включает в себя обеспечение актуализации и унификации специализированных образовательных программ бакалавриата и магистратуры по направлению «Электроэнергетика и электротехника». Внедрение типовых образовательных программ во всех вузах-партнерах АО «СО ЕЭС» позволяет сформулировать единые критерии качества уровня подготовки выпускников вузов, что способствует внедрению требований работодателя в образовательные процессы вузов-партнеров.

К преимуществам внедрения типовых образовательных программ во всех вузах-партнерах АО «СО ЕЭС» следует отнести:

– единые требования к подготовке молодых специалистов и единые критерии качества уровня подготовки выпускников вузов;

– взаимодействие с АО «СО ЕЭС» по включению требований работодателя в образовательные процессы вузов-партнеров.

К настоящему времени разработана и внедрена типовая Программа углубленной профориентации бакалавров направления 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», разработана типовая Программа дополнительной профессиональной подготовки магистров направления 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника».

Планируется на основе типовой Программы дополнительной профессиональной подготовки магистров совместно с вузами-партнерами актуализировать учебные планы основных и дополнительных образовательных программ подготовки магистров по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника».

V. РАЗРАБОТКА, ВНЕДРЕНИЕ И ПОДДЕРЖКА НОВЫХ УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ И ФОРМ ОТЧЕТНОСТИ

Третье направление по разработке, внедрению и поддержке новых учебно-методических материалов, а также форм отчетности состоит из следующих подзадач:

– изучение и обобщение лучшего опыта преподавания технических дисциплин, ведения образовательной деятельности в профильных электроэнергетических вузах России и за рубежом, в АО «СО ЕЭС», электросетевых, генерирующих компаниях, на предприятиях – потребителях электрической энергии, в корпоративных отраслевых вузах и других образовательных учреждениях;

– разработка новых методик обучения бакалавров и магистров, отвечающих передовым требованиям к процессам обучения;

– создание единых учебно-методических материалов по специальным дисциплинам для всех вузов, участвующих в подготовке высококвалифицированных специалистов для электроэнергетики России, в том числе участвующих в подготовке магистрантов для АО «СО ЕЭС»;

– содействие применению новых образовательных технологий и повышению уровня материально - технического оснащения образовательного процесса по направлению подготовки «Электроэнергетика и электротехника».

– отбор лучших выпускников для преподавательской работы в родном вузе с целью поддержания оптимального возраста и высокой квалификации ППС профильных кафедр вузов-партнёров.

К преимуществам внедрения типовых учебно-методических материалов во всех вузах-партнерах АО «СО ЕЭС» следует отнести:

– оказание содействия преподавателям вузов-партнеров в части обеспечения учебно-методическими материалами;

– взаимодействие с экспертами АО «СО ЕЭС» по специфике подготовки молодых специалистов.

К настоящему времени совместно с УрФУ разработан УМКД «Организация в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при дефиците активной мощности. Частотная делительная автоматика», совместно с СамГТУ разработан УМКД «Планирование режимов работы электроэнергетической системы», совместно с СПбПУ разработано учебное пособие по теме: «Анализ крупных аварий в ОЭС Северо-Запада». На постоянной основе ведется работа по актуализации существующих методических материалов и разработке новых.

Совместно с вузами-партнерами планируется разработка УМКД «Основы оперативно-диспетчерского управления режимами энергосистем», а также внедрение УМКД в рамках основных и дополнительных образовательных программ подготовки магистров по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» с последующей актуализацией учебно-методических комплексов дисциплин, отражающих специфику деятельности АО «СО ЕЭС».

К преимуществам внедрения типовой отчетности во всех вузах-партнерах АО «СО ЕЭС» следует отнести:

– создание информационных баз для использования вузами-партнерами;

– проведение анализа отчетных данных и формирование аналитических отчетов с целью обмена опытом по применению новых образовательных технологий и совершенствованию работы по подготовке молодых специалистов.

Разработана типовая форма отчетности по программе углубленной профориентации бакалавров направления 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», а также типовая форма отчетности по программе дополнительной профессиональной подготовки магистров направления 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника».

Все три направления работы в рамках ММСЭ будут поддерживаться сайтом ММСЭ, который

планируется к запуску в 2018 году. Сайт будет содержать вышеперечисленный контент, и любой желающий сможет пользоваться указанными материалами. Создание подобной платформы позволит укрепить единое информационное пространство, созданное ММСЭ при взаимодействии с профильными кафедрами вузов-партнеров.

Разработаны структура (рис. 1) и Положение о Межвузовском методическом совете по электроэнергетике.

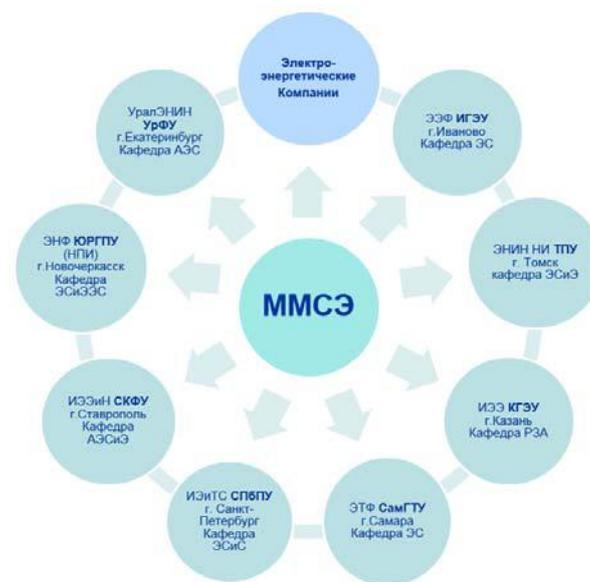


Рис. 1. Структура Межвузовского методического совета по электроэнергетике

Исходя из разработанной структуры покажем взаимодействие ММСЭ с вузами и электроэнергетическими компаниями на примере трехстороннего взаимодействия «АО «СО ЕЭС» – ММСЭ – вузы-партнеры», которое осуществляется в следующем порядке:

Взаимодействие АО «СО ЕЭС» с ММСЭ:

- обмен информацией об объемах и направлениях подготовки бакалавров и магистров;
- участие экспертов в ММСЭ;
- возможность стажировок магистров на рабочем месте;
- возможность стажировок и повышения квалификации преподавателей;
- осуществление промежуточного контроля знаний;
- отбор магистров для обучения по специализированным образовательным программам.

Взаимодействие ММСЭ с АО «СО ЕЭС»:

- формирование пула кандидатов на трудоустройство из числа выпускников специализированных образовательных программ;
- организация стажировок магистров на рабочем месте;
- организация стажировок и повышения квалификации преподавателей;
- организация промежуточного контроля знаний.

Взаимодействие ММСЭ с вузами:

- актуализация и унификация специализированных образовательных программ;
- разработка и актуализация УМКД;
- формирование типовой отчетности;
- формирование аналитических отчетов по уровню подготовки бакалавров и магистров;
- применение передовых образовательных технологий и их тиражирование;
- организация стажировок и повышения квалификации преподавателей.

Взаимодействие вузов с ММСЭ:

- выпуск магистров, освоивших специализированные образовательные программы, и мотивированных на трудоустройство в АО «СО ЕЭС» и другие электроэнергетические компании;
- организация стажировок магистров на рабочем месте;
- организация промежуточного контроля знаний;
- организация внедрения вновь разработанных и актуализированных УМКД;
- участие преподавателей в ММСЭ.

VI. «ОТКРЫТЫЙ РАСПРЕДЕЛЁННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Обучение целевых групп студентов по заказам АО «СО ЕЭС» по специализированным образовательным программам, начиная с 2007 г., а также запуск работы ММСЭ в 2014 году сформировали устойчивые связи между Системным оператором и профильными кафедрами восьми вузов-партнёров в разных

регионах России. Наличие таких связей позволяет рассматривать профильные кафедры вузов-партнёров в части преподавания специализированных образовательных программ по заказам АО «СО ЕЭС» как виртуальное образовательное учреждение – «Открытый распределённый энергетический университет», распределённый территориально и организационно по профильным кафедрам вузов-партнёров, совместно обеспечивающим надлежащую подготовку молодых специалистов для оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, с единым учебно-методическим консультативно-координирующим органом – Межвузовским методическим советом по электроэнергетике.

Таким образом, ММСЭ, являясь администратором коммуникации, совместно с профильными кафедрами вузов-партнёров образует «Открытый распределённый энергетический университет».

VII. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В связи с вышеизложенным авторы выступают с предложением:

- обсудить на Круглом столе VIII Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» (Самара, СамГТУ, 2-6 октября 2017) положительный совместный опыт развития системы подготовки инженерных кадров АО «СО ЕЭС» и ММСЭ;
- согласовать положение о ММСЭ;
- представителям заинтересованных вузов подписать Соглашение по ММСЭ.

Кроме того, авторы приглашают другие электроэнергетические компании к сотрудничеству в рамках ММСЭ («Открытого распределённого энергетического университета»).

Список литературы

- [1] Чеклецова С.П. Надежное средство от кадрового голода. // Энергетическая стратегия. – 2013 – С. 40 – 43.
- [2] Чеклецова, С.П. Энергетика затягивает... или Кадры решают всё // Стандарт качества. – 2016 – № 49 – С. 50 – 52.
- [3] Чеклецова С.П. Новые вызовы, задачи, решения в подготовке молодых специалистов для электроэнергетики // Энергетика и промышленность России – 2014 – № 23 – С. 36 – 24.
- [4] Медведев Д.А. Время простых решений прошло/ Ведомости, 27 сентября 2013.

Секция № 1

ОСНОВНОЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

- Оборудование тепловых электростанций
- Оборудование гидроэлектростанций
- Оборудование атомных электростанций



Section № 1

POWER PLANT EQUIPMENT

- Heat power plants equipment
- Hydropower plants equipment
- Nuclear power plants equipment

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРА ДЛЯ АЭС И АВТОМАТИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ РАСЧЕТОВ

М.А. Садохина¹, М.А. Чекан², Г.Г. Константинов³

^{1,2,3} ФГБОУ ВО «Иркутский национальный исследовательский технический университет»

Иркутск, Россия

E-mail: mariasadokhina@gmail.com

На АЭС преимущественное применение находят тихоходные турбогенераторы на 1500 об/мин предельных мощностей (более 1000 МВт). При проектировании таких турбогенераторов возникают проблемы по расчетам габаритных размеров и весу, так как существуют ограничения на габариты по перевозкам электрических машин на железнодорожном и автомобильном транспорте. При этом выполняется достаточно много громоздких и сложных расчетов. Поэтому актуальной задачей будет уложиться в эти ограничения, не ухудшая технико-экономические показатели таких турбогенераторов.

Ключевые слова — турбогенераторы для АЭС, особенности проектирования, автоматизация электромагнитных расчетов турбогенераторов

FEATURES OF DEVELOPMENT A TURBINE TYPE FOR A NUCLEAR POWER PLANT AND AUTOMATION OF ELECTROMAGNETIC CALCULATIONS

M.A. Sadokhina¹, M.A. Chekan², G.G. Konstantinov³

^{1, 2, 3} Irkutsk National Research Technical University

Irkutsk, Russian Federation

E-mail: mariasadokhina@gmail.com

Low-speed turbine type at 1500 rpm of limit capacity (over 1000 MW) are primarily used at nuclear power plants. When developing such turbine types, the problems in calculating overall dimensions and weight arise due to restrictions on the dimensions of electrical machinery for railway and road transportation. Along with it, a lot of cumbersome and complicated calculations are performed. Therefore, the actual task of today will be to meet these limitations without worsening the performance indicators of such turbine types.

Keywords — Turbine type for nuclear power plants, development features, automation of electromagnetic calculations of turbine type

I. ВВЕДЕНИЕ

Атомная энергетика была, и будет востребованной во все времена, так как ее значение для общества велико [1]. Всем известно, к каким бедствиям может привести авария на АЭС. Результаты многочисленных исследований свидетельствуют о том, что создание надежных энергетических установок на ядерном топливе сегодня вполне реально. И поэтому разработка электрических машин с наибольшей степенью надежности, является актуальной задачей, так как выход из строя генератора большой мощности во время эксплуатации на АЭС оборачивается значительными экономическими потерями для народного хозяйства.

Применение тихоходных турбогенераторов на АЭС обусловлено тем, что на АЭС вырабатывается пар с относительно низкими параметрами. Поэтому во всем мире и в нашей стране, чаще всего применяют на этих станциях тихоходные (четырёхполюсные) турбогенераторы.

II. ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ ДЛЯ АЭС

Рассмотрим особенности проектирования и конструкции таких турбогенераторов на примере четырёхполюсного турбогенератора мощностью

1 000 МВт серии ТВВ, в сравнении с двухполюсным равной мощности и такой же системы охлаждения.

Обычно стремятся активную длину машины l_1 в четырех- и двухполюсном исполнении сохранить достаточно близкой [2], и тогда при том же коэффициенте использования машины, диаметр расточки статора четырёхполюсного турбогенератора должен быть в $\sqrt{2}$ раза больше, чем у двухполюсного,

$$D_{1(4)} = \sqrt{2} \cdot D_{1(2)}, \quad (1)$$

где D_1 — диаметр расточки статора.

Их этих же соображений принимается и соотношение диаметров роторов

$$D_{2(4)} = \sqrt{2} \cdot D_{2(2)}, \quad (2)$$

где D_2 — диаметр ротора.

Механические напряжения от центробежных сил в роторе и бандажных кольцах пропорциональны квадрату его окружной скорости h

$$\sigma_{цб} = k \cdot D_2^2 \cdot h^2 \quad (3)$$

При принятых соотношениях (2) и (3), механические напряжения от центробежных сил в четырехполосных роторах

$$\sigma_{ис(4)} = \frac{1}{2} \cdot \sigma_{ис(2)} \quad (4)$$

т.е. существенно снижаются.

Если предельная мощность турбогенератора будет определяться механическими свойствами поковок, а не их весом, то при одной и той же длине и одних тех же механических свойствах предельная мощность четырехполосных турбогенераторов будет в два раза выше, чем двухполосных.

С ростом диаметра ротора возрастает в два раза и его вес. Полусное деление τ четырехполосных машин будет равно

$$\tau_{(4)} = \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot \tau_{(2)} \quad (5)$$

В этом отношении должен уменьшиться и основной поток на полюс

$$\Phi_{(4)} = \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot \Phi_{(2)} \quad (6)$$

Учитывая, что высота спинки статора определяется допустимой индукцией в ней, получим, что высота спинки сердечника статора для четырехполосных турбогенераторов будет определяться как

$$h_{с1(4)} = \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot h_{с1(2)} \quad (7)$$

Поскольку величина воздушного зазора δ , при прочих равных условиях, пропорциональна полюсному делению τ , для четырехполосных турбогенераторов будем иметь

$$\delta_{(4)} = \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot \delta_{(2)} \quad (8)$$

Высота паза статора $h_{n1(2)}$ у двухполосного турбогенератора ориентировочно составляет $0,18 D_1$. Для четырехполосных турбогенераторов при сохранении

высоты паза

$$h_{n1(4)} = \frac{0,18}{\sqrt{2}} \cdot D_{2(2)} \quad (9)$$

Внешний диаметр активной стали статора D_a равен при:

$$2p = 2 \quad D_{a(2)} = 2,41 \cdot D_{a(2)}; \quad 2p = 4 \quad D_{a(4)} = 2,51 \cdot D_{2(2)}; \quad (10)$$

Откуда $D_{a(4)} = 1,04 \cdot D_{a(2)}$, т.е. изменение $D_{a(4)}$ по сравнению с $D_{a(2)}$ практически несущественно. При этом условии вес сердечника статора четырехполосного турбогенератора будет составлять ориентировочно

$$G_{с(4)} = \frac{D_{a(4)}^2 - D_{1(4)}^2}{D_{a(2)}^2 - D_{1(2)}^2} = 0,97 G_{с(2)} \quad (11)$$

Учитывая реальное соотношение между весом ротора и статора, можно заключить, что общий вес четырехполосного генератора

$$G_{\Sigma(4)} \approx 1,2 G_{\Sigma(2)} \quad (12)$$

Маховый момент ротора пропорционален четвертой степени диаметра и поэтому для четырехполосного турбогенератора $GD_{(4)}^2 = 4D_{(2)}^2$.

Однако механическая постоянная T обеих машин будет одинаковой, поскольку кинетическая энергия вращающегося ротора пропорциональна квадрату скорости вращения

$$T_{(4)} = T_{(2)} \quad (13)$$

При одинаковой в обоих случаях плотности тока в обмотке статора

$$j_{1(4)} = j_{1(2)} \quad (14)$$

Вес меди в пазовой части обмотки статора должен быть у четырехполосной машины

$$G_{mm(4)} = \sqrt{2} G_{mm(2)} \quad (15)$$

Вес меди в лобовой части обмотки статора практически сохраняется

$$G_{lm(4)} = G_{lm(2)} \quad (16)$$

Учитывая реальные соотношения между весом меди в пазовой и лобовой частях обмотки, для мощных турбогенераторов (1/0,5) будем иметь

$$G_{m(4)} = 1,3 G_{m(2)} \quad (17)$$

При сохранении постоянной относительной площади пазов ротора вес меди ротора от активного цилиндра с внутренним диаметром $D_{и} = 0,5 D_{2(4)}$ составит

$$G_{m2(4)} = 2 G_{m2(2)} \quad (18)$$

Отсюда следует, что плотность тока в обмотке ротора

$$j_{2(4)} = \frac{1}{\sqrt{2}} j_{2(2)} \quad (19)$$

Возможность снижения плотности тока в обмотке ротора является особенностью четырехполосных турбогенераторов.

При одинаковом объеме тока в пазу число пазов статора в четырехполосном турбогенераторе должно возрасти пропорционально диаметру расточки, т.е. $Z_{1(4)} = \sqrt{2} Z_{1(2)}$; при тех же условиях число пазов ротора составит $Z_{2(4)} = \sqrt{2} Z_{2(2)}$.

Индуктивное сопротивление пазового рассеяния обмотки статора $X_{н1}^*$ можно представить в виде

$$X_{n1}^* = k \cdot \frac{A}{B_\delta} \cdot \frac{h_{n1}}{\tau} \quad (20)$$

Поскольку $\tau_{(4)}$ уменьшается в $\sqrt{2}$ раза, то для $X_{n1(4)}^*$ будем иметь

$$X_{n1(4)}^* = \sqrt{2} X_{n1(2)}^* \quad (21)$$

Индуктивное сопротивление лобового рассеяния, наоборот, имеет тенденцию к снижению, так как

$$X_{\sigma 1} = k \cdot \frac{A}{B_\delta} \cdot \frac{\tau}{l_1} \quad (22)$$

и, следовательно,

$$X_{\sigma 1(4)} = \frac{1}{\sqrt{2}} X_{\sigma 1(2)} \quad (23)$$

Имея в виду реальные соотношения в мощных турбогенераторах ($X_{n1} \gg X_{\sigma 1}$), будем иметь для индуктивного сопротивления рассеяния обмотки статора $X_{\sigma 1(4)} \approx 1,3 X_{\sigma 1(2)}$, откуда также следует, что индуктивные переходные и сверхпереходные сопротивления будут в таком же соотношении $X'_{d(4)} \approx 1,3 X'_{d(2)}$

$$X''_{d(4)} \approx 1,3 X''_{d(2)} \quad (25)$$

Тенденция к увеличению индуктивных сопротивлений рассеяния является отличительной особенностью четырехполюсных турбогенераторов.

Поскольку реакция якоря и величина воздушного зазора уменьшается одинаковым способом, то *о.к.з.*(4) = *о.к.з.*(2) и $X_{d(4)} \approx X_{d(2)}$.

Таким образом, в четырехполюсном турбогенераторе при уменьшении частоты вращения ротора в два раза, по

сравнению с двухполюсным, увеличивается в $\sqrt{2}$ диаметр расточки статора, диаметр ротора, число пазов статора и ротора. Полное деление, основной поток на полюс, высота спинки статора, величина воздушного зазора, плотность тока в обмотке ротора, наоборот, уменьшаются в $\sqrt{2}$. Механические напряжения от центробежных сил в роторе и в его деталях (валу, бандажных кольцах, пазовых

клиньях) уменьшаются примерно в 2 раза. При этом наружные габариты двух и четырехполюсных машин практически одинаковы (рис.1); соответственно сохраняются на одном и том же уровне, в отличие от роторов, и массы статоров.

При проектировании турбогенераторов необходимо учитывать достаточно большое количество основных параметров и характеристик, производить большие и трудоемкие вычисления, а в некоторых случаях повторять один и тот же алгоритм расчета, используя при этом разные значения определенных коэффициентов.

III. ЗАДАЧИ АВТОМАТИЗАЦИИ

В настоящей работе предлагается выполнять трудоемкие электромагнитные расчеты турбогенератора на ПК, используя известные языки программирования. Автоматизация таких расчетов позволяет существенно сократить время, уменьшить погрешности и исключить ошибки. При создании универсальной программы необходимо было решить следующие задачи:

1. Провести анализ данных необходимых для расчета турбогенераторов.
2. Создать алгоритм для расчета нужных характеристик, написание программы.
3. Выполнить тестирование и отладку программы.

IV. ОРГАНИЗАЦИЯ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для решения поставленных задач были использованы следующие методы исследования:

1. Метод экспериментально-теоретического уровня: анализ алгоритма расчета тихоходных турбогенераторов для АЭС и данных для написания программы.
2. Методы теоретического уровня: формализация данных непосредственно необходимых для расчетов тихоходных турбогенераторов для АЭС.

V. ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА АВТОМАТИЗАЦИИ

При составлении алгоритма программы предполагается, что все основные величины, необходимые для построения характеристики холостого хода (индукции, напряженности магнитного поля, намагничивающие силы), должны быть вычислены вручную для номинального варианта значения ЭДС.

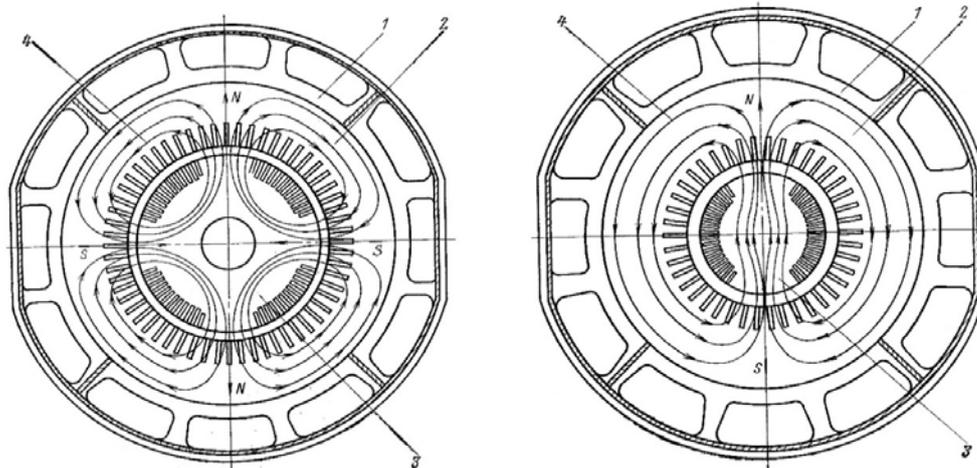


Рис. 1. Сравнительные размеры четырех- и двухполюсных турбогенераторов: 1–корпус статора; 2–сердечник статора; 3–ротор; 4–линии магнитного потока

Полученные в результате расчета значения индукций для отдельных участков магнитной цепи, сравниваются со значениями индукций, серийных, хорошо зарекомендовавших себя на практике, турбогенераторов. Если величины этих индукций не входят в рекомендуемые пределы, то даются рекомендации (ссылки), что нужно изменить, чтобы получить желаемый результат. Таким образом, используя метод последовательных приближений, обучающийся может «прочувствовать» на расчете номинального варианта как влияют размеры магнитопровода, размеры пазов статора и ротора, сечения проводников обмоток статора и ротора на получение требуемых величин индукций, намагничивающих сил, тока обмотки возбуждения, а также на величину коэффициента насыщения магнитной цепи.

Расчеты для остальных точек характеристики холостого хода: (0,6; 1.1; 1,2; 1.3) E_n , в том числе и построение самой характеристики холостого хода,

	A	B	C	D	E	F	G
1	E_0_s	0,6	1	1,1	1,2	1,3	1,4
2	E_0	3637,2	6062	6668,2	7274,4	7880,6	8486,8
3	Fi_delta	1,281786	2,136309	2,34994	2,563571	2,777202	2,990833
4	B_delta	0,490021	0,816702	0,898372	0,980042	1,061712	1,143383
5	B_Z13	0,88576	1,476267	1,623893	1,77152	1,919146	2,066773
6	B_c1	0,717201	1,195335	1,314869	1,434402	1,553936	1,673469
7	H_Z13	314,2	3278	7800	20200	29160	55173,08
8	H_c1	200,5	718,5	1170	2404	5120	10910
9	F_delta	28657,57	47762,62	52538,88	57315,15	62091,41	66867,67
10	F_Z1	103,0168	1074,758	2557,386	6622,974	9560,689	18089,6
11	F_c1	370,7584	1328,628	2163,528	4445,402	9467,745	20174,43
12	F_1	29131,35	50166,01	57259,8	68383,52	81119,84	105131,7
13	Fi_S2	0,082969	0,142878	0,163082	0,194764	0,231038	0,299427
14	Fi_2	1,364755	2,279188	2,513022	2,758335	3,00824	3,29026
15	B_Z_07	0,862096	1,43973	1,58744	1,7424	1,900262	2,07841
16	B_Z_02	1,182794	1,975306	2,177964	2,39057	2,607155	2,851573
17	H_Z_07	1225,8	2700	4766	9500	26000	76560
18	H_Z_02	1514,7	86000	89500	149570	217100	286960
19	F_Z2	365,3087	11823,71	12565,66	21204,03	32405,23	48457,22
20	B_c2	0,908741	1,517629	1,673331	1,836676	2,003079	2,190866
21	H_c2	1268,1	3652	7190	15700	82080	87800
22	F_c2	1388,316	3998,21	7871,612	17188,36	89861,18	96123,44
23	F_20	30884,97	65987,93	77697,07	106775,9	203386,3	249712,4
24	F_20_s	0,46804	1	1,177444	1,618113	3,082174	3,784213
25	i_20	120,6444	257,7653	303,5042	417,0934	794,4776	975,4389

Рис. 2. Результаты расчета характеристики холостого хода четырехполюсного турбогенератора

возлагаются на ПК.

Предлагаемая математическая модель основана на алгоритме расчета характеристики холостого хода [3]. Главная сложность заключалась в определении параметров напряженности магнитного поля по кривым намагничивания используемой электротехнической стали и роторных поковок турбогенераторов для различных участков магнитной цепи, так как необходимые данные считываются не только из таблиц, но и из графиков намагничивания. Для решения проблемы были сняты по графикам значения с определенным интервалом и затем записаны в таблицу, которую использует программа при

расчетах. Значения, которые отсутствуют в таблице, вычисляются с помощью интерполяции.

VI. РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ ПРОГРАММЫ

Для создания универсальной программы использован язык программирования Python. Входными данными являлись предварительно рассчитанные геометрические размеры, основные величины и электромагнитные нагрузки данного турбогенератора. Вывод результатов расчета осуществляется в виде таблицы в Excele (рис. 2).

По результатам расчетов машина строит характеристику холостого хода (рис. 3).

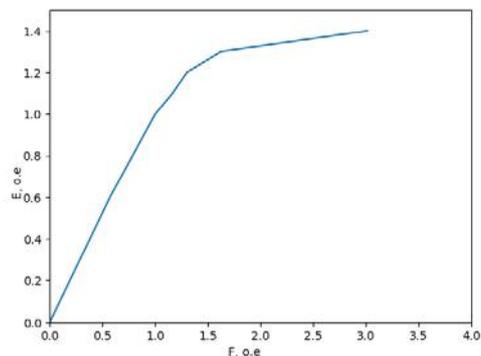


Рис. 3. Характеристика холостого хода четырехполюсного турбогенератора

VII. ВЫВОДЫ

Приведенные особенности проектирования четырехполюсного турбогенератора показывают, что несмотря на уменьшение частоты его вращения в 2 раза, удастся рассчитать турбогенератор для АЭС предельной мощности (1 000 МВт), сопоставимый с двухполюсным турбогенератором по массогабаритным показателям, техническим характеристикам и повышенной надежности, что особенно важно для АЭС.

Предложенная программа расчета характеристики холостого хода на ПК позволяет существенно сократить время на проектирование турбогенератора, повысить точность его расчетов и может быть применена не только для турбогенераторов для АЭС с числом полюсов $2p = 4$, но и для турбогенераторов с числом полюсов $2p = 2$ и с любой системой охлаждения.

Список литературы

- [1] Константинов Г.Г., Бутаков Ф.С. Современное состояние и развитие атомной энергетики в России и за рубежом. Повышение эффективности производства и использование электроэнергии в усл. Сибири/ Мат. Все-росс. науч.-практ. конф., т.2.- Иркутск: ИРНТУ, 2016.-С. 147-149
- [2] Константинов Г.Г., Безогов А.В. Особенности проектирования турбо-генераторов для атомных электростанций. Повышение эффективности производства и использование электроэнергии в усл. Сибири/ Мат. Все-росс. науч.-практ. конф., т.2.- Иркутск: ИРНТУ, 2016.-С. 134-137.
- [3] Константинов Г.Г. Проектирование турбогенераторов: учебное посо-бие.- 4-е изд., перераб. и доп.- Иркутск : Изд-во ИРНТУ, 2016.- 312 с.

Исследование процессов смешения неизотермических потоков оборудования ядерных энергетических установок

А.А. Сатаев, А.В. Дунцев

ФГБОУ ВО "Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева
Нижегород, Россия
sancho_3685@mail.ru

Аннотация – моделирование процессов смешения потоков различных по температуре, плотности, структуре имеет важное значение для оценки теплотехнической надежности реакторных установок, термоциклических пульсаций, анализе безопасности. Для исследования смешения использовалась модель смешения, которая визуализировалась с помощью методов тепловидения. Были рассмотрены впрыск холодной воды в горячий объем, что имитирует подачу теплоносителя в водо-водяном реакторе. Полученные результаты дали базу для дальнейшего анализа смешения неизотермических потоков. В дальнейшем планируется использование этих данных в программах вычислительной гидродинамики (CFD).

Ключевые слова – неизотермический поток, смешение, тепловидение, двухкомпонентный поток, интенсификация, визуализация

Investigation of the processes of mixing nonisothermal flows of nuclear energy equipment

Aleksandr Sataev, Andrej Duncsev

Nizhny Novgorod State Technical University named after RE Alekseev
Nizhny Novgorod, Russia
sancho_3685@mail.ru

Abstract - modeling of the processes of mixing flows of different temperatures, density, and structure is important for assessing the thermal engineering reliability of reactor installations, thermocyclic pulsations, and safety analysis. To study the mixing, a mixing model was used, which was visualized using thermal imaging techniques. The injection of cold water into the hot volume was considered, which simulates the supply of a coolant in the water-water reactor. The results obtained provided a basis for further analysis of the mixing of non-isothermal flows. In the future, it is planned to use these data in computational fluid dynamics (CFD) programs

Key-words: non-isothermal flow, mixing, thermal imaging, two-component flow, intensification, visualization

I. ВВЕДЕНИЕ

Моделирование механизмов смешения жидкостей различных по температурам, вязкости, химическому составу имеет важное значение в понимании процессов тепломассопереноса. Например, одной из задач является определение термоциклических пульсаций. Это нужно для оценки прочности и надежности элементов реакторной установки. Особенно важны места сварки главных патрубков и сварные швы обечаек конструкции реактора. Пульсации температур приводят к неравномерной тепловой нагрузке на металлические изделия, приводя к усталостным разрушениям, трещинам и выходу элементов оборудования из строя.

В настоящее время стало возможным исследование процессов тепломассообмена с использованием современных вычислительных комплексов и программ. Кроме того можно вести натурные эксперименты, используя современную точную аппаратуру (тепловизионные камеры). Подобие и возможность переноса результатов с модели на натуру является одним из основных вопросов, возникающих при проведении

экспериментальных исследований на уменьшенных моделях с водой. Поэтому экспериментальные исследования на стендах с водой дают возможность проанализировать основные черты теплогидравлических процессов, протекающих в реакторе.

II. ПРИНЯТАЯ МОДЕЛЬ

Установка для изучения смешения неизотермических потоков представляет собой кювету. Материал двух стенок (передняя и боковая) - прозрачное оргстекло толщиной 12 мм. Другие стенки (боковая и передняя) сделаны из стали (Сталь 3), покрытой черной матовой краской. Это необходимо для исключения влияния отражения от поверхности излучением. Параметры и габаритные размеры показаны на рисунке. В настоящей работе изучалось температурное поле модели с подводом струи снизу в объем. Это имитация впрыска теплоносителя в горячий объем активной зоны реактора. При измерении получены термограммы температурных полей на поверхности кюветы. Этими данными (в первом приближении) можно в дальнейшем оперировать в качестве граничных условий и для сравнения с

компьютерным моделированием смешения неизоэнтальпических потоков в других моделях. В результате проделанной работы был накоплен большой объем экспериментальных данных.

При обработке термограмм исследовались максимальная, минимальная, средняя температуры по области смешения потоков, а также на линии, проходящей через центр ядра потока. Также были определены границы смешения (координаты вдоль осей x и y потока). Получены соответствующие графики в зависимости от времени смешения. На них можно наблюдать максимумы, что, скорее всего, связано с неустойчивостью потока.

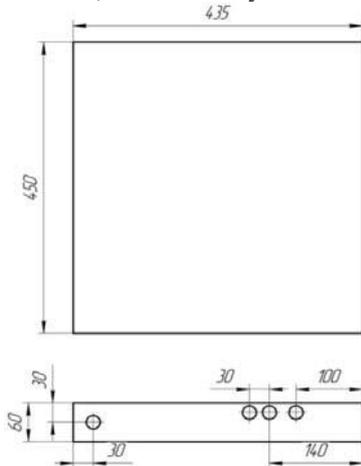


Рис. 1 Характерные размеры принятой модели

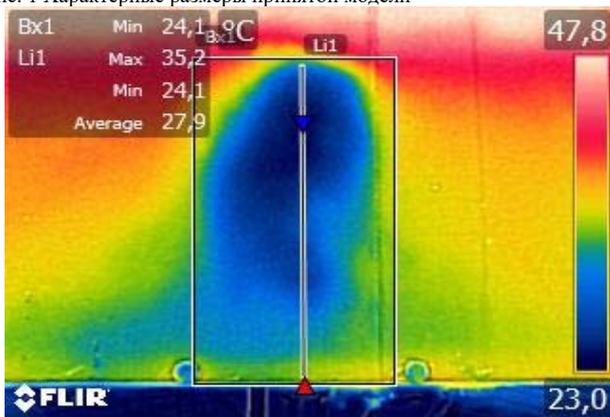


Рис. 2. Одиночный кадр смешения, полученный с использованием тепловизионной камеры

Поэтому задачей для будущих исследований будет являться снижение этой неустойчивости и уменьшение градиентов по расчетной области смешения. Для этой цели была использована подача двухкомпонентной среды (вода+газ) в кювету для смешения. Это позволило снизить градиенты температур вдоль области смешения в среднем до 2 раз.

III. АНАЛИЗ ПРИНЯТОЙ МОДЕЛИ В КОМПЛЕКСАХ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЙ ГИДРОДИНАМИКИ

Активно разрабатываемые в настоящее время в России и за рубежом программные средства, позволяющие

описывать потоковые процессы, нуждаются в верификации. В виду высокой стоимости и сложности проведения натуральных экспериментов, большинство явлений, происходящих в оборудовании реакторных установок, с достаточной степенью предвещательности могут быть исследованы на моделях, работающих на воде, при давлениях близких атмосферному. В общем виде эти модели описываются уравнением движения в форме Навье-Стокса и уравнением неразрывности, не решаемыми в аналитическом виде. Система уравнений является замкнутой, поскольку имеется 4 уравнения для определения 4 искомым величин u, v, w, p . Однако математическая формулировка задачи в целом остается незамкнутой из-за неопределённости начальных и граничных условий однозначности [1].

Полученные в ходе выполнения экспериментов граничные и начальные условия натурной модели были использованы для визуализации в программном комплексе SW Flowsimulation. Полученная картина во многом идентична картине натурального эксперимента.

Исследованная нами простая геометрия еще довольно-таки далека от реальной ядерной энергетической установки. Однако, это один из этапов в понимании принципов построения сложного расчета смешения неизоэнтальпических потоков и дальнейшем планируется еще более детальные исследования.

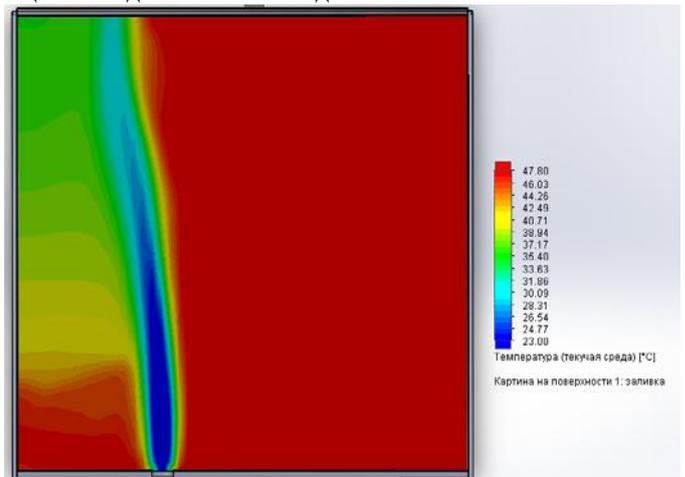


Рис. 3. Одиночный кадр смешения, полученный в программном комплексе SW Flowsimulation

Список литературы

- [1] Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа — Москва.: 1960. — 676 с.
- [2] Деменюк С.Л., Медведев В.В., Сивуха С.М. Визуализация течения жидкости в каналах: монография – СПб.: Страта, 2014. – 134 с.
- [3] Ван-Дайк М. Альбом течений жидкости и газа – Москва.: Мир, 1986. – 184 с.
- [4] Алямовский А.А. и др. SolidWorks. Компьютерное моделирование в инженерной практике – СПб.: БХВ-Петербург, 2005. – 800 с.
- [5] Научно-технический сборник «Вопросы атомной науки и техники». Серия «Обеспечение безопасности АЭС»: сб.ст./[сост. А.С. Зубченко]. – Подольск: ОАО ОКБ «ГИДРОПРЕСС», 2012. – 128 с.

Повышение эффективности парогазовой установки 420 МВт Няганской ГРЭС

А.С. Петров¹, И.А. Ростунцова¹

¹ ФГБОУ ВО «Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.»,
Саратов, Россия
E-mail: 3petrovas@mail.ru

Аннотация — одним из направлений перспективного развития энергетики России является широкое внедрение комбинированных парогазовых установок (ПГУ). Для блока 420 МВт рассмотрены схемные решения повышения эффективности установки. Схемные решения отличаются вариантами подачи основного конденсата в котел-утилизатор. Проведена оценка целесообразности применения четырех вариантов подачи основного конденсата в котел-утилизатор путем тепловых расчетов схемных решений. Разработан алгоритм расчета тепловых схем при различных схемах слива основного конденсата в котел-утилизатор. Реализация алгоритма совместно с внедрением активно-адаптивных элементов тепловой схемы позволит повысить уровень надежности и энергоэффективности Няганской ГРЭС.

Ключевые слова — комбинированные парогазовые установки; эффективность установки, основной конденсат, газовый подогреватель, расчет тепловых схем, котел-утилизатор, деаэрактор, питательные насосы

Increase in efficiency of steam-gas installation of 420 MW of the nyagan state district power plant

A. S. Petrov¹, I.A. Rostuntsova¹

¹ Saratov State Technical University of Gagarin Y. A.,
Saratov, Russian Federation
E-mail: 3petrovas@mail.ru

Abstract — one of the directions of the long-term development of the Russian energy industry is the widespread introduction of combined combined-cycle plants (CCGT). For the 420 MW unit, schematic solutions for improving the efficiency of the installation are considered. Schematic solutions differ in the options for supplying the main condensate to the recovery boiler. The feasibility of applying four options for supplying the main condensate to the heat recovery boiler by thermal calculations of the circuit solutions was evaluated. An algorithm for calculating the heat circuits for various schemes of draining the main condensate into a waste heat boiler is developed. The implementation of the algorithm together with the introduction of actively-adaptive elements of the thermal scheme will increase the level of reliability and energy efficiency of the Nyagan GRES.

Keywords — the combined steam-gas installations; efficiency of installation, main condensate, gas heater, calculation of thermal schemes, copper utilizer, deaerator, nutritious pumps

I. ВВЕДЕНИЕ

Одним из направлений развития энергетики России является широкое внедрение комбинированных парогазовых установок (ПГУ), в которых используется тепло выхлопных газов газотурбинной установки (ГТУ) [1-2].

Самым крупным инвестиционным проектом в энергетике России и одна из самых крупных тепловых электростанций в мире, работающих на широтах севернее 62° является Няганская ГРЭС. Установленная мощность станции -1269,8 МВт. В своем составе станция имеет три

блока: первый энергоблок мощностью 420,9 МВт, второй - мощностью 424 МВт, третий - мощностью 424,681 МВт. Для блока 420 МВт рассмотрены схемные решения повышения эффективности установки.

II. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Базовым вариантом является тепловая схема блока ПГУ-420 МВт с трехконтурным котлом-утилизатором с промперегревом пара Е-270/316/46-12,5/3,0/0,46-560/560/237, с силовой установкой производства Siemens, включающей расположенные на одном валу: комплектную газотурбинную установку SGT5-4000F,

комплектную паротурбинную установку SST5-3000 с осевым конденсатором SCon1000, турбогенератором SGen5-2000H с водородным охлаждением, вспомогательное общецлочное оборудование и деаэрационной установкой, включенная по основному конденсату после газового подогревателя конденсата (ГПК) и питаемая паром от паропровода низкого давления.

Схемные решения отличаются вариантами подачи основного конденсата в котел утилизатор:

- вариант 1. В тепловую схему включается автономный деаэратор повышенного давления, питаемый паром из барабана низкого давления и установленный после газового подогревателя конденсата (ГПК). Питательные насосы ВД, СД и НД установлены после деаэратора. Осуществляется рециркуляция основного конденсата в ГПК. Выхлопные газы ГТУ поступают в трехконтурный горизонтальный котел-утилизатор, где охлаждаются, проходя последовательно поверхности нагрева. Основной конденсат из конденсатора паровой турбины откачивается конденсатным насосом, проходит БОУ, затем направляется в ГПК котла-утилизатора. После ГПК конденсат подается в деаэратор, откуда питательная вода насосами низкого/высокого/среднего давлений подается в барабан низкого давления, экономайзеры высокого и среднего давлений. В экономайзер среднего давлений питательная вода поступает из промступени питательного насоса высокого/среднего давлений. Отработав в ЦВД, пар поступает в трубопровод пара холодного промперегрева. После смешения с паром СД поток направляется на промперегрев. После пароперегревателя среднего давления пар по трубопроводу направляется в паровую турбину;

- вариант 2. Использование данной схемы позволяет заполнить котел-утилизатор перед пуском деаэрированной водой. Основной конденсат из конденсатора паровой турбины откачивается конденсатным насосом, проходит БОУ, затем направляется в вакуумный деаэратор. Деаэрированная вода поступает в ГПК, где нагревается и подается на всасе питательного насоса высокого/среднего давлений;

- вариант 3. В тепловую схему включается автономный вакуумный деаэратор, установленный на выходе из котла-утилизатора. Питательные насосы ВД, СД и НД установлены после деаэратора. Основной конденсат из конденсатора паровой турбины откачивается конденсатным насосом, проходит БОУ, затем направляется в вакуумный деаэратор. Деаэрированная вода поступает в питательный коллектор, откуда направляется в контур деаэратора и на всасе ПЭН. Нагретый конденсат подается в вакуумный деаэратор. Расход подаваемого в деаэратор конденсата регулируется регулирующим клапаном. Особенностью данной схемы является расположение поверхностей нагрева в газоходе: экономайзеры высокого и среднего давлений и поверхность Д, в которой нагревается вода вакуумного деаэратора, расположены в одной температурной зоне - на выходе из котла;

- вариант 4. В тепловую схему включается автономный деаэратор повышенного давления, питаемый паром из барабана низкого давления и установленный после газового подогревателя конденсата. Питательные насосы

ВД, СД и НД установлены после деаэратора. Осуществляется регенеративный подогрев основного конденсата в водоводяном теплообменнике (ВВТО). В данном варианте деаэрация происходит в вынесенном деаэраторе фирмы Stork. Выхлопные газы ГТУ поступают в трехконтурный горизонтальный котел-утилизатор, где охлаждаются, проходя последовательно поверхности нагрева. Основным конденсат из конденсатора паровой турбины откачивается конденсатным насосом. Нагретый конденсат после первого пакета ГПК поступает в ВВТО, нагревая конденсат из конденсатора до температуры не менее 60 °С. После теплообменника конденсат направляется во второй пакет ГПК. После ГПК недогретый до температуры насыщения конденсат поступает в выносной деаэратор. Отработав в ЦВД, пар поступает в трубопровод пара холодного промперегрева. После смешения с паром СД, пар направляется на промперегрев. Далее пар по трубопроводу направляется в паровую турбину. Затем пар через стопорные и регулирующие клапана поступает в ЧСД. Пар НД через стопорные и регулирующие клапана поступает в турбину, где, смешавшись с паром СД, проходит ЧНД, после чего отработавший пар сбрасывается в конденсатор паровой турбины.

III. ВЫВОДЫ

Расчетный анализ представленных выше принципиальных схем показывает: достоинством вариантов 1 и 4 является использование для деаэрации насыщенного пара из барабана низкого давления. Вариант 4 не предусматривает рециркуляционные насосы ГПК, вместо них устанавливается регенеративный ВВТО. При необходимо учитывать, что в обоих вариантах при работе котла-утилизатора под нагрузкой в штатном режиме через ГПК будет проходить недеаэрированный конденсат. Для обеспечения надежной работы деаэратора ГПК должен быть оснащен регулируемым байпасом по конденсату. Особенностью вариантов 2 и 3 является использование вакуумного деаэратора при давлении пара 20 - 25 кПа, работающего на нагретом в ГПК конденсате. Эти варианты отличаются от вариантов 1 и 4 большей простотой, так как деаэрация конденсата (предпусковая и штатная) осуществляется перед ГПК. Наиболее простым является вариант 2.

Список литературы

- [1] Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции/ В.Я. Рыжкин. М.: Энергия, 1976. 448 с.
- [2] Цанев С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учеб. пособие для вузов / С.В. Цанев, В.Д. Буков, А.Н. Ремезов; под ред. С.В. Цанева. 3-е изд., стереотип. М.: Издат. дом МЭИ, 2009. 584 с.

ФОРСИРОВКА СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ С ТИРИСТОРНЫМИ СИСТЕМАМИ САМОВОЗБУЖДЕНИЯ ПРИ БЛИЗКИХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

М.Е. Гольдштейн, А.А. Поснов, А.Д. Поснова
ФГАОУ ВО "Южно-Уральский государственный университет (НИУ)"
Челябинск, Россия
E-mail: susu-meg@mail.ru, alex.posnov.93@gmail.com

Аннотация — при близких коротких замыканиях существенно снижается напряжение на выводах генераторов и тиристорные системы самовозбуждения при нормируемых алгоритме и параметрах режима форсировки не могут не только восстановить рабочее напряжение генераторов, а в некоторых случаях даже провести форсировку, поднимая напряжение и ток возбуждения. Возникает лавина напряжения, генератор теряет возбуждение и отключается. В системах возбуждения с микропроцессорным управлением несложно изменить алгоритм процесса форсировки. Поэтому представляет интерес, нельзя ли, сделав алгоритм адаптивным к удаленности короткого замыкания, сохранить генератор в системе. При проведении исследования режимов работы генераторов используются методы математического анализа. При выполнении экспериментальной части применяется математическое моделирование. Основной инструмент моделирования - программное обеспечение Mathcad. При разных алгоритмах форсировки получены зависимости напряжения на выводах генератора от удаленности короткого замыкания. Расчеты проведены для генераторов различной мощности. Найдены алгоритмы форсировки генератора, позволяющие расширить зону, при коротких замыканиях в которой не возникает лавина напряжения и генератор не теряет возбуждение. Изменение алгоритма форсировки генераторов по сравнению с типовым позволит повысить надежность электростанций и энергосистемы в целом.

Ключевые слова — тиристорные системы самовозбуждения; тепловые электрические станции; режимы работы; короткие замыкания.

FORCING OF SYNCHRONOUS GENERATORS WITH THYRISTOR SELF-EXCITATION SYSTEM IN EVENT OF A NEARBY SHORT-CIRCUIT IN THE POWER SYSTEM

M.E. Goldshtein, A.A. Posnov, A.D. Posnova
South Ural State University
Chelyabinsk, Russian Federation
E-mail: susu-meg@mail.ru, alex.posnov.93@gmail.com

Abstract — the voltage decreases significantly at the generator leads in event of a nearby short-circuit and thyristor self-excitation system can't restore the operating voltage of the generators and, in some cases, can't force by raising the voltage and exciting current with the normalized algorithm and the parameters of the forcing regime. The voltage collapse arises, the generator loses its excitation and turns off. It is not difficult to change the algorithm of the forcing process in excitation system with microprocessor control. Hence the need to make the algorithm adaptive to the remoteness of the short-circuit to save the generator in the power system. Methods of mathematical analysis are used to study the operational state of generators. Mathematical modeling is used when performing the experimental part. The main modeling tool is the Mathcad software. The dependences of the voltage at the generator leads on the remoteness of the short-circuit under different forcing algorithms are obtained. Calculations are carried out for generators of different power. The algorithms for forcing the generator have been found, which make it possible to expand the zone, in this zone in event of a short-circuits there is no collapse of voltage and the generator does not lose its excitation. The change in the algorithm for forcing generators will increase the reliability of power plants and the power system as a whole in comparison with the typical algorithm.

Keywords — thyristor self-excitation system, heat power plant, operational state of generators, short-circuit.

I. ВВЕДЕНИЕ

Системы возбуждения относятся к числу наиболее ответственных элементов генераторов. Несмотря на то, что относительная мощность возбудителей невелика и составляет всего 0,4—0,6% мощности генераторов, их характеристики существенно влияют как на устойчивость работы генераторов, так и на устойчивость двигательной нагрузки собственных нужд электростанции. Последнее очень существенно для обеспечения устойчивости технологического режима мощных блочных станций.

II. ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для исследования принята условная тепловая электростанция (ТЭС), которая состоит из парогазовых блоков (парогазовых установок - ПГУ), на каждом из которых установлены два турбогенератора ТЗФГ-160-2М и ТЗФП-63-2М. Генераторы подключены к блочным трансформаторам мощностью 200 МВА и 80 МВА через генераторные выключатели. За генераторным выключателем ТЗФГ-63-2М подключен трансформатор собственных нужд с расщепленной обмоткой мощностью 25 МВА. Схема ТЭС приведена на рис. 1.

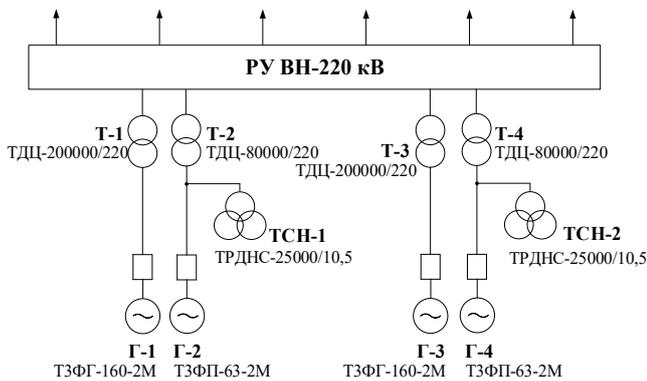


Рис. 1. Структурная схема ТЭС

Исследование проводится для обоих типов генераторов, для которых приняты соответствующие системы самовозбуждения. В частности на генераторе ТЗФГ-160-2М установлена система тиристорная самовозбуждения (СТС) типа СТСН-2П-270-1900-2,5, на генераторе ТЗФП-63-2М установлена СТС типа СТСН-2П-350-1000-2,5, а в качестве резервной системы тиристорной самовозбуждения (СТСР) для обоих генераторов установлена СТСР-1Е-350-2050-2 по [1] и [2].

III. ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОЧИХ СИСТЕМ ВОЗБУЖДЕНИЯ (СТС)

Исследование проведено для случаев, когда генераторы работают на своих рабочих СТС. Для каждого из генераторов были получены зависимости напряжения на их выводах от удаленности короткого замыкания (КЗ) в энергосистеме в двух режимах (рис.2,3): без форсировки и с форсировкой.

Согласно [3] по выражению:

$$U_{Г} = E_{Г} \cdot \left(\frac{X_{КЗ}}{X_{Г} + X_{КЗ}} \right), \quad (1)$$

где $U_{Г}$ – напряжение на выводах генератора (кВ);

$E_{Г}$ – ЭДС генератора (кВ);

$X_{КЗ}$ – сопротивление от выводов генератора до места КЗ (Ом);

$X_{Г}$ – сопротивление генератора (Ом).

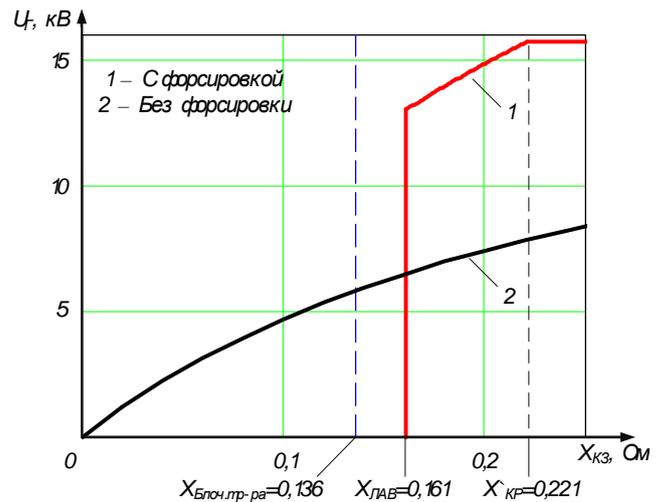


Рис. 2. Зависимость напряжения на выводах ТЗФГ-160-2М для СТС

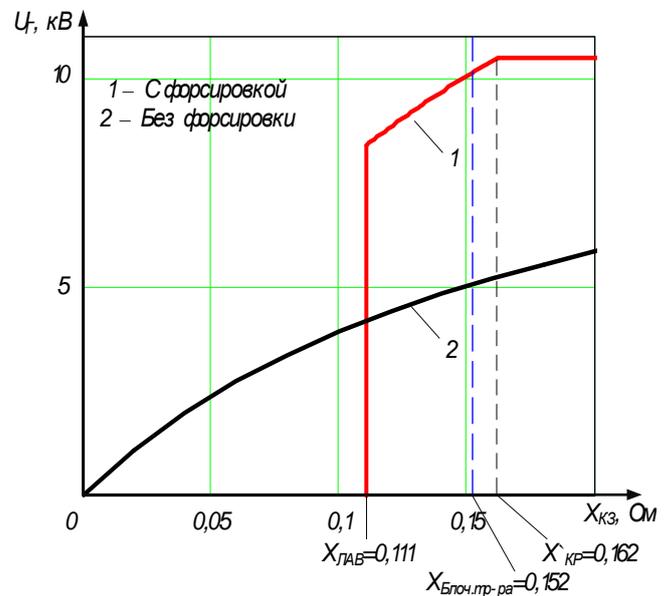


Рис. 3. Зависимость напряжения на выводах ТЗФП-63-2М для СТС

На рис. 2 и 3 показана граница блочного трансформатора от $X_{КЗ}=0$ до $X_{Блоч.тр-ра}$. КЗ, которые будут происходить в этой зоне, нас не интересуют, так как это КЗ внутри трансформатора, и в этом случае генератор придется отключать. Поэтому нас интересует участок

после $X_{\text{Блоч.тр-ра}}$. Для генератора ТЗФП-63-2М (рис.3) в этом случае напряжение на выводах при форсировке достигнет практически номинального (прямой горизонтальный участок). Это значит, что форсировка проходит довольно успешно даже при близких КЗ недалеко от выводов блочного трансформатора.

Однако, для генератора ТЗФГ-160-2М все иначе. На рис. 2 видно, что при достаточно удаленных КЗ ($X_{\text{КЗ}}=0,17$ Ом) напряжение на выводах может существенно снизиться (примерно до 13 кВ). А при КЗ ($X_{\text{КЗ}} \leq 0,161$ Ом) возникает "лавина напряжения" (прямой вертикальный участок при $X_{\text{Лав}}$). При возникновении лавины напряжения СТС не способна провести форсировку и поднять напряжение на выводах генератора. Оно снижается лавинообразно до нуля и генератор необходимо отключать.

IV. ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЗЕРВНОЙ СИСТЕМЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ (СТСР)

Исследование проведено, когда один из генераторов работает на резервной системе возбуждения (СТСР). Результаты приведены на рис. 4 и 5, на которых уже показано сравнение с рабочей системой (СТС).

На рис. 4 показано, что сопротивление, при котором возникает лавина ($X_{\text{Лав}}$) при работе с СТСР, существенно изменилось от 0,161 до 0,111 Ом. Это обусловлено тем, что номинальное выпрямленное напряжение U_d для СТСР составляет 350 В, а для рабочей СТС генератора ТЗФГ-160-2М $U_d=270$ В [4]. Этот запас по напряжению обеспечивает сдвиг лавины напряжения в левую сторону на графике, и в данном случае близкие КЗ могут вызвать лишь снижение напряжения на выводах генератора. Это позволит сохранить генератор в энергосистеме, что существенно повышает надежность.

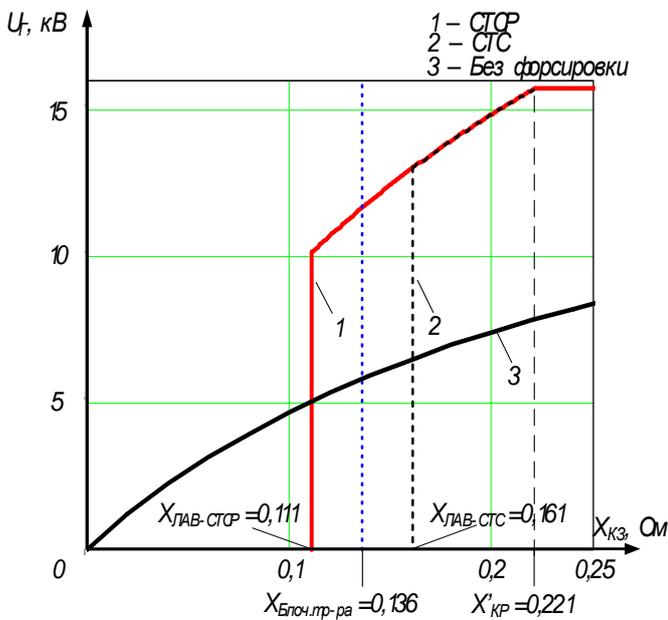


Рис. 4. Зависимость напряжения на выводах ТЗФГ-160-2М для СТСР

На рис. 5 показано, что сопротивление, при котором возникает лавина напряжения, не изменилось, так как напряжение U_d для СТС генератора ТЗФП-63-2М равно 350 В, как и U_d для СТСР.

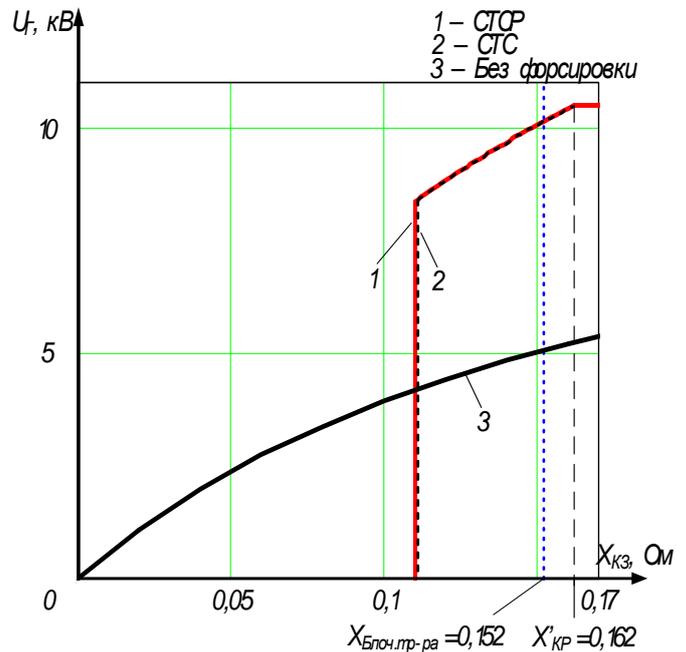


Рис. 5. Зависимость напряжения на выводах ТЗФП-63-2М для СТСР

V. ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОЧИХ СТС ПРИ ТРЕХКРАТНОЙ ФОРСИРОВКЕ

Таким образом, проведенные исследования показали, что при близких коротких замыканиях синхронные генераторы не всегда могут восстановить номинальное значение напряжения на выводах при форсировке двукратным током возбуждения. Из-за этого возникают аварийные ситуации, такие как:

- 1) потеря устойчивости генераторов и их дальнейшее отключение защитами;
- 2) снижение напряжения на шинах собственных нужд электростанций, которое может привести к останову двигателей механизмов собственных нужд, что повлечет за собой останов энергоблока технологическими защитами и потерю довольно большого источника мощности в энергосистеме.

Чтобы избежать эти ситуации, необходимо провести исследование, в ходе которого форсировка генераторов будет осуществлена трехкратным током возбуждения. Это позволит определить, до какой величины восстановится напряжение на выводах синхронных генераторов.

Согласно [5] и [6] еще в СССР не только проводились исследования, но и в дальнейшем применялась трех-, четырех- и пятикратная форсировка синхронных генераторов и гидрогенераторов. В основном, на современных электростанциях используется двукратная форсировка и применение больших токов на действующих генераторах должно быть обосновано.

С целью определения допустимого времени форсировки проведена проверка обмотки роторов и тиристоров [7] рабочих СТС на термическую стойкость. Для обоих генераторов при трехкратной форсировке получено время 8,89 секунд из условия равенства потерь в обмотке возбуждения потерям при двукратной форсировке длительностью 20 секунд. Для тиристоров системы СТСН-2П-270-1900-2,5 допустимое время оказалось равным 11,5 секунд, а для тиристоров системы СТСН-2П-350-1000-2,5 составило 12 секунд. В результате форсировку трехкратным током допускается проводить не более 8,89 секунд.

Результаты трехкратной форсировки приведены на рис. 6 и 7.

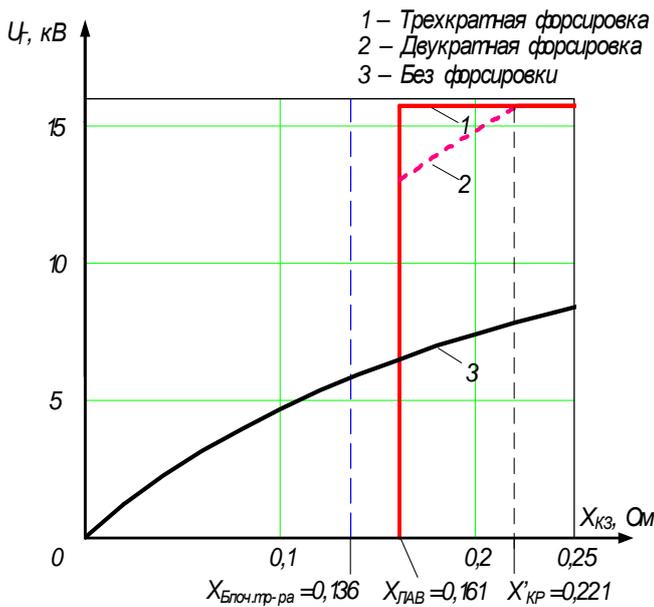


Рис. 6. Зависимость напряжения на выводах ТЗФГ-160-2М при трехкратной форсировке

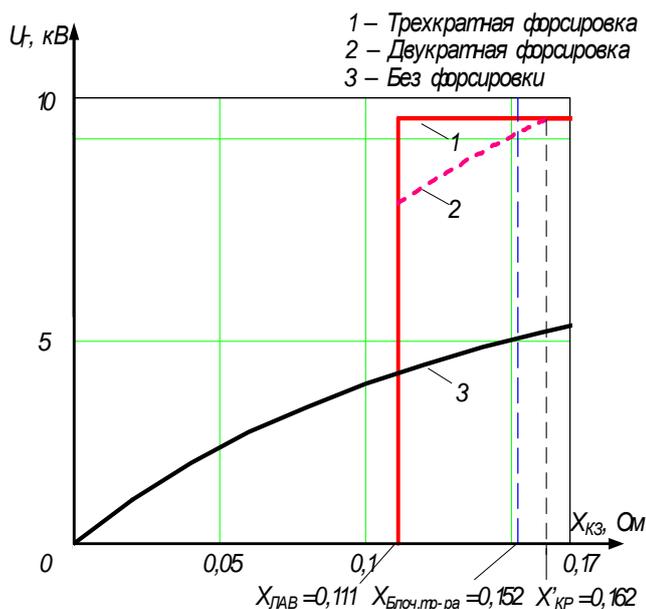


Рис. 7. Зависимость напряжения на выводах ТЗФП-63-2М при трехкратной форсировке

На полученных графиках видно, что при трехкратной форсировке напряжение на выводах генератора может восстановиться до номинального даже при очень близких коротких замыканиях. Для подобных решений необходимо проводить индивидуальный расчет для каждого генератора и его системы возбуждения, проверяя способность обмотки ротора выдерживать увеличенные токи и напряжения. В том числе необходимо оценить целесообразность данных решений, так как в таком случае затраты на систему возбуждения, трансформатор и вспомогательное оборудование возрастут.

Рекомендуется обратить особое внимание на данную проблему при проектировании энергоблоков большой мощности, потеря которых может привести к значительным авариям в энергосистеме и большому экономическому ущербу не только в энергетической, но и других отраслях промышленности.

Таким образом, если РЗА выявляют КЗ вблизи зоны лавины напряжения синхронных генераторов с СТС, выполненных в соответствии с ГОСТ-ами, целесообразно проводить трехкратную форсировку по току возбуждения, пытаясь сохранить генератор в энергосистеме.

Список литературы

- [1] Каталог отечественных систем возбуждения, устанавливаемых на турбогенераторах различной мощности – <http://praktika2003.ru/data/documents/tro2009-09.pdf>.
- [2] Системы возбуждения, выпускаемые компанией ПАО «Силловые машины» для турбогенераторов – http://www.power-m.ru/products/Default.aspx?section_id=142&element_id=401.
- [3] Гольдштейн М.Е. Вентильные системы возбуждения синхронных генераторов: Учебное пособие. – 2-е изд. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 1999. – 100 с.
- [4] Технические описания и инструкции по эксплуатации систем возбуждения, выпускаемых ПАО «Силловые машины» СТСН-2П-270-1900-2,5, СТСН-2П-350-1000-2,5, СТСП-1Е-350-2050-2.
- [5] Абрамов А.И. Проектирование гидрогенераторов и синхронных компенсаторов: Учебное пособие для вузов / А. И. Абрамов, А. В. Иванов-Смоленский. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 2001. – 389 с.
- [6] Энергетическая электроника: Справочное пособие: Пер. с нем./ Под ред. В. А. Лабунцова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 464 с.
- [7] Каталог низкочастотных тиристоров таблеточной конструкции, выпускаемых компанией ОАО «Электровыпрямитель» г.Саранск, Республика Мордовия – http://www.elvpr.ru/poluprovodnikprib/tiristory/nizkochast_tabl.php.

Совершенствование метода диагностирования повреждений обмотки ротора асинхронных двигателей

Д.М. Баннов, С.В. Малышев
ФГБОУ ВО «Самарский Государственный Технический Университет»
Самара, Россия
E-mail: dmnbn@yandex.ru

Аннотация – основным узлом электроприводов вспомогательных механизмов электростанций, как правило, является асинхронный двигатель (АД). Подготовка и транспортировка топлива, охлаждение и смазка основных узлов и агрегатов – это одни из многих жизненно важных операций производимые электроприводами на основе АД.

Как показывает практика, на обмотку ротора приходится порядка 10% от всех случаев отказов АД, а на обрыв стержня «беличьей клетки» более 80% от всех повреждений роторной обмотки. В тоже время, при эксплуатации АД, практически отсутствуют апробированные средства технической диагностики данного вида повреждений, что связано с низкой чувствительностью предлагаемых способов выявления обрыва стержня и при этом не выработаны четкие критерии уровня развития дефекта. Это связано с тем, что при анализе параметров АД использовался только спектральный Фурье анализ.

Для получения достоверной информации, предлагается исследовать возможность использования современных математических методов цифровой обработки информации о токах и напряжениях статора, на основе интегрального преобразования сигнала.

Ключевые слова – асинхронный двигатель, обмотка ротора, обрыв стержня, вейвлет-анализ

Improved method of diagnosis fault in rotor windings of induction motor

Dmitriy Bannov, Sergey Malyshev
Samara State Technical University
Samara, Russian Federation
E-mail: dmnbn@yandex.ru

Abstract – the basic component of electric drives of auxiliary mechanisms of power plants, as a rule, is an induction motors (IM). Fuel preparation and transportation, cooling and lubrication of the main units – are one of many primary operations performed by electric drives based on IM.

As practice shows, 10% of all cases of failures IM is caused on the rotor windings and on the broken rotor bar (BRB) of the «squirrel cage» more than 80% of all damages of the short-circuit rotor. At the same time, during exploitation of IM practically absent accepted common solutions technical diagnostics of this type of damage, which is related to the low sensitivity of the proposed methods for detecting BRB and wherein is not defined the clear criteria of the level development defect. Because when the analysis of the parameters of IM used only spectral Fourier analysis.

To obtain reliable information, it is proposed to investigate the possibility of using modern mathematical methods for digital processing of information on stator currents, based on integral signal conversion.

Keywords – induction motor, rotor winding, broken rotor bar, wavelet-analysis

1. ВВЕДЕНИЕ

Технологически, конструкция асинхронного двигателя (АД) проста и надежна, поэтому АД с короткозамкнутой обмоткой ротора (КОР) используется в качестве основного силового агрегата при выполнении важнейших технологических операций в ответственных механизмах обеспечивающих непрерывную работу таких стратегически важных объектов как электрические

станции, объекты коммунальных систем и крупные промышленные предприятия. Поскольку, более 80% всей вырабатываемой энергии, потребляется электрическими машинами именно такого типа, с уверенностью можно сказать, что на сегодняшний день АД с КОР является основным средством преобразования электрической энергии в механическую [1].

Тем не менее, случаев вынужденных остановок выполнения технологических операций достаточно много. Одними из основных причин, по которым происходит

отказ работы двигателя по электрической части это межвитковое замыкание обмотки статора, обрыв обмотки ротора.

II. МЕТОД ВЫДЕЛЕНИЯ ПОЛЕЗНОГО СИГНАЛА О ВОЗНИКНОВЕНИИ ПОВРЕЖДЕНИЯ В РОТОРЕ

Большинство из этих причин поддаются диагностике по методу спектрального анализа токов статора, при котором мониторинг проблемы возможен только при работе АД, что является одним из основных его преимуществ. После получения данных о потреблении тока производится декомпозиция полученного сигнала по частотам, генерируемым как самим двигателем, так и поврежденной его части. Таким образом, повреждению каждого элемента характерна определенная частота и по мере возрастания проблемы растет и уровень данного сигнала.

Любые повреждения в цепях ротора искажают его магнитное поле, и при работе электродвигателя это искажение воздействует на магнитную систему машины и статорные токи своеобразно искажаются в зависимости от конкретного вида дефекта, произошедшего в роторных цепях. Наиболее характерные и часто встречающиеся в практике эксплуатации повреждения «беличьих клеток» заключаются в обрывах стержней [2].

Основным средством построения функциональных диагностических систем АД является спектральный анализ на основе преобразования Фурье, что не лучшим образом сказывается на достоверности заключения о виде и величине развития повреждения, поскольку для этого при декомпозиции нестационарных сигналов требуется бесконечное количество гармоник. Более того, спецификой работы АД с КОР является не синхронная скорость вращения ротора (наличие скольжения), следовательно, при повреждении «беличьей клетки» искажение в форме токов статора наводиться с непостоянной периодичностью [3].

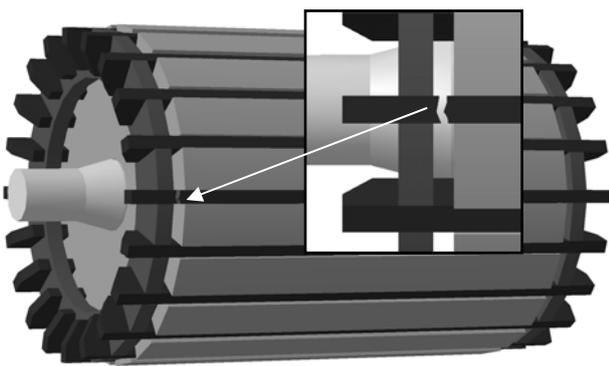


Рис. 1. Ротор АД с повреждением роторной цепи.

По мнению авторов для обнаружения такого рода неисправностей одним из перспективных направлений является метод основанный на непрерывном прямом вейвлет-преобразовании. Декомпозиция сигнала при этом производится по следующему выражению:

$$C(a,b) = \int_{-\infty}^{\infty} s(t)a^{-1/2}\psi\left(\frac{t-a}{b}\right)dt, \quad (1)$$

где, $C(a,b)$ – вейвлет-коэффициенты; a – параметр масштаба; b – параметр времени; $\psi_{a,b}$ – базисная функция.

III. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ УСТАНОВКА

При исследовании особенностей процессов работы АД и для проверки адекватности моделирования работы с повреждением КОР была создана экспериментальная установка (рис. 2.), состоящая из асинхронного двигателя с присоединенным к валу генератором постоянного тока, для создания момента. Сигналы фазных токов были сняты с помощью датчиков LEM HY 05...25 P и сигналы напряжения LEM LV 25-P/SP3, которые через коннектор ввода СВ-68LP обработаны в аналого-цифровом преобразователе NI PCI 6042E (12 разрядов, частота дискретизации 20 МГц, 16 аналоговых входов). Далее были подвержены вейвлет-преобразованию и были выявлены на персональном компьютере средствами программного пакета LABView. С целью моделирования аварийного режима работы АД, для данной экспериментальной установки были заготовлены два дополнительных ротора, в которых была нарушена целостность КОР путем высверливания стержней.

При помощи такого набора оборудования, используемого при проведении эксперимента можно производить полноценное исследование токов, потребляемых АД во всех режимах работы.

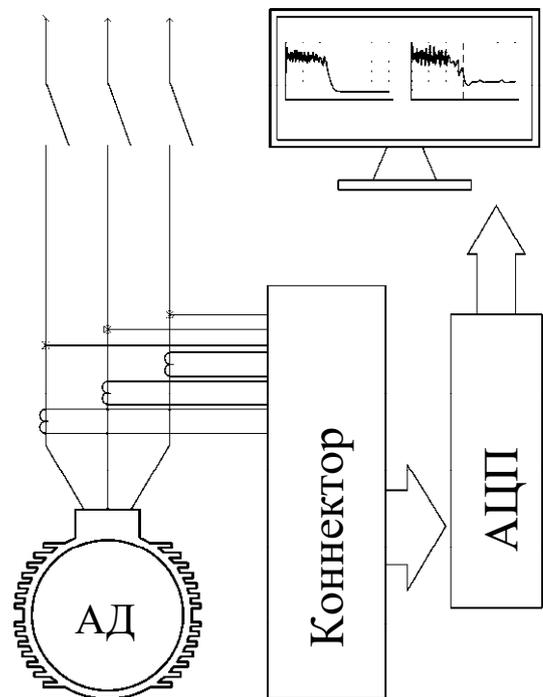


Рис. 2. Схема экспериментальной установки.

При анализе данных, уровень декомпозиции сигнала, главным образом, зависит от числа вейвлетов, было принято решение использовать вейвлет Хаара. Поскольку, токи фаз статора не показывают явных признаков повреждения, то подвергаться вейвлет-преобразованию будет их результирующий вектор [2]:

$$i_s = \sqrt{\frac{2}{3}(i_A^2 + i_B^2 + i_C^2)}, \quad (2)$$

где, i_A, i_B, i_C – мгновенные значения токов обмоток.

После разложения результирующего вектора модуля на компоненты, следует процедура восстановления путем обратного вейвлет-преобразования элементов разложения рассматриваемых уровней.

IV. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТЕРИЯ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ

Как показал анализ данных каждой отдельной фазы, в потребляемых токах не были обнаружены явные диагностические признаки повреждения, по которым можно с уверенностью сказать о наличии проблемы в КОР. Поэтому авторами было принято решение использовать, рекомендованный в [2, 3], результирующий модуль вектора токов статора. Поскольку, как видно из рис. 3, в нем наблюдаются явные изменения при дефекте КОР.

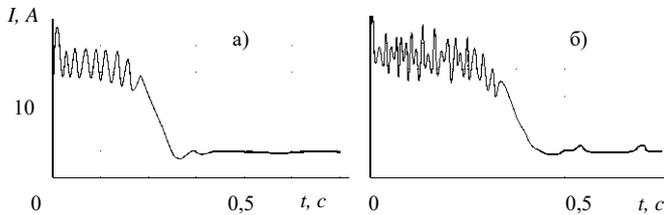


Рис. 3. Результирующий модуль вектора токов статора, а) – без повреждений КОР; б) – с повреждением КОР.

В результате обработки данных результирующего модуля вектора токов статора, с помощью вейвлет-преобразования, был определен наиболее информативный элемент разложения токов статора – D5 [4].

Как показала регистрация D5 в различных режимах работы АД, при пуске машины наблюдается возрастание D5 до его уровня при обрыве в стержне «беличьей клетки». Для корректной работы диагностики на основе вейвлет анализа необходимо определить критерии аварийного состояния. Предлагается в качестве диагностического признака использовать интегральное значение компоненты D5, за время δt превышающее время пуска (рис. 4).

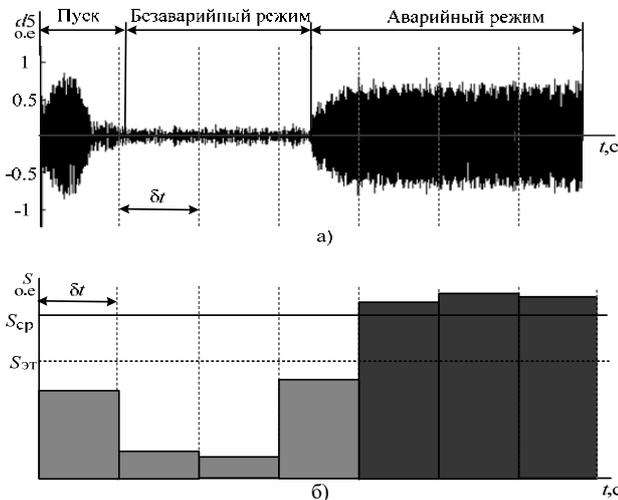


Рис. 4. Определение аварийного состояния, а) – детализирующий компонент вейвлет-разложения D5; б) – интегральное значение компонента D5.

При определении критерия определения аварийного состояния значение δt должно быть достаточно большим для построения переходных процессов и достаточно малым для обеспечения чувствительности и быстродействия диагностической системы [5].

Шаг этого значения предлагается определять следующим образом:

$$\delta t = k_3 \cdot \sqrt[3]{T_E \cdot T_2 \cdot T_M}, \quad (3)$$

где, k_3 – коэффициент запаса равный 1,1...1,2; T_E – эквивалентная постоянная времени АД, определяемая по (3.1); T_2 – постоянная времени роторной цепи АД, определяемая по (3.2); T_M – механическая постоянная времени АД, определяемая по (3.3).

Эквивалентная постоянная времени АД:

$$T_E = \frac{\sigma \cdot L_1}{R_3}, \quad (3.1)$$

где, σ – коэффициент рассеяния; L_1 – индуктивность статорной цепи; R_3 – эквивалентное сопротивление статорной цепи.

Постоянная времени роторной цепи АД:

$$T_2 = \frac{L_2}{R_2}, \quad (3.2)$$

Механическая постоянная времени АД:

$$T_M = \frac{J_E}{\beta}, \quad (3.3)$$

где J_E – эквивалентный момент инерции, приведенный к валу АД; β – жесткость механических характеристик АД.

Эталонная величина $S_{эм}$ критерия определения аварийного состояния при нормально нагруженном режиме находится на основании математического моделирования детализирующего коэффициента вейвлет разложения D5 в течение времени δt [6]:

$$S_{эм} = \int_t^{t+\delta t} |D5| \cdot dt, \quad (4)$$

Уставка срабатывания $S_{ср}$ при повреждении КОР устанавливается как:

$$S_{ср} = S_{эм} \cdot k_H^{-1}, \quad (5)$$

где k_H – коэффициент надежности равный 1,3.

С целью предотвращения ложных срабатываний и повышения надежности, в данной системе используется счетчик срабатываний, который после трех срабатываний подряд (превышений $S_{ср}$) позволяет сигнализировать о наличии повреждения в КОР.

V. ВЫВОДЫ

Основываясь на экспериментальных данных, была исследована возможность применения вейвлет-преобразования для обнаружения признака повреждения КОР АД.

При данном методе целесообразным представляется подвергать вейвлет-преобразованию результирующий модуль потребляемых токов, поскольку диагностический признак при этом проявляется значительно сильнее, чем при разложении токов каждой фазы отдельно.

Список литературы

[1] Скоробогатов, А.А. Разработка методов контроля состояния короткозамкнутых обмоток роторов электродвигателей собственных нужд электростанций: Дисс. канд. техн. наук.

Ивановский гос. энерг. университет имени В.И. Ленина, Иваново, 2006. – 155 с.

- [2] Глазырина, Т.А. Совершенствование методов диагностики асинхронных двигателей на основе анализа потребляемых токов: Дисс. канд. техн. наук. Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 05.14.02. – Томск, 2012. – 120 с.
- [3] Купцов, В.В. Разработка метода диагностирования АД на основе конечно-элементной модели: Дисс. канд. техн. наук: 05.09.03 – Магнитогорск, 2010. – 142 с.
- [4] Полищук, В.И., Глазырин, А.С. Глазырина, Т.А. Тимошкин, В.В. Функциональная вейвлет-диагностика состояния обмоток роторов трехфазных электрических машин по статорным токам печатная // Электричество, – 2012. – № 6. – С. 42-49.
- [5] Zhengyou, H. Wavelet Analysis and Transient Signal Processing Application for Power Systems / H. Zhengyou. – Southwest Jiaotong University.: China Electronic Power Press. – 2016. 250 p.
- [6] Дьяконов, В. П. Вейвлеты: От теории к практике / В. П. Дьяконов. – М.: Солон-Р, 2010. – 395 с.

Анализ характеристик котельного агрегата при сбросе уходящих газов ГТУ типа V64.3А

С.В. Новичков¹, А.А. Глебов¹

¹ФГБОУ ВО "Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А",
Саратов, Россия
E-mail: novishkovsv@mail.ru

Аннотация — включение парогазовых установок (ПГУ) в цикл работы котельного агрегата по «сбросной» схеме является одним из наиболее эффективных способов увеличения мощности и экономичности теплоэнергетических установок. Эти ПГУ предпочтительно использовать на ТЭС, сжигающих топлива разных видов: газ–мазут, газ–уголь. Наибольшие трудности здесь представляют схемы со сжиганием твердого топлива в среде забалластированной продуктами сгорания. В этой связи актуальными становятся изучение изменения характеристик котельного агрегата при сбросе уходящих газов от ГТУ.

Ключевые слова — ПГУ, уходящие газы, содержание кислорода, камера сгорания, котельный агрегат, расход топлива, скорость газов.

The analysis of characteristics of the boiler unit when exhaust gas is directed from gas turbine unit V64.3A

S.V. Novichkov¹, A.A. Glebov¹

Yuri Gagarin State Technical University of Saratov, Saratov, Russian Federation
E-mail: novishkovsv@mail.ru

Abstract – inclusion of combined cycle gas turbine power plant (CCGT) in a cycle of operation of the boiler unit on the "waste" scheme is one of the most effective ways of increase in power and profitability of heat power installations. It is preferable to use these CCGT on the thermal power plants burning fuels of different types: gas-fuel oil, gas-coal. The greatest difficulties are presented here by schemes with combustion of coal in the environment of filled with combustion products. In this regard research of change of characteristics of the boiler unit when the gas discharge is directed from gas turbine unit is become urgent.

Keywords – combined cycle gas turbine power plant, [exhaust gas](#), oxygen content, combustor, boiler unit, fuel consumption, [gas velocity](#).

I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в России уделяется большое внимание внедрению на ТЭС комбинированных парогазовых установок путем включения парогазовых установок (ПГУ) в цикл работы котельного агрегата. Это один из наиболее эффективных способов увеличения мощности и экономичности теплоэнергетических установок. В данной статье представлена так называемая «сбросная» схема ПГУ, в которой уходящие газы газотурбинной установки направляются в топку парового котла. Эти ПГУ предпочтительно использовать на ТЭС, сжигающих топлива разных видов: газ–мазут, газ–уголь. Наибольшие трудности здесь представляют схемы со сжиганием твердого топлива в среде забалластированной продуктами сгорания. В этой связи актуальными становятся изучение изменения характеристик котельного агрегата (температура в топке котла, температура уходящих газов, скорость газов по

тракту котельного агрегата, расход топлива в котельном агрегате) при сбросе уходящих газов от ГТУ. Внедрение сбросных схем ПГУ позволяет повысить эффективность производства тепловой и электрической энергии. Главной задачей в такой схеме является изучение особенностей совместной работы газотурбинной установки и котельного агрегата. В качестве модели для исследования были взяты газотурбинная установка типа V64.3А и котельный агрегат Е-500-13,8-560 БВЖ (ТПЕ-427).

II. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Котельный агрегат Е-500-13,8-560 БВЖ (ТПЕ-427) предназначен для работы в блоке с теплофикационными турбинами ПТ-80/100-130 (ПО ЛМЗ), Т-100/110-130 (ПО ТМЗ) и др. Котел рассчитан на сжигание углей Канско-Ачинского бассейна (Березовского, Назаровского месторождений) с жидким шлакоудалением.

Котел однокорпусный, однобарабанный с естественной циркуляцией, П-образной компоновки, работает с уравновешенной тягой.

Проводился поверочный расчет котельного агрегата при сбросе уходящих газов от ГТУ в количестве 50% и 100%. Расчет проводился при температуре наружного воздуха 18,7°C, что соответствует среднезимнему режиму для города Кемерово, Новосибирской области.

Наибольшее влияние на процесс горения оказывает содержание кислорода. В уходящих газах от ГТУ кислород составляет – 7,13 нм³/нм³, в топке котельного агрегата – 16 нм³/нм³, после смешения с продуктами сгорания от ГТУ кислород увеличился до 33 нм³/нм³. На рис. 1 показана зависимость теоретической температуры сгорания от количества сбрасываемых газов от ГТУ. При сбрасывании 50% количества газов от ГТУ, температура в топке снижается на 327,2°C, что составляет 18,2%, при сбрасывании 100% – температура в топке снижается на 503°C (28,1%).

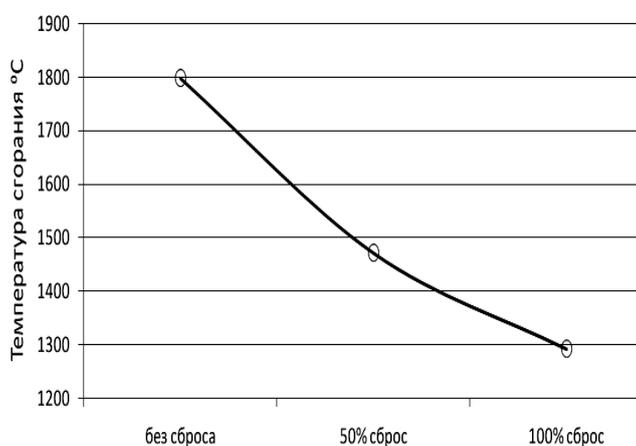


Рис. 1. Зависимость температуры сгорания в КА от количества сбрасываемых газов ГТУ

На рис. 2 показана зависимость расхода топлива в КА от количества сбрасываемых газов от ГТУ.

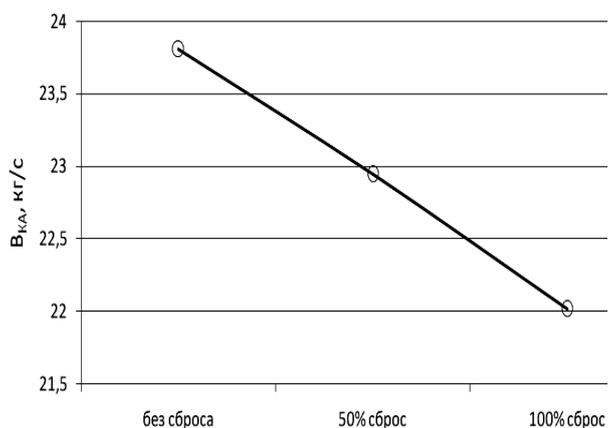


Рис. 2. Зависимость расхода топлива в КА от количества сбрасываемых газов от ГТУ

При сбрасывании 50% количества газов от ГТУ, расход топлива в котельном агрегате (уголь) снижается на 0,87 кг/с (3,6%), при сбрасывании 100% – расход топлива в котельном агрегате (уголь) снижается на 1,79% (7,5%).

Температура уходящих газов после котельного агрегата возрастает на 71,4°C (47,6%) при сбросе 50% количества газов от ГТУ, на 124,9°C (83,3%) при сбросе 100% количества газов от ГТУ.

На рис. 3 показана зависимость скорости газов по поверхностям нагрева КА от количества сбрасываемых газов от ГТУ.

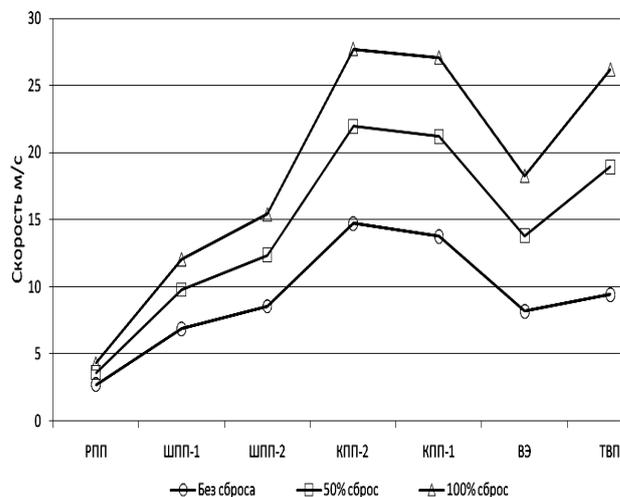


Рис. 3. Зависимость скорости газов по поверхностям нагрева от количества сбрасываемых газов от ГТУ

III. ВЫВОДЫ

Проведенные исследования являются основой для выполнения расчетов элементов котельного агрегата на прочность и выбора экономически целесообразного количества сбросных уходящих газов от ГТУ. Проведенные исследования показали следующее:

- при сбрасывании 50% количества газов от ГТУ, температура в топке снижается на 327,2°C, что составляет 18,2%, при сбрасывании 100% – температура в топке снижается на 503°C (28,1%);
- при сбрасывании 50% количества газов от ГТУ, расход топлива в котельном агрегате (уголь) снижается на 0,87 кг/с (3,6%), при сбрасывании 100% – расход топлива в котельном агрегате (уголь) снижается на 1,79% (7,5%);
- температура уходящих газов после котельного агрегата возрастает на 71,4°C (47,6%) при сбросе 50% количества газов от ГТУ, на 124,9°C (83,3%) при сбросе 100% количества газов от ГТУ;
- скорость газов в экономайзере снижается за счет возрастания проходного сечения газовой части.

Список литературы

- [1] Теплоэнергетика и теплотехника: Справочная серия: В 4 кн. / под общ. ред. А.В. Клименко, В.М. Зорина. – 4-е изд. М.: Издательский дом МЭИ. 2007. 501с.

Совершенствование технической диагностики обмотки ротора синхронного генератора

В.И. Полищук, В.Д. Можаяев, Д.А. Гнетова, А.М. Биктурганов
ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»
Самара, Россия
E-mail: mozhaev.aees@gmail.com

Аннотация — В последнее время «интеллектуальные» методы на основе искусственных нейронных сетей, находят всё большее применение в электроэнергетике. С помощью нейронных сетей прогнозируют и оптимизируют режимы энергопотребления, осуществляют диспетчерский мониторинг и управление в аварийных ситуациях. Как показал анализ научных работ, применение нейронных сетей повышает эффективность диагностирования сложных дефектов электрооборудования. Поскольку, в последние годы при эксплуатации синхронных генераторов всё более высокие требования предъявляются к средствам технической диагностики, выявляющих сложные дефекты на ранней стадии их развития, то одним из направлений их совершенствования, выступает современный метод «искусственного интеллекта», к которому и относится искусственная нейронная сеть. В работе поставлена задача повышения достоверности диагностирования сложного дефекта - виткового замыкания в обмотке ротора, за счет получения полезной информации о наличии этого повреждения с помощью искусственной нейронной сети. При решении поставленной задачи в программном комплексе LabView, была создана оптимальная структура искусственной нейронной сети и проведено её обучение. Проведена апробация работы диагностической системы на основе искусственной нейронной сети на экспериментальной установке

Ключевые слова — нейронные сети, дефект, синхронный генератор, витковые замыкания

UDC 621. 313.13

Engineering diagnostics advancement of the synchronous generator rotor winding

V.I. Polishchuk¹, V.D. Mozhaev¹, D. A. Gnetova¹
¹The Samara state technical university
Samara, Russia
E-mail: mozhaev.aees@gmail.com

Abstract — Recently "intellectual" methods on the basis of artificial neural networks find the increasing application in power industry. Neural networks can predict and optimize the energy consumption modes, exercise dispatching monitoring and control in emergencies. As has shown the analysis of scientific papers, application of neural networks increases efficiency of difficult defects diagnosing of electric equipment. As in recent years in case of operation of the synchronous generators ever more great demands are placed on means of technical diagnostics, revealing difficult defects at early development stages. One of the directions of their enhancement, the modern methods of "artificial intelligence" to which the artificial neural network belongs appear. The task of increase in reliability of diagnosing of multiple disabilities as turn-to-turn short-circuit in a rotor winding is set in this paper, due to receiving useful information about existence of this damage by means of artificial neural network. During the solution of the objective in the LabView software package, the optimum structure of artificial neural network has been created and its training is provided. Approbation of diagnostic system work on the basis of artificial neural network on experimental installation is made.

Keywords —neural networks, damage, synchronous generator, turn-to-turn short-circuit

1. Введение

В последние годы при эксплуатации синхронных генераторов к средствам технической диагностики предъявляются всё более высокие требования. Диагностика должна осуществлять мониторинг за техническим состоянием объекта, выявлять и локализовать дефекты, а также прогнозировать развитие технического состояния в целом (ГОСТ 20911-89). В такой сложной электромеханической системе, как

синхронный генератор часть опасных дефектов, крайне трудно выявить известными апробированными средствами диагностики. К таким дефектам можно отнести межвитковые замыкания в обмотке возбуждения. Целью работы являются исследования возможности программных продуктов, содержащих средства искусственного интеллекта для достоверного выявления возникновения межвиткового замыкания на ранней стадии развития.

2. Постановка задачи

Перед исследователями ставилась задача экспериментально исследовать чувствительность и селективность диагностического признака, полученного на базе искусственной нейронной сети.

3. Методы и средства

Исследования проводились на основании данных, полученных с экспериментальной установки. В программном комплексе LabView в режиме реального времени проводился мониторинг и оценка количества замкнутых витков с помощью предварительно обученной нейронной сети.

Основная идея базируется на пропорциональной взаимосвязи между МДС ($F=I_f*n$, где n – количество витков полюса обмотки возбуждения, I_f – ток возбуждения) и ЭДС статора. Это и есть характеристика холостого хода. Поскольку, при работе генератора на сеть, нет средств прямого измерения ЭДС, то, очевидно, имеется прямая связь между МДС и реактивной мощностью статора Q . Очевидно, также, что при изменении количества витков изменяется также МДС. На нейронную сеть возлагается задача определения уровня отклонения регулировочной характеристики от номинального значения при изменении количества витков.

4. Экспериментальная установка.

На рис. 1 представлена схема экспериментальной установки, в состав которой входит синхронный генератор. Для имитации виткового замыкания в синхронном генераторе были выведены с возбуждения обмотки ротора через дополнительные контактные кольца отпайки на 5, 10 и 15% витков полюса. Сигналы с СГ вводились через коннектор ввода (СВ-68LP) и АЦП плату ввода / вывода (NI PCI 6024E). ДТ1, ДТ2, ДТ3 – датчики фазных токов; ДН1, ДН2, ДН3 – датчики напряжений фаз; ДТв – датчик тока возбуждения; ДНв – датчик напряжения возбуждения.

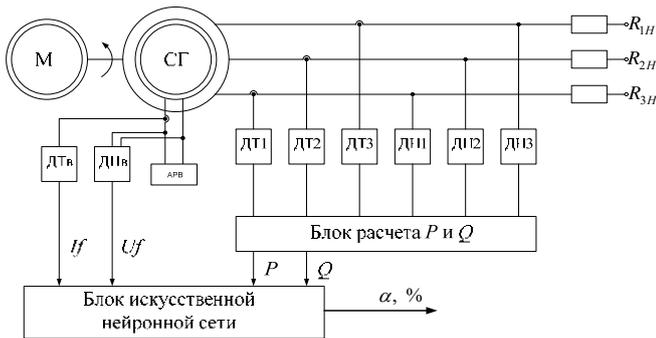


Рис. 1. Примерная схема электрической установки

При получении исходных данных было выяснено, что измерение реактивной мощности имеет большую погрешность каналов измерения, чем погрешность с датчиков тока и напряжения. Для устранения возникших трудностей было принято решение определять реактивную мощность расчетным путем на основании дискретных мгновенных значений статорных напряжений и токов. Для оценки реактивной мощности проводилось векторное произведение предварительно преобразованных в α, β координатах векторов тока и напряжения, а для

активной мощности производилось скалярное произведение векторов. Структура представлена рис. 2.

Как видно на рис. 2 действующее значение тока фазы А, является током i_α , а ток i_β складывается из формулы

$$i_\beta = \frac{i_b(t) - i_c(t)}{\sqrt{3}}$$

аналогичным образом определяется напряжение u_α и u_β .

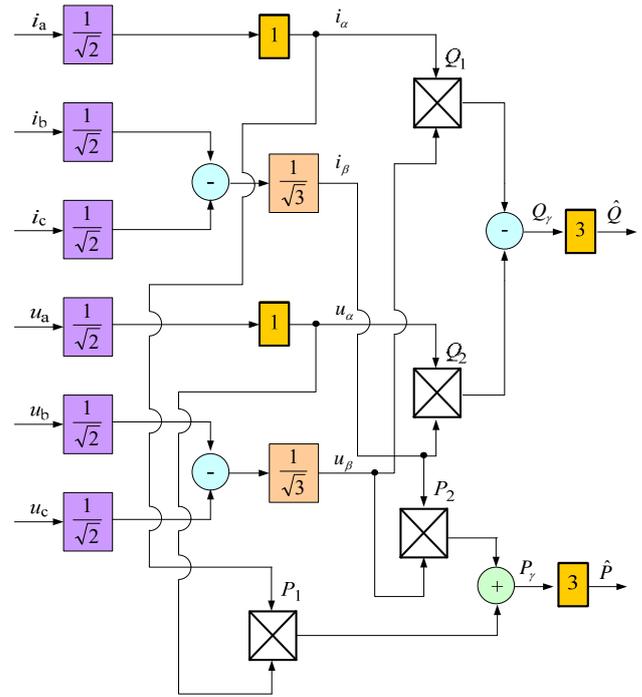


Рис. 2. Структурная схема блока вычисления мощностей

Значение оценки реактивной мощности определяется как:

$$\hat{Q} = 3 \cdot \left[\frac{I_a(t)}{\sqrt{2}} \cdot \frac{u_b(t) - u_c(t)}{\sqrt{2}} - \frac{i_b(t) - i_c(t)}{\sqrt{3}} \cdot \frac{u_a(t)}{\sqrt{2}} \right] \quad (1)$$

Значение рассчитанной оценки активной мощности определяется как:

$$\hat{P} = 3 \cdot \left[\frac{i_a(t)}{\sqrt{2}} \cdot \frac{u_a(t)}{\sqrt{2}} + \frac{u_b(t) - u_c(t)}{\sqrt{2}} \cdot \frac{i_b(t) - i_c(t)}{\sqrt{3}} \right] \quad (2)$$

Для выявления сигнала об уровне отклонения регулировочной характеристики была спроектирована искусственная нейронная сеть. Входными параметрами для ИНС являются ток возбуждения I_f , напряжение U_f , оценка активной мощности P и оценка реактивной мощности Q . Выходной сигнал ИНС показывает

количество замкнутых витков в процентах, на рис. 3 представлена структура этой сети.

Обучение ИНС проводилось «с учителем» по методу Левенберга – Маркварта в программном комплексе Matlab2008b с использованием стандартных библиотек.

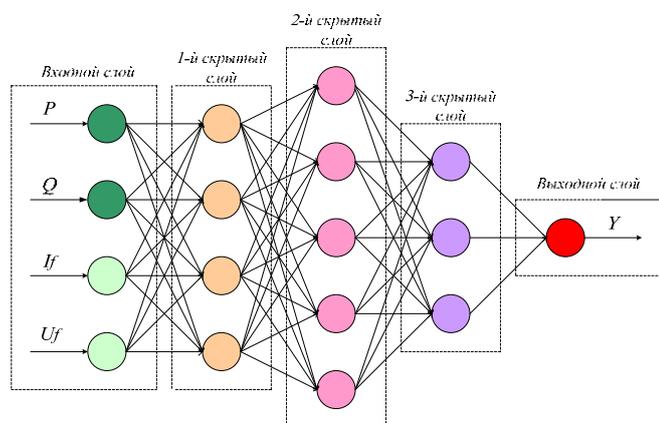


Рис. 3. Структура искусственной нейронной сети

Преимуществом этого метода обучения, по сравнению с методом градиентного спуска и генетическими алгоритмами, является большая скорость обучения и высокая точность.

Первый набор данных используется для обучения нейронной сети.

Второй (контрольный) набор данных применяется для определения работоспособности и адекватности предложенного метода идентификации ВЗ.

Ошибка между фактическим значением и величиной полученной с выхода ИНС изменяется в пределах от 0,01 до 9,5 %, а максимальная ошибка не превышает значения 10 %.

В заключение можно сделать выводы, что предложенный метод позволяет выявлять витковые замыкания в обмотке ротора синхронного генератора на основе штатных измерительных средств, при использовании ИНС, так же достигается высокая точность определения витковых замыканий.

Список литературы

- [1] Леоненков А.В. Нечеткое моделирование в среде MATLAB и fuzzyTECH / А. В. Леоненков. – СПб.: БХВ-Петербург, 2005. – 719 с.: ил. – Мастер решений. – Библиогр.: с. 717-719. – ISBN 5-94157-087-2.
- [2] Gnetova D.A., Poloshchuk V.I. Diagnostics system improvement of turn-to-turn short circuits of synchronous generator rotor winding / Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), International Conference on. Date of Conference: 19-20 May 2016/ Date Added to IEEE Xplore: 27 April 2017, NSPEC Accession Number: 16838936, DOI: 10.1109/ICIEAM.2016.7911419, Publisher: IEEE.; Chelyabinsk, Russia
- [3] Черных И.В. Моделирование электрических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink. – М.: ДМК Пресс; СПб.: Питер, 2008. – с. 35-40
- [4] Хайкин С. Нейронные сети: полный курс. – М.: ИД Вильямс, 2006. – с. 1104

Повышение энергоэффективности ПГУ КЭС

Н.Д. Батеев¹, И.А. Ростунцова¹

¹ ФГБОУ ВО «Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.»,
Саратов, Россия
E-mail: 2Bateev@mail.ru

Аннотация — проведен анализа работы парогазовой установки с введением газового промперегрева пара на базе блока ПГУ-170 КЭС путем теплового расчёта. Для повышения надёжности и экономичности работы ПГУ станции предлагается с наружной стороны камеры сгорания ГТУ разместить кольцевой канал для промежуточного перегрева водяного пара. Разработан алгоритм расчета парогазовой установки КЭС с внедрением газового промперегрева в схеме двухконтурного типа. Реализация алгоритма совместно с внедрением активно-адаптивных элементов позволит повысить энергоэффективность работы КЭС.

Ключевые слова — парогазовые технологии; газовый промперегрев, ПГУ КЭС двухконтурного типа, кольцевой канал камеры сгорания, располагаемый теплоперепад пара

Increase in energy efficiency of sgu of KPP

N. D. Bateev¹, I.A. Rostuntsova¹

¹ Saratov State Technical University of Gagarin Y. A.,
Saratov, Russian Federation
E-mail: 2Bateev@mail.ru

Abstract — an analysis of the operation of the combined-cycle plant with the introduction of gas superheating of steam on the basis of the CCP-170 CES unit was carried out by thermal calculation. To increase the reliability and economy of the CCGT operation, the station is proposed to place an annular channel for the intermediate superheating of water vapor from the outside of the combustion chamber of the gas turbine. An algorithm for calculating the IGCP combined-cycle plant with the introduction of gas reheat in a two-circuit type scheme has been developed. The implementation of the algorithm together with the introduction of actively-adaptive elements will improve the energy efficiency of the KPP.

Keywords — combined-cycle technologies; gas overheating, pond cooler, IES KPP of double-circuit type, annular channel of the combustion chamber, available heat of vapor

I. ВВЕДЕНИЕ

Перспективным направлением развития современной энергетики России является внедрение парогазовых технологий. Это связано с необходимостью строительства и внедрения более совершенных энергетических блоков в плане тепловой экономичности по сравнению с паротурбинными установками [1]. В двухконтурных парогазовых установках коэффициент полезного действия (КПД) по выработке электрической энергии достигает 45...50%. КПД трехконтурной ПГУ с промежуточным перегревом пара, в которой температура газов перед газовой турбиной находится на уровне 145 °С, достигает 60%. Дальнейшее совершенствование парогазовых установок сопряжено с применением промежуточного перегрева пара, тем самым увеличивая КПД паровой турбины в составе ПГУ за счет подвода к пару

дополнительной теплоты. Поэтому разработка схемы промежуточного газового перегрева пара на парогазовых установках КЭС двухконтурного типа в плане повышения КПД цикла является актуальной задачей.

II. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Представлены результаты анализа работы парогазовой установки с введением газового промперегрева пара на базе блока ПГУ-170 КЭС путем теплового расчёта.

Для повышения надёжности и экономичности работы ПГУ станции предлагается с наружной стороны камеры сгорания ГТУ разместить кольцевой канал для промежуточного перегрева водяного пара. Промежуточный перегрев позволит повысить располагаемый теплоперепад пара в части низкого давления паровой турбины за счёт подвода к нему дополнительной теплоты, что увеличивает мощность

турбины. Основное отличие от стандартного принципа работы ПГУ заключается в том, что отработавший пар на выходе из цилиндра высокого давления с пониженными значениями температуры и давления поступает по трубопроводу в расположенный с наружной стороны камеры сгорания газотурбинной установки кольцевой канал, где перегревается до заданной температуры. Затем по трубопроводу перегретый пар направляется в цилиндр низкого давления, куда также подается генерируемый в котле-утилизаторе пар низкого давления. Принципиальная тепловая схема энергоблока ПГУ-170 с газовым перегревом пара представлена на рис.1.

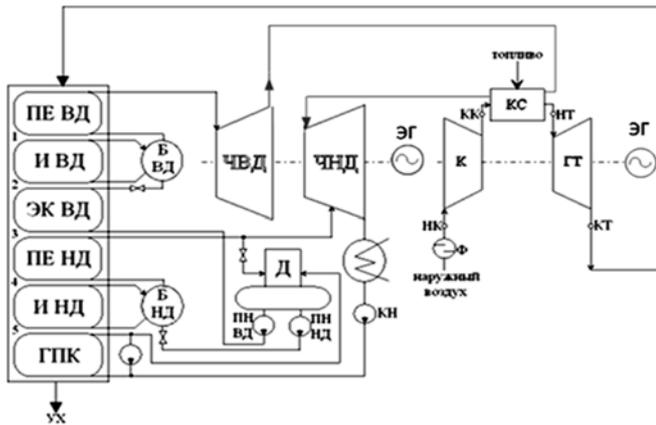


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема энергоблока ПГУ-170 с газовым промперегревом пара: ПЕВД, ПЕНД – пароперегреватель высокого и низкого давлений; К – конденсатор; ИВД, ИНД – испаритель высокого и низкого давлений; ЭГ – электрический генератор; ЭКВД – экономайзер высокого давления; ГПК – газовый подогреватель конденсата; БВД, БНД – барабан высокого и низкого давлений; Г – электрогенератор; ПНВД, ПННД – питательный насос высокого и низкого давлений; ГТ – газовая турбина; ЧВД, ЧНД – часть высокого и низкого давлений; Д – деаэрактор; КН – конденсатный насос; К – воздушный компрессор; Ф – воздушный фильтр; КС – камера сгорания топлива

Аналогом камеры сгорания используемой для промперегрева является камера с кольцевым каналом [4].

Для оценки эффективности ПГУ с вводом газового промперегрева составлен материально тепловой баланс камеры сгорания (рис.3).

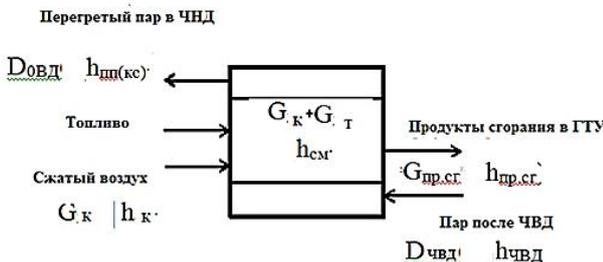


Рис. 2. Баланс камеры сгорания с введением газового промперегрева пара

Получено следующее выражение:

$$D_{ОВД} \cdot (h_{пп(кв)} - h_{ЧВД}) = G_{пр.сг} \cdot (h_{см} - h_{пр.сг}), \quad (1)$$

где $D_{ОВД}$ – расход пара отбираемый из ЧВД, кг/с; $h_{пп(кв)}$ – энтальпия перегретого пара, кДж/кг; $h_{ЧВД}$ – энтальпия пара, отбираемого из ЧВД, кДж/кг; $G_{пр.сг}$ – расход продуктов сгорания подаваемый в ГТ, кг/с; $h_{см}$ – энтальпия топливо-воздушной смеси, кДж/кг; $h_{пр.сг}$ –

энтальпия продуктов сгорания, кДж/кг; $h_{см} = f(t_{см}) = 34056,3$ кДж/кг (по таблице энтальпий продуктов сгорания).

Из баланса определяется энтальпия продуктов сгорания на выходе из камеры сгорания:

$$h_{пр.сг} = (D_{ОВД} \cdot (h_{пп(кв)} - h_{ЧВД}) - G_{пр.сг} \cdot h_{см}) / G_{пр.сг} \quad (2)$$

Изменение КПД и электрической мощности ПГУ без промперегрева (вариант 1) и при внедрении газового промперегрева (вариант 2) показано на рис.3.



Рис. 3. Изменение КПД и электрической мощности ПГУ без промперегрева и при внедрении промперегрева

III. ВЫВОДЫ

В результате введения газового промперегрева пара температура на входе в газовую турбину снизится на 194°C, что приведет к снижению КПД ГТУ, но при неизменном расходе газа будет наблюдаться увеличение мощности ГТУ, КПД ПГУ и мощности ПГУ. Это в свою очередь приведет к увеличению мощности и КПД парогазовой установки в целом.

Таким образом, газовый промежуточный перегрев пара на ПГУ повышает коэффициент полезного действия и электрическую мощность парогазовой установки.

Список литературы

- [1] Цанев С. В., Буров В. Д., Ремезов А. Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: Под. ред. С. В. Цанева. М.: МЭИ, 2002. 584 с.
- [2] Патент №2468297. Система впрыска топлива в камеру сгорания газотурбинного двигателя, камера сгорания, оснащенная такой системой, и газотурбинный двигатель. публикация патента: 27.11.2012 Авторы: САНДЕЛИ Дени (FR), ДЕЗОЛЬТИ Мишель (FR), БОДУЭН Кристоф (FR)

Обоснование применения современных программных комплексов при разработке и оптимизации конструкции электрофильтров нового поколения

А.А. Нусенкис¹, М.В. Охотников¹

¹ФГБОУ ВО «Уфимский государственный авиационный технический университет» (УГАТУ)
г. Уфа, Россия
E-mail: oxothukob@mail.ru

Вопрос очистки дымовых выбросов мощных котельных и ТЭЦ на сегодняшний день решен в наилучшей форме. Очистка осуществляется различными способами в том числе с применением электростатических фильтров, принцип работы которых как правило однообразен и основан на осаждении частиц сажи на осадительных электродах, под действием напряженности электростатического поля. Очистка дымовых газов малых и средних котельных, мощность которых составляет менее 20 Гкал/час практически никак не реализована, а ежегодные выбросы подобных котельных существенны. Наличие ряда недостатков в конструкции и принципе действия присущих существующим моделям электростатических фильтров крупных ТЭЦ, ограничивает возможность их применения на котельных малой и средней мощности. Данным критериям удовлетворяет вертикальный трубчатый электрофильтр, предлагаемый авторами, оригинальность которого подтверждена патентом на изобретение. Разработка и оптимизация предлагаемой конструкции ограничивается рядом затруднений, устранить которые позволяет применение современных программных комплексов.

Ключевые слова — электрофильтр; картина электростатического поля; осадительный электрод.

Justification of appropriation of modern program complexes when developing and optimizing the construction of the new generation electrofilters

A. A. Nusenkis¹, M. V. Okhotnikov¹

¹Ufa State Aviation Technical University (USATU)
Ufa, Russian Federation
E-mail: oxothukob@mail.ru

The issue of clearing the smoke emissions of powerful boiler houses and CHP plants has been resolved to the best in today. Cleaning is carried out in various ways, including the use of electrostatic filters, the principle of which is usually monotonous and is based on the deposition of soot particles on the precipitation electrodes, under the influence of the electrostatic field strength. Cleaning of flue gases of small and medium-sized boiler houses, whose capacity is less than 20 Gcal / h, is practically not realized, and annual emissions of such boiler-houses are significant. The presence of a number of drawbacks in the design and operation of large CHP plants inherent in existing models of electrostatic filters limits the possibility of their application to small and medium-power boiler houses. These criteria are met by a vertical tubular electrostatic precipitator, proposed by the authors, the originality of which is confirmed by the patent for the invention. The development and optimization of the proposed design is limited by a number of difficulties, which can be eliminated by the use of modern software systems)

Keywords — Electrostatic precipitator; Picture of electrostatic field; Precipitation electrode.

I. ВВЕДЕНИЕ

Климат, преобладающий на территории России и характеризующийся температурами ниже нуля на протяжении большого количества дней в году,

обуславливает применение значительного количества объектов теплоснабжения. Обогрев жилых и производственных зданий на предприятиях и в населенных пунктах, а так же частных домов и муниципальных организаций по всей России согласно

различным источникам обеспечивают около 485 теплоэлектроцентралей (ТЭЦ), 6,5 тысяч котельных мощность которых превышает 20 Гкал/час, более 100 тысяч мелких котельных и около 600 тысяч автономных индивидуальных теплогенераторов [1].

Вопрос очистки дымовых выбросов мощных котельных и ТЭЦ на сегодняшний день решен в наилучшей форме. Очистка осуществляется различными способами основанными в основном на использовании сил инерции, тяжести, центробежных или на образовании коронного разряда между электродами и направленного движения газа. Очистка дымовых газов малых и средних котельных, мощность которых составляет менее 20 Гкал/час практически никак не реализована, не считая оптимизации процесса горения, что лишь незначительно позволяет уменьшить концентрацию несгоревших частиц содержащихся в дыму. Не смотря на это ежегодные выбросы подобных котельных существенны. Если рассмотреть широко представленные на рынке малые котельные, мощность которых составляет около 1,6 Гкал/ч, с установленными котлами типа НР-18 или КСВ-1,86 [2] можно определить, что подобные котельные производят в год валовый выброс твердых частиц около 4,32 т., при сжигании древесных пеллет или 35,35 т. при сжигании угля [3].

II. Постановка задачи

Возможность использования электростатического поля для удаления твердых взвешенных частиц (пыли, сажи и т.д.) из потока воздуха известна и используется уже достаточно давно. Принцип действия электростатических фильтров заключается в ионизации частиц, находящихся в пропускаемом через него дымовом потоке, после чего данные частицы начинают двигаться к осадительному либо коронирующему электроду, в зависимости от знака полученного заряда. Траектория движения частиц совпадает по направлению с траекторией силовых линий электрического поля. Как известно, линии электрического поля разноименных зарядов замыкаются между ними, одноименных не пересекаясь расходятся в разные стороны. По данному принципу организуется поле и в электрофильтре, где осадительные и коронирующие электроды имеют разноименные потенциалы. Классическая конструкция электростатического фильтра предполагает использование осадительных электродов плоской формы и игольчатых коронирующих электродов. Картина поля в такой конструкции представляет собой силовые линии, одни концы которых равномерно распределены вдоль всего осадительного электрода, а другие концы секторально сконцентрированы у каждой

иглы коронирующего электрода.

Наличие определенных недостатков в конструкции и принципе действия существующих моделей применяемых электростатических фильтров, например на крупных ТЭЦ, (фильтров типа ЭГА [4]) ограничивает возможность их применения на котельных малой и средней мощности.

Основными затруднениями для их использования являются:

- большие габаритные размеры, обосновываемые значительным объемом выбросов дымовых газов и принципом работы электростатического фильтра;

- высокая стоимость электростатических фильтров и мероприятий необходимых для его подготовки, включающих процесс ввода его в эксплуатацию, что зачастую несопоставимо с бюджетом организации владеющей котельной.

Электрофильтр исключаяющий данные затруднения при этом имеющий возможность эффективного применения в котельных малой и средней мощности должен удовлетворять ряду требований, таких как:

- компактность конструкции, желательно модульность;
- эффективность очистки дымовых газов, не уступающая промышленным образцам;
- простота обслуживания;
- автоматизированный режим работы;
- минимальная стоимость.

III. ПРЕДЛОГАЕМОЕ РЕШЕНИЕ

Данным требованиям удовлетворяет вертикальный трубчатый электрофильтр, предлагаемый авторами, оригинальность конструкции которого подтверждена патентом на изобретение [5]. Конструкция вертикального электрофильтра в отличие от классической конструкции [6] имеет цилиндрические осадительные электроды (ЦОЭ). На определенном расстоянии от осадительного электрода, образуя активный воздушный зазор вдоль всей его окружности, располагаются игольчатые коронирующие электроды [7]. Для оптимизации любой конструкции электрофильтра важным является вопрос эффективного распределения поля между его электродами. Ввиду невозможности визуального наблюдения электростатического поля, в частности у предлагаемой конструкции электрофильтра, был использован программный пакет Ansys позволяющий моделировать и определять электрические поля при любой величине воздушного зазора и независимо от геометрии электродов.

На (рис. 1 а) для наглядности представлен поперечный вид смоделированной картины электрического поля вокруг одного ЦОЭ с одним

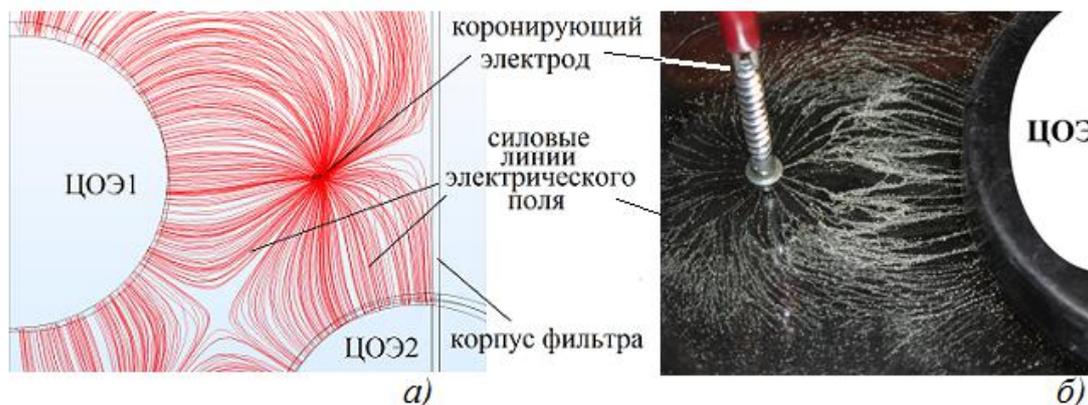


Рисунок 1 – Картина электрического поля

коронирующим электродом в рассматриваемой конструкции вертикального трубчатого электрофильтра.

Поперечная характеристика распределения напряженности электрического поля согласно (рис. 1 а) представленная на рис 2, позволяет оценить значения создаваемой напряженности электрического поля при одном коронирующем электроде (характеристика 1) и при нескольких коронирующих электродах (характеристика 2), (в данном случае рассматривалось три коронирующих электрода).

На (рис. 3) представлены характеристики продольного распределения напряженности электрического поля вдоль поверхности ЦОЭ, полученные также с применением программного комплекса. Напряженность, характеризующаяся равномерными значениями на всем протяжении электрода (характеристика 1), определяется при гладкой форме коронирующего электрода, периодически изменяющиеся значения (характеристики 2) обусловлены игольчатым исполнением формы коронирующего электрода.

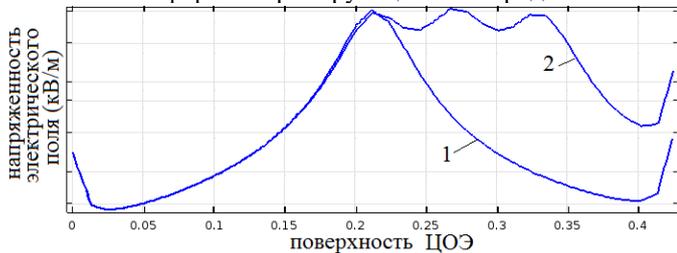


Рисунок 2 – Поперечная характеристика напряженности электрического поля

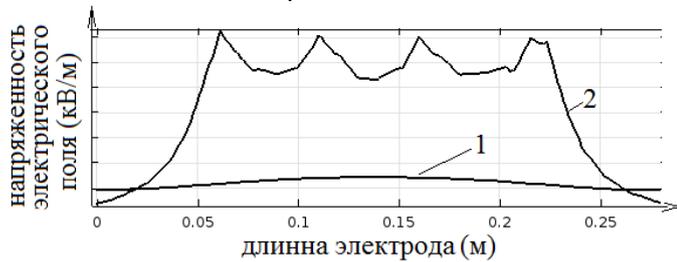


Рисунок 3 – Продольная характеристика напряженности электрического поля

Количество коронирующих электродов как и наличие на них игл в целом позволяет повысить напряженность и усложнить картину электрического поля на пути проходящего через фильтр дымового потока, что в итоге значительно повлияет на эффективность очистки электрофильтром данного потока.

Помимо этого, основываясь на экспериментальных данных, полученных при

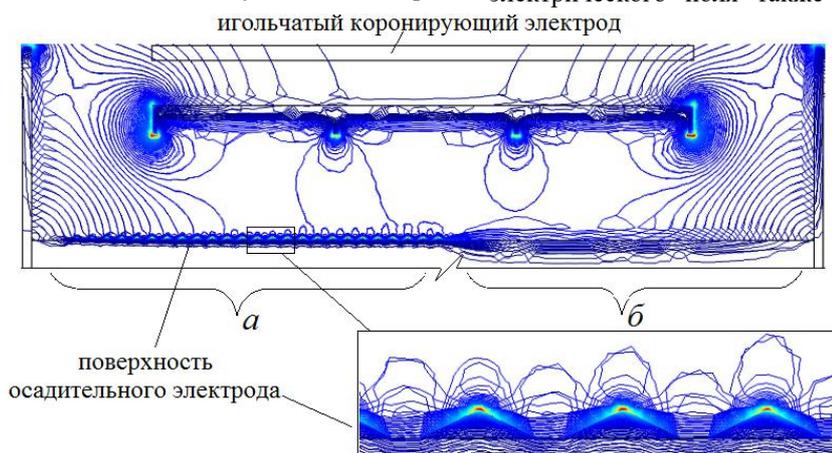


Рисунок 4 - Поверхность ЦОЭ

исследовании зависимости осаждения частиц от типов коронирующих электродов [7], можно сделать выводы о наибольшем осаждении частиц в местах с резко изменяющейся напряженностью поля. Данного изменения поля, согласно характеристикам представленным на рис. 2 и рис. 3 можно добиться варьируя количеством и типом коронирующих электродов.

Дополнительного изменения поля в воздушном зазоре между электродами, можно добиться выполнив поверхность ЦОЭ рифленой формы (рис. 4).

Как видно из представленной картины электрического поля рифленая поверхность ЦОЭ (участок а, рис. 4) позволяет дополнительно создать локальные области с высокой напряженностью на своей поверхности, тем самым еще более усложнив общую картину создаваемого электрического поля. Данное исполнение будет способствовать осаждению частиц сажи непосредственно в местах высокой напряженности поля, что дает возможность заранее определять места с наибольшей концентрацией осевших частиц, и позволяет еще на этапе проектирования заложить критерии равномерного распределения осаждаемых частиц по всей поверхности ЦОЭ. В отличие от рассмотренного, поле, образуемое между игольчатым коронирующим электродом и гладкой поверхностью осадительного электрода (участок б, рис. 4) характеризуется меньшими показателями изменения значений поля, что как раз таки и показывают характеристики представленные на рис. 3. Максимальное осаждение частиц сажи при данном исполнении электродов будет наблюдаться по торцам ЦОЭ, где дополнительные области коронирования, а следовательно и изменение картины поля будут создавать края ЦОЭ.

Для подтверждения достоверности получаемых картин электрического поля, а так же уверенности в возможности применения данного программного комплекса при дальнейшем исследовании электрофильтра проведена частичная экспериментальная апробация построения линий электрического поля (рис.1 б). Эксперимент проводится с использованием блока высокого напряжения ИВН-30, емкости с касторовым маслом и ионизируемых частиц.

Как видно из представленной картины, при подаче напряжения на электроды, имитирующие ЦОЭ и коронирующий электроды вертикального электрофильтра [5], частицы выстроились по линиям электрического поля, повторяя картину, смоделированную в программном комплексе. Полученный результат совместно с данными экспериментального замера величины напряженности электрического поля также проводимых авторами [8],

подтверждает достоверность данных получаемых с помощью программного комплекса и обосновывает его применения для оптимизации конструкции, распределения полей и повышения эффективности работы электрофильтра в целом.

IV. Выводы

Таким образом можно сделать выводы о том, что применение компактного электрофильтра рассматриваемой конструкции отличающейся от существующих использованием осадительных электродов цилиндрической формы позволяет:

- обеспечить непрерывный режим подачи напряжения на электроды, что определяется принципом работы фильтра [5], так как нет необходимости в снятии напряжения с электродов для выполнения их очистки, к тому же это будет способствовать упрощению системы питания электрофильтра;

- реализовать систему автоматической очистки электродов, что также определяется принципом его работы [5];

- отказаться от механизмов встряхивания электродов, что позволит снизить его металлоемкость, габариты и в итоге упростит конструкцию.

Полученные результаты исследований рассмотренной конструкции и возможность её реализации позволят значительно облегчить решение проблем очистки дымовых газов котельных средней и малой мощности, а так же снизить себестоимость очистки выхлопных газов котельных. Так же, данные полученные в результате исследований могут быть полезными при разработке устройств очистки, сортировки, озонирования и т.д.

Список литературы

- [1] Реутов Б.Ф., Наумов А.Л., Муравьев В.В., Пыжов И.Н. Национальный доклад. Теплоснабжение Российской Федерации. Пути выхода из кризиса // под ред. Семенова В.Г. М.: АНО «РУСДЕМ-ЭнергоЭффект», – 2002. – 141 с.
- [2] Котлы серии КВр «ТехноМашХолдинг» [Электронный ресурс]. URL: https://tmh.su/upload/iblock/afc/katalog_kotli_kv_r_tm.pdf (дата обращения 07.01.2017).
- [3] Тайлашева Т.С., Красильникова Л.Г., Воронцова Е.С. Оценка вредных выбросов в атмосферу от котельных томской области // Известия Томского политехнического университета. 2013. Т. 233. № 4. С. 52-55.
- [4] Электрофильтры ЭГА [Электронный ресурс]. URL: <http://www.elektrofiltr.ru/katalog-elektrofiltrov/ega> (дата обращения 11.01.2017).
- [5] Свидетельство о государственной регистрации патента на изобретение № 2608402. Вертикальный трубчатый электрофильтр / Ф. Р. Исмагилов, И. Х. Хайруллин, М. В. Охотников, В. Е. Вавилов; опубл. 18.01.2017, Бюл. № 2.
- [6] Павленко А. М. Электрофильтры. Инновационные технические решения. // Сборник докладов v международной конференции «пылегазоочистка-2012» – С. 24-28.
- [7] Давлетова А. Р., Охотников М. В., Нусенкис А. А. Влияние формы коронирующего электрода на осаждение мелкодисперсных частиц // X Всероссийская молодежная научная конференция МАВЛЮТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ. Уфимский государственный авиационный технический университет. – 2016.
- [8] Исмагилов Ф. Р., Хайруллин И. Х., Нусенкис А. А., Охотников М. В., Вавилов В. Е. Трассировка частиц в электрическом поле электрофильтра с цилиндрическими осадительными электродами // Фундаментальные исследования. – 2016. № 7, (часть 1). – С. 23-28.

Совершенствование методики определения эффективности разрабатываемых защитно-диагностических устройств диагностирования цепей ротора асинхронного двигателя

С.В. Малышев, Д.М. Баннов, В.И. Полищук
ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»
Самара, Россия
E-mail: msv2525@ya.ru

Аннотация — при эксплуатации асинхронных двигателей (АД) на электрические повреждения приходится около 34% всех отказов АД. При этом, в зависимости от типов АД, витковые замыкания составляют 15-93% от этих повреждений. В связи с недостатком достоверных статистических данных по повреждениям в обмотке ротора АД целесообразным видится применение математической модели определения вероятности повреждений АД, лежащей в основе методики по оценке эффективности разрабатываемых защитно-диагностических устройств выявления витковых замыканий в фазной обмотке ротора АД.

Ключевые слова — асинхронный двигатель; фазная обмотка ротора; эффективность защитно-диагностического устройства

Improvement the method of determining the efficiency of developed protective-diagnostic devices for diagnostics of rotor circuits of the induction motor

Sergei Malyshev, Dmitriy Bannov, Vladimir Polishchuk
Samara State Technical University
Samara, Russian Federation
E-mail: msv2525@ya.ru

Abstract — during exploitation induction motors (IM), on electrical damage about 34% of all IM failures occur. In this case, depending on the types of IM, the turn-to-turn short-circuit constitute 15-93% of these faults. Due to the lack of reliable statistical data on damages in the phase-wound IM, it is advisable to use a mathematical model for determining the probability of damage to IM, which is the basis of the methodology for assessing the effectiveness of the developed protective-diagnostic devices for detecting turn-to-turn in the phase-wound rotor of the IM.

Keywords — induction motor; phase-wound rotor; efficiency protective-diagnostic device

I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время асинхронные электродвигатели (АД) являются потребителями более 70% всей электроэнергии в стране. Опыт эксплуатации АД свидетельствует о большом количестве отказов, происходящих по причине аварийных ситуаций [1]. Ежегодно выходит из строя около 20-25 % от общего количества АД [2]. Отказы электродвигателей вызывают нарушения технологических процессов, что приводит к значительному сопутствующему ущербу и необходимости проведения ремонтных работ на электродвигателях [3]. Доля электрических повреждений АД составляет около 34 % от всех причин неисправности АД, при этом на замыкание межвитковой изоляции различных обмоток приходится около 15% от общего числа неисправностей АД [4].

Для своевременного выявления дефектов и условий, способствующих их возникновению, применяются защитно-диагностические устройства (ЗДУ). При этом, в связи с недостатком достоверных статистических данных (в частности – по видам витковых замыканий) возникает проблема грамотного формирования технического задания

на разработку таких устройств, поскольку они разрабатываются на конкретные виды электрических повреждений, что сложно осуществить без проведения предварительного анализа целесообразности использования такого устройства. Целью данной работы является изложение материала по разработке методики оценки эффективности ЗДУ диагностирования межвиткового замыкания в обмотке фазного ротора АД.

II. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАЩИТНО-ДИАГНОСТИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ

Фазные роторы электрических двигателей мощностью до 10 кВт имеют, как правило, всыпную однослойную обмотку. Конструктивное исполнение паза всыпной обмотки представлено на Рис. 1. Элементами модели являются проводники 1 обмотки ротора в пазу 2, которые разделены изоляцией проводника 3 и изоляцией паза 4. Для разработки методики оценки эффективности ЗДУ диагностирования межвиткового замыкания в обмотке фазного ротора АД воспользуемся математической моделью определения вероятности повреждения АД. Считается, что витковые замыкания происходят в пределах паза всыпной обмотки. Также

принимая, что возможны замыкания на землю и / или витковое замыкание через корпус.

При расчете вероятности замыкания витков обмотки ротора принимаем следующие допущения: форма паза всыпной обмотки – прямоугольная; горизонтальное расположение рядов проводников в пазу – параллельное; замыкание возможно только между рядом расположенными друг к другу проводниками, либо между корпусом и прилегающими к нему проводниками; короткое замыкание проводников в пазу или на корпус не зависит от разности потенциалов и поэтому принимается той же степени вероятности.

Модель рассмотрим на примере однослойной всыпной обмотки фазного ротора до 10 кВт. Расчетная схема паза всыпной обмотки с принятыми выше допущениями представлена на Рис. 2. Где n – число проводников в ряду, а m – число рядов проводников в пазу. Число витков в одном пазу составит:

$$K = n \cdot m$$

Число витковых замыканий в пазу определяется как сумма вероятных замыканий, количество которых зависит от числа одновременно замкнувшихся проводников в пазу. Например, при замыкании одного витка в случае с примыканием друг к другу соседних проводников в всыпной обмотке возможное количество таких замыканий составит $K-1$ случаев, а при одновременном замыкании R витков – $K-R$ случаев. Общее количество возможных витковых замыканий описывается по формуле:

$$N_f = K(K-1)/2$$

Количество однофазных замыканий на землю в одной точке определяется количеством проводников, располагающихся вдоль стенки паза:

$$N_g = 2m + (n-2),$$

При замыкании фазного ротора на землю в двух точках могут замыкаться проводники не только в одном пазу, но и с проводниками в других пазах, в том числе, возможно, и междуфазное замыкание через корпус.

Количество возможных замыканий через корпус составит:

$$N_c = \frac{(2m+n-3)^2}{2f},$$

где f – число фаз АД.

Общее возможное количество замыканий составит:

$$N_{\Sigma} = N_f + N_g + N_c,$$

Для определения вероятности того или иного вида замыкания необходимо будет составить соотношение количества возможных замыканий определенного вида к общему количеству замыканий.

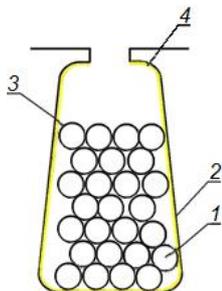


Рис. 1. Конструктивное исполнение паза всыпной обмотки

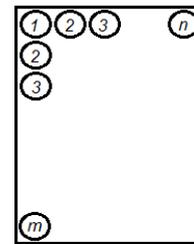


Рис. 2. Расчетная схема паза всыпной обмотки с принятыми допущениями

Например, вероятность витковых замыканий в пазу составит:

$$P_f = N_f / N_{\Sigma}$$

Так, при $m=5$ и $n=2$ вероятность витковых замыканий будет составлять 65,2 %; однофазных замыканий на землю – 14,5 %; замыканий через корпус – 20,3 %.

Приведенный принцип математического описания определения вероятности возникновения того или иного вида замыкания можно использовать и для других типов фазных роторов, в том числе – в конструкции которых применяются металлические стержни.

Для определения приемлемого уровня чувствительности ЗДУ, определяемого минимальным числом витков, на которые надежно срабатывает устройство, установим вероятность срабатывания того устройства:

$$P_d = \frac{(K-v)^v}{(K-1)^v},$$

где v – чувствительность ЗДУ.

Например, при тех же значениях $m=5$ и $n=2$ и чувствительности ЗДУ в $v=2$ вероятность срабатывания устройства составит 0,79 (защита сработает в 79 случаях из 100). А при значениях чувствительности $v \geq 3$ вероятность срабатывания находится на таких низких значениях, что разработка ЗДУ с такими уровнями чувствительности становится нецелесообразной.

Понимая вероятность возникновения того или иного вида межвиткового замыкания, а также зная приемлемые значения чувствительности в фазном роторе конкретного АД, можно определять целесообразность разрабатываемого для него ЗДУ или оценить применимость уже существующих устройств.

Список литературы

- [1] Пономарев, В.А., Суворов, И.Ф. Комплексный метод диагностики асинхронных электродвигателей на основе использования искусственных нейронных сетей. // Новости электротехники. Информационно-справочное издание. URL: <http://www.news.elteh.ru/project/neuron.php> (дата обращения: 30.05.17).
- [2] Загирьяк, М.В., Ромашихина, Ж.И., Калинов, А.П. Диагностика поврежденных стержней ротора в асинхронном двигателе на основании анализа его магнитного поля. // Вестник НТУ «ХПИ». - 2012. - № 49 (955). - С. 38-48.
- [3] Грундулис, А.О. Защита электродвигателей в сельском хозяйстве. / 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Агропромиздат. – 1988. – 111 с.
- [4] Шевчук, В.А., Семёнов, А.С. Сравнение методов диагностики асинхронного двигателя. // Международный студенческий научный вестник. – 2015. – №3. – С. 419-423.

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА УСТАНОВКИ ДАТЧИКА МАГНИТНОГО ПОТОКА ЗАЩИТНО-ДИАГНОСТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ОБМОТКИ РОТОРА ТУРБОГЕНЕРАТОРА

М.В. Крицкий, В.И. Полищук, А.Р. Игамов

ФГБОУ ВО "Самарский государственный технический университет", Самара, Россия

E-mail: nurochka18@yandex.ru

Аннотация — последнее время все больший интерес у разработчиков защитно-диагностических систем электрических машин вызывают способы, связанные с анализом магнитных потоков машин. Это позволяет строить системы способные контролировать такие виды трудновывявляемых дефектов как эксцентриситет, витковые замыкания в обмотке ротора турбогенератора и т.д. В связи с использованием в качестве источника информации магнитометрического датчика возникает проблема определение наиболее информативных и технически реализуемых мест установки датчика. Работа посвящена разработке методики по моделированию магнитных потоков в торцевой зоне и в валу турбогенератора с целью определения наиболее информативного места установки магнитометрического датчика. При проведении исследования была разработана новая методика определения магнитных потоков в ферромагнитных элементах торцевой зоны турбогенератора. Предварительные данные индукции от обмоток машины определялись программным комплексом. Методика позволяет рассчитать магнитные потоки с точностью порядка 15%, но при этом передается вся картина изменения процессов магнитных потоков, что позволяет анализировать и выявлять наиболее информативные места установки датчиков. Предлагаемая методика моделирования магнитных потоков в ферромагнитных элементах торцевой зоны турбогенератора проста и практична при определении оптимального места установки магнитометрического датчика магнитного потока в ферромагнитных элементах торцевой зоны турбогенератора.

Ключевые слова — диагностическая система; турбогенератор; витковые замыкания; датчик магнитного поля.

MAGNETIC FLUX DATA POINT DEFINITION TECHNIQUE OF THE TURBO-GENERATOR ROTOR WINDING PROTECTIVE ANALYZER

M. V. Kritsky¹, V. I. Polishchuk¹

¹Samara State Technical University, Samara, Russian Federation

E-mail: nurochka18@yandex.ru

Abstract — lately the increasing interest of electrical machines protective analyzers developers is arouse in the ways connected with the magnetic fluxes of electrical machines analysis. It allows making systems capable to control such types of the hardly revealed defects as eccentricity; turn-to-turn short-circuits in the turbo-generator rotor winding, etc. Due to using as a source of information of the magnetic intrusion detector there is a problem definition of the most informative and technically realized data point. The paper is devoted to magnetic fluxes modeling method development in the front zone and in the turbo-generator shaft for the purpose of the most informative data point of the magnetometric sensor definition. When carrying out the research the new technique of magnetic fluxes definition in ferromagnetic elements of the turbo-generator front zone has been developed. Induction proxy data from the windings were defined by a program complex. The technique allows calculating magnetic fluxes with the accuracy about 15%, but at the same time magnetic fluxes processes change is transferred that allows analyzing and revealing the most informative data points. The offered technique of magnetic fluxes modeling in ferromagnetic elements in the front zone of a turbo-generator is simple and practical when determining the optimum data point of the magnetometric sensor of the magnetic flux in ferromagnetic elements of the turbo-generator front zone.

Key-words — diagnostic system; turbo-generator; turn-to-turn short-circuit; magnetic-field sensor.

ВВЕДЕНИЕ

С развитием современной электроэнергетики все более высокие требования предъявляются к надежности генерирующего оборудования, которая обеспечивается, в том числе, и системами ранней технической диагностики скрытых электрических дефектов в обмотках турбогенераторов.

Одним из перспективных направлений, при проектировании систем защит и диагностики сложных электрических дефектов, является использование новых принципов получения и обработки диагностической информации. Одним из перспективных источников диагностической информации выступает анализ симметрии магнитного поля машины на основе данных с магнитометрических преобразователей [1,2]. Как показывает анализ [1-5], такие системы обладают высокой чувствительностью и из-за конструктивных особенностей синхронных машин практически не зависят от несимметрии нагрузки [3]. Проектирование таких преобразователей, например, индукционных, основано на расчетных данных уровня магнитного поля рассеяния торцевой зоны синхронной машины и магнитных потоков в ферромагнитных элементах конструкции машины.

Исходя из того что датчики в виде магнитного шунта возможно располагать на внешней стороне торцевого щита, требуются знания уровня и формы магнитных потоков в торцевом щите и распределение поля в торцевой зоне. Точное моделирование таких полей является крайне сложной задачей, поэтому перед исследователями ставилась задача оценить магнитные потоки в торцевой зоне на основе приближенной методики моделирования этих потоков.

Цель. Разработать упрощенную методику определения магнитных потоков в торцевом щите турбогенератора для определения места установки магнитометрического датчика магнитного потока (ДМП). На основании данных потоков от статорной и роторной обмоток, необходимо выявить место установки, в котором составляющая магнитного потока от обмотки ротора намного превышает статорную, что позволит разработать защитно-диагностическую систему, реагирующую на витковые замыкания в обмотке ротора турбогенератора.

Постановка задачи. На основании имеющихся данных моделирования магнитной индукции в торцевой зоне, упрощенно определить магнитные потоки в ферромагнитных элементах торцевой зоны турбогенератора.

Методы и средства. Наиболее удобное, эффективное и технически реализуемое место размещения датчика магнитного потока является торцевая зона турбогенератора рис. 1.

На рис. 2 показана расчетная схема распределения магнитных потоков в торцевой зоне турбогенератора. Схема представляет собой ферромагнитный канал, ограниченный на участке А-Б магнитопроводами статора и ротора, на участке Б-В – верхняя часть корпуса торцевой зоны ТГ, участок В-Г – торцевой щит, участок А-Г вал ротора.

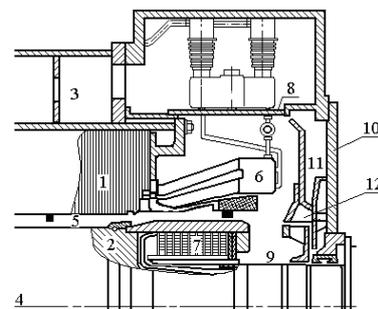


Рис. 1. Торцевая зона ТВВ-500

На рис. 1. 1 – магнитопровод статора; 2 – корпус ротора; 3 – вентиляционные каналы; 4 – ось вращения ротора; 5 – воздушный зазор; 6 и 7 обмотки статора и ротора; 8 – выводы; 9 – вал ротора; 10 – торцевой щит; 11 – стенка вентиляционного канала; 12 – вентилятор.

При моделировании магнитной индукции задаются граничные условия на стенках ферромагнитного канала. Характерной особенностью моделирования индукции в торцевой зоне является учет в модели стенки вентиляционного канала – 11. Расчет индукции проводился методом конечных элементов в программном комплексе.

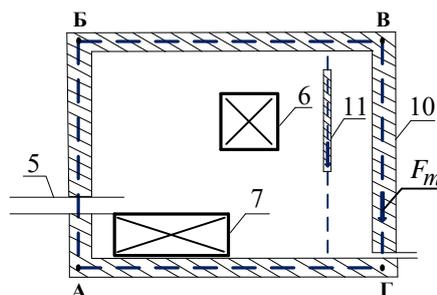


Рис. 2. Расчетная схема.

На рис. 3 приведены результаты расчета распределения нормальной составляющей магнитной индукции по пограничным поверхностям торцевой зоны ТВВ-500, рассчитанные для режима номинальной нагрузки отдельно для обмотки статора – красная линия и обмотки ротора – синяя линия.

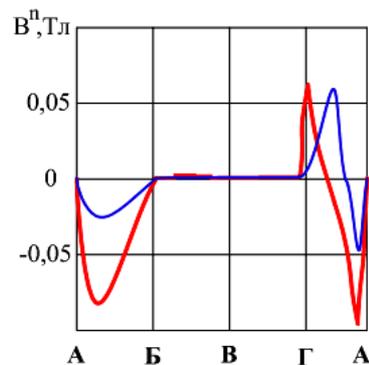


Рис. 3. Распределение магнитной индукции от обмоток статора и ротора ТВВ-500 по поверхности ферромагнитных стенок торцевой зоны.

Моделирование магнитных потоков вдоль поверхности торцевой зоны осуществляется в следующем порядке. Ферромагнитные поверхности вдоль контура разбиваются на площадки с размерами $\Delta Y \times b_x$ и $\Delta Z \times b_x$, где b_x – размер площадки вдоль оси x (рис. 4).

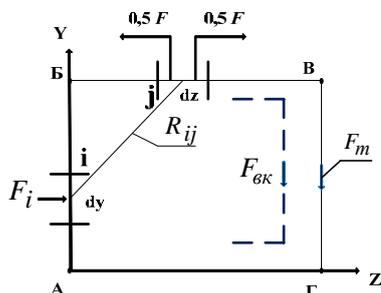


Рис. 4. Расчетная схема.

Далее определяются их координаты – y_i, z_i и воздушный промежуток между ними R_{ij}

$$R_{ij} = \sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2}$$

После чего находится расстояние между всеми элементами i и j

$$R_{si} = 1 / \sum_j \frac{1}{R_{ij}}$$

и часть магнитного потока F_i через j элемент.

$$F_{ij} = F_i R_{si} / R_{ij}$$

Магнитный поток вдоль i площадки определяется как сумма потоков F_{ij} в ее границах (рис. 5).

На рис. 5 приведен результат расчета магнитного потока по участкам обхода ферромагнитного канала. Наибольший интерес вызывает участок В-Г (торцевой щит), на котором видно, что существует зона в которой составляющая магнитного потока от обмотки статора минимальна, а от обмотки ротора имеет величину значительно ее превосходящую (указанно штрих пунктирной линией).

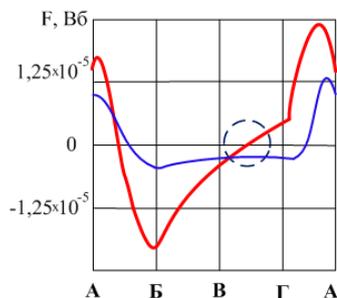


Рис. 5. Распределение магнитных потоков по ферромагнитным стенкам.

Предлагаемый метод моделирования магнитных потоков в ферромагнитных элементах торцевой зоны ТГ прост, но при этом имеет довольно большую погрешность, порядка 20%. Тем не менее, он позволяет получить данные о наиболее оптимальном месте установки ДМП.

Список литературы

- [1] Глебов И. А., Данилевич Я. Б. Диагностика турбогенераторов. - Л.: Наука. Ленингр. отд-ние, 1989. 119с.
- [2] Новожилов А.Н., Воликова М.П. Устройство защиты обмотки ротора синхронного генератора от двойных на землю и витковых замыканий. // "Электричество". – 2012. – №6. – С. 54-59.
- [3] Новожилов А.Н., Горюнов В.Н., Новожилов Т.А. Способ защиты обмотки ротора синхронного генератора от витковых замыканий на двух индукционных преобразователях. // "Электричество". – 2010. – №8. – С. 64-67.
- [4] Полищук В.И. Моделирование магнитного поля рассеяния в торцевой зоне синхронных машин. // Известия Томского политехнического университета. — 2011. – т. 319. – № 4. – С. 88-93.
- [5] Полищук В. И., Хамухин А. А. Выявление витковых замыканий обмотки ротора синхронного генератора на основе вейвлет-анализа магнитных потоков рассеяния // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. – № 5. – С. 85–93.

Определение нейтронно-физических характеристик на основе обращенных решений уравнений динамики реактора

М.А. Вольман, В.К. Семенов

Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина
Иваново, Россия
maria_volman@mail.ru

Аннотация — Безопасный пуск и последующая эксплуатация ядерного реактора возможны только при знании его нейтронно-физических характеристик. В настоящее время широкое применение получили тренажеры энергоблоков. В отличие от действующего энергоблока на тренажере появляется уникальная возможность экспериментировать с различными методиками теоретического обоснования физических экспериментов и способами их реализаций. В данной работе использован аналитический тренажер энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-1000. Разработаны новые методики определения барометрического и температурных по температуре топлива и теплоносителя коэффициентов реактивности, а также построения интегральной и дифференциальной характеристик отдельных групп органов регулирования для топливной загрузки, моделируемой аналитическим тренажером, на основе математического анализа обращенных решений уравнений динамики реактора. Полученные в рамках реализации этих методик результаты согласуются с теми, что дает стандартная методика, но в отличие от неё они требуют проведения меньшего числа экспериментов без ограничений по поддержанию параметров реакторной установки. Методики внедрены в рамках комплекса обучающих программ с использованием аналитического тренажера энергоблока АЭС.

Ключевые слова — АЭС, ВВЭР, реакторные измерения, аналитический тренажер

Determination of neutronic characteristics based on inverted solutions of reactor dynamics equations

Maria Volman, Vladimir Semenov

Ivanovo State Power Engineering University
Ivanovo, Russian Federation
maria_volman@mail.ru

Abstract — Safe start-up and subsequent operation of a nuclear reactor are possible only with exact knowledge of its neutron characteristics. Analytical simulator for a nuclear power plant generating unit with water-cooled reactor VVER-1000 are used. New methods of determining temperature and barometric coefficients of reactivity, differential and integral efficiencies of reactor control and safety system control units are designed. They are based on inverted solutions of reactor dynamics. Results of their application agree with the results of standard procedure. The developed methods require fewer experiments and limitations. The methods were implemented within the framework of a set of training programs for analytical simulator.

Keywords — nuclear power plant, water-cooled power reactor, neutron measurements, analytical simulators

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в учебно-тренировочных центрах атомных станций нашей страны создан современный парк программно-технических средств обучения, наиболее сложными компонентами которого являются полномасштабные, аналитические и многофункциональные тренажеры для всех типов энергоблоков, эксплуатируемых в России. Постепенно тренажерные комплексы внедряются и в вузовскую

подготовку. Тренажер, как любая математическая модель, позволяет провести расчет динамики процессов как в прямом направлении, когда по известным характеристикам рассчитываются динамические характеристики объекта, так и построить так называемые обращенные решения, когда по известным динамическим характеристикам можно определить правые части дифференциальных уравнений и заложенные в них характеристики. Примером тому является известное обращенное решение уравнений кинетики реактора,

позволяющее построить математическую модель реактметра. Актуальным представляется использование тренажеров для разработки методик теоретического обоснования и способов реализации нейтронно-физических реакторных измерений, поскольку безопасный пуск и последующая эксплуатация ядерного реактора возможны только при знании его нейтронно-физических характеристик с точностью, удовлетворяющей требованиям правил ядерной безопасности и теплотехнической надежности активной зоны.

II. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ТРЕНАЖЕР ЭНЕРГОБЛОКА

В работе использован аналитический тренажер энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-1000. В основе тренажерного комплекса лежит математическое моделирование нейтронно-физических, тепломеханических, теплофизических и других процессов и, как следствие, построение модели функционирования энергоблока в различных режимах в реальном времени. Тренажер реализован на персональном компьютере в программной среде 3KeyMaster™ [1]. Его широкие возможности позволяют проводить эксперименты над активной зоной, моделировать различного рода штатные и аварийные ситуации, а мобильность и удобство при работе на персональном компьютере дают возможность эффективного использования в учебном процессе.

III. МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕЙТРОННО-ФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК

На основе математического анализа обращенных решений уравнений динамики реактора нами предложены методики определения барометрического ($\partial\rho/\partial P_1$) и температурных по температуре топлива ($\partial\rho/\partial T_U$) и теплоносителя ($\partial\rho/\partial T_B$) коэффициентов реактивности на мощности, а также интегральной и дифференциальной характеристик отдельных групп органов регулирования. Методики реализованы на аналитическом тренажере энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-1000.

Для определения коэффициентов реактивности рассмотрен реализованный на аналитическом тренажере переходный процесс, в ходе которого реактор на номинальном уровне мощности переводился из одного стационарного состояния в другое стационарное состояние за счет погружения регулирующей группы в активную зону на небольшую величину. Изменение реактивности реактора в ходе этого процесса имеет вид

$$\Delta\rho(t) = \Delta\rho_{\text{СУЗ}}(t) + (\partial\rho/\partial T_U) (T_U(t) - T_U(0)) + (\partial\rho/\partial T_B) (T_B(t) - T_B(0)) + (\partial\rho/\partial P_1) (P_1(t) - P_1(0)).$$

Здесь $\Delta\rho_{\text{СУЗ}}(t)$ – эффект реактивности, обусловленный погружением группы; $T_U(t)$, $T_B(t)$, $P_1(t)$ – соответственно зависимости от времени температуры топлива, температуры теплоносителя в реакторе и давления в первом контуре; $T_U(0)$, $T_B(0)$, $P_1(0)$ – соответственно значения этих параметров в первоначальном стационарном состоянии.

При переходе из начального стационарного состояния в конечное стационарное состояние $\Delta\rho = 0$, поэтому

максимальный эффект реактивности, обусловленный погружением группы, определится следующим условием:

$$\Delta\rho_{\text{СУЗ max}} = (\partial\rho/\partial T_U) (T_U(0) - T_U(t_k)) + (\partial\rho/\partial T_B) (T_B(0) - T_B(t_k)) + (\partial\rho/\partial P_1) (P_1(0) - P_1(t_k)),$$

где t_k – момент времени, когда достигнуто конечное стационарное состояние.

Тогда зависимость реактивности от времени после окончания погружения группы в зону определяется выражением

$$\Delta\rho(t) = (\partial\rho/\partial T_U) (T_U(t) - T_U(t_k)) + (\partial\rho/\partial T_B) (T_B(t) - T_B(t_k)) + (\partial\rho/\partial P_1) (P_1(t) - P_1(t_k)).$$

Зависимости от времени для температуры теплоносителя и давления в первом контуре получены на аналитическом тренажере непосредственно, а зависимость температуры топлива от времени найдена из решения уравнения теплового баланса. В соответствии с последним выражением рассмотрена часть динамического процесса, начиная с момента времени t_1 , когда погружение группы в зону закончено. Нахождение коэффициентов реактивности осуществлялось по методу наименьших квадратов, для этого составлен функционал, а значения неизвестных коэффициентов $\partial\rho/\partial T_U$, $\partial\rho/\partial T_B$, $\partial\rho/\partial P_1$ определялись из условия минимальности среднеквадратичного отклонения подинтегральной функции от нуля.

Зная коэффициенты реактивности, можно определить эффект реактивности, обусловленный погружением группы, а значит, и эффективность группы. Построение интегральной и дифференциальной характеристик группы органов регулирования может быть выполнено как в ходе ступенчатого погружения группы и серии переходов от одного стационарного состояния к другому, так и в динамическом процессе погружения группы сразу на всем интервале изменения ее положения в активной зоне.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложенная методика в отличие от представленных в соответствующих руководящих документах требует проведения меньшего числа экспериментов без ограничений по поддержанию параметров реакторной установки. Полученные же с ее помощью результаты для нейтронно-физических характеристик моделируемой аналитическим тренажером топливной загрузки согласуются с результатами, полученными на тренажере по стандартным методикам.

Методики внедрены в рамках комплекса обучающих программ с использованием аналитического тренажера энергоблока АЭС.

Список литературы

- [1] Western Services Corporation [офф. сайт]. URL: <http://www.ws-corp.com>

Функциональное представление работы подразделений объекта энергетики по приемке и контролю топлива

Т.С. Тайлашева¹, Е.С. Воронцова¹, Д.А. Крюков¹, С.Н. Дронова²

¹ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»,

²ФГБОУ ВО «Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники»

г. Томск, Россия

E-mail: ves@tpu.ru

Аннотация – на крупных объектах энергетики, использующих энерготехнологическое оборудование, зачастую возникает необходимость в оптимизации процесса работы с топливом. Сжиганию топлива предшествует целый алгоритм взаимодействий подразделений объекта по приемке, входному контролю, лабораторным испытаниям и разгрузке топлива. При этом весь комплекс мероприятий предусматривает ведение большого объема документов с использованием нормативно-технической базы. Кроме того, при выявлении каких-либо несоответствий показателей топлива, заявленных поставщиком, ведется претензионная работа. Наличие данных обстоятельств обуславливает внедрение программного комплекса по работе с топливом. При разработке программных комплексов используются объектно-ориентированные языки программирования. Первоначальной задачей являлось создание базы данных с пользовательским интерфейсом. Разработана база данных для программного комплекса крупных объектов энергетики, включающая в себя нормативно-техническую документацию, а также основные рабочие шаблоны. База данных может использоваться на предприятиях, работающих с топливом, предварительно оптимизированная под специфику технологических процессов объекта. Разработанная база данных позволит повысить оперативность персонала, сократить время на выполнение отдельных операций, безошибочно и своевременно заполнять документы, повысить уровень контроля и эффективности работы в целом.

Ключевые слова: энергетика; топливо; входной контроль; претензионная работа; информационные технологии; программный комплекс.

The functional representation of work of the power engineering object subdivisions for fuel accepting and monitoring

Tatyana Taylasheva¹, Elena Vorontsova¹, Denis Kryukov¹, Svetlana Dronova²

¹National Research Tomsk Polytechnic University,

²Tomsk State University of Control Systems and Radioelectronics,

Tomsk, Russian Federation

E-mail: ves@tpu.ru

Abstract – at the large engineering facilities, using power equipment often there is a need arises for optimization process of work with fuel. Before combustion of fuel, there is the algorithm of interactions of divisions of an object for accepting, initial check, laboratory test and unloading of fuel. At the same time all complex of actions provides maintaining large content of documents with use of normative and technical base. Besides, at detection of any discrepancies of the indicators of fuel declared by the supplier claims activities are conducted. Existence of these circumstances causes introduction of a program complex for work with fuel. When developing program complexes object-oriented programming languages are used. A tentative task was creation of the database with the user interface. The database for a program complex of large engineering facilities including the norms and specifications, and the main working templates is developed. The database can be used at the enterprises working with fuel, beforehand optimized under specifics of technological processes of an object. The developed database will allow to increase efficiency of personnel, to reduce time for realization of separate operations, unmistakably and timely to fill in documents, to increase the level of monitoring and overall performance in general.

Key-words: power-engineering; fuel; initial check; claim work; information technology; program complex.

I. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

Каноном проектирования энергетического объекта служит необходимая потребляемая мощность. В соответствии с этим, требуется оборудование способное ее обеспечить, в частности, энергетические котлы. Конструкции котлов напрямую зависят от топлива, на которое проектируются. По многим причинам на энергетических объектах может осуществляться замена проектного топлива на близкое по характеристикам, либо менее качественное, но экономически выгодное или же переход на другой вид топлива. Как известно характеристики топлива даже одного месторождения варьируются в определенном диапазоне, обозначенном в сертификате или договоре на поставку топлива. Но даже незначительное изменение характеристик может привести к ухудшению работы энергетического оборудования и его элементов.

Одним из мероприятий предотвращения неблагоприятных последствий, является качественный входной контроль, проводимый на объектах энергетики. Входной контроль включает в себя такие этапы, как приемка топлива, отбор проб и экспресс-анализ, лабораторные испытания, разгрузка. Каждый этап состоит из ряда последовательных действий, закрепленных нормативными и внутренними документами. В силу того, что входной контроль обеспечивается сразу несколькими подразделениями объекта, это может приводить к сложностям взаимодействия. Внутри подразделений также ведется последовательность действий по подготовке и дальнейшим операциям на установление соответствия характеристик топлива заявленным [1]. Каждое действие сопровождается ведением различных актов, записей в журналах, отчетов и нормативно-технической базы, что в итоге приводит к большому объему документации. Поэтому авторами предлагается внедрение программного комплекса по работе с топливом [2].

II. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Сотрудник должен иметь возможность обратиться к нужному документу в любое время. Поэтому для сокращения времени поиска, сбора и обработки данных необходимо разработать графический интерфейс доступа к файлам. А так же возможность добавления, удаления, редактирования файлов.

Для реализации программного модуля был выбран объектно-ориентированный язык программирования C#, разработанный компанией Microsoft в 2001 году. В качестве среды разработки использовался инструмент для создания программного обеспечения Microsoft Visual Studio. Данный инструмент предоставляет возможность разрабатывать приложения с графическим (пользовательским) интерфейсом (рис.1), благодаря поддержке технологии Windows Forms.

Разработанный программный модуль (комплекс) соответствует следующим требованиям:

- работа на операционной системе MS Windows;
- архивирование документов согласно заданному расписанию;

- работа с документами различного формата (docx, pdf, txt, rtf и т.д);
- графический интерфейс доступа к файлам.

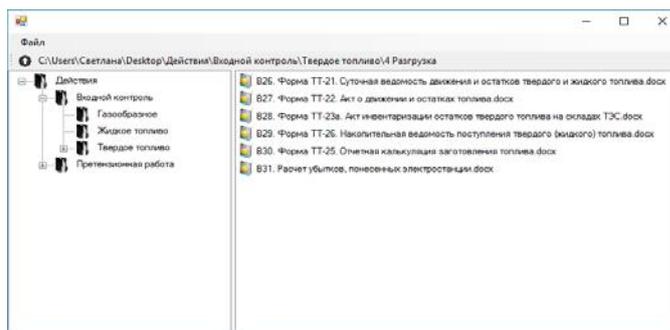


Рис.1 – Интерфейс программного комплекса

В программном модуле существует возможность установить путь к конкретной папке, где расположены необходимые для работы сотрудников файлы.

Для этого необходимо выбрать пункт меню «Файл» / «Настройки» / «Путь к корневой папке» и указать каталог, в котором хранятся документы. Данный каталог может находиться, как на локальном диске компьютера, так и на сервере компьютерной сети предприятия. Добавить или удалить файл можно через контекстное меню (рис.2).

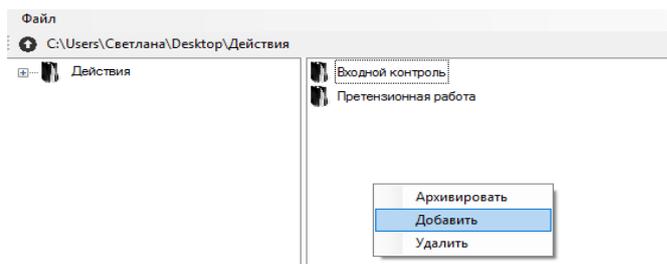


Рис.2 – Контекстное меню

Так же реализована возможность создания автоматического архива документов согласно заданному расписанию. Для настройки необходимо выбрать пункт меню «Файл» / «Настройки» / «Настройки архива». В появившейся форме указывается путь откуда осуществляется перемещение файла и куда, а также период, через который происходит перемещение файлов (рис. 3).

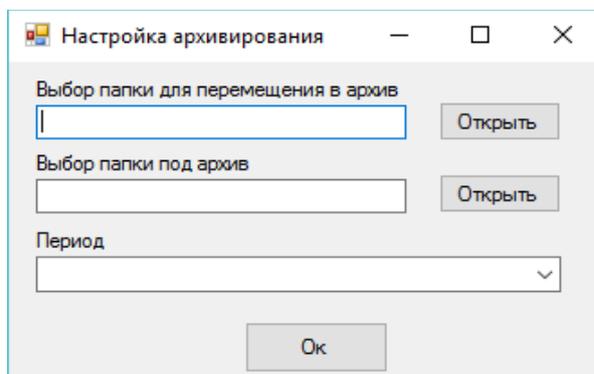


Рис. 3 – Настройка архивации

В правом окне при двойном нажатии левой кнопкой мыши по документу, находящемуся в правом окне программы, происходит его открытие с помощью текстовых редакторов установленных на компьютере.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Результатом служит готовый программный продукт «SLG FUEL», рассчитанный на работу в локальной сети предприятий с ориентацией под их специфику, ввиду уникальности каждого объекта, использующего различные технологии и оборудование. Таким образом, каждое из предприятий имеет собственный набор внутренних документов, нормативно-технической документации, актов и др. Наличие данных факторов показывает необходимость в компьютере-сервере, где будет находиться база данных и обновляться системным администратором предприятия.

Схема программного комплекса со всеми своими связями между подразделениями предприятия представлена на рис. 4.

При выборе одного из видов топлива (для примера рассматривается твердое топливо) нужно выбрать подразделение:

- Узел учета топлива;
- Комплекс контроля качества топлива;
- Химическая лаборатория;
- Разгрузка.

При выборе одного из подразделений (для примера рассматривается узел учета топлива) открывается новое диалоговое окно, включающее в себя следующие вкладки:

- Общие документы;
- Текущие документы;
- НТД;
- Шаблоны;
- Архив.

Общие документы – документы, необходимые для работы нескольким подразделениям (договор, заявка, накладная и т.д.). Правом вносить изменения обладает ответственное подразделение, в ведомстве которого находится обновление определенных документов. Доступ к общим документам открыт любому из подразделений.

Текущие документы – заполненные шаблоны, которые хранятся в этой вкладке до тех пор, пока не будут актуализированы, при этом, автоматически отправляясь в архив.

НТД (нормативно-техническая документация) – ГОСТы, СТО, СО, РД и т.д., принятые энергетическим объектом и действующие на текущий момент работы с топливом в программном модуле. Для упрощения работы с нормативно-технической документацией составляется реестр, включающий также внутренние документы энергообъекта.

Шаблоны – формы документов с уже заполненными полями, соответствующие нормативным документам, а также формы, принятые и утвержденные на энергетическом объекте.

Архив – вкладка, предназначенная для хранения документов, имеющих ценность за определенный период. Включает в себя двенадцать ячеек для каждого месяца года. Архив находится в общем доступе и при необходимости любой документ можно использовать.

В соответствии с ч. 1 ст. 17 Федерального закона от 22.10.2004 № 125-ФЗ «Об архивном деле в Российской Федерации», организации обязаны обеспечивать сохранность архивных документов, в течение сроков их хранения, установленных федеральными законами, или иными нормативными правовыми актами Российской Федерации, так как документы имеют разную степень важности [4].

В случае выявления факта несоответствия каких-либо характеристик топлива заданным или нарушения срока и правил поставки угля ведется претензионная работа [3]. Для этого на начальном этапе работы с программой необходимо выбрать раздел «Претензионная работа». Дальнейшая схема работы с программой по претензионной работе аналогична схеме по входному контролю.

IV. ВЫВОДЫ

Реализован программный модуль в соответствии с сформированными требованиями со следующими возможностями:

- заполнение документов на основе шаблонов;
- архивирование документов согласно заданному расписанию;
- работа с файлами.

Внедрение данного комплекса способно решить такие задачи, как: сокращение времени на выполнение отдельных операций по обработке данных, своевременное и безошибочное заполнение документов, кроме того обеспечится своевременная актуализация нормативно-технической базы и снижение рисков ухудшения работы оборудования при выявлении каких-либо нарушений.

Список литературы

- [1] Крюков Д.А. Обобщенное представление работы с энергетическим топливом на крупных объектах энергетики / Д.А. Крюков, Е.С. Воронцова // Современные тенденции котлостроения: материалы международной научно-практической конференции студентов и аспирантов, Барнаул, 16 марта 2017 г. / Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова (АлтГТУ). – 2017. – С. 42-44.
- [2] Kleshnya, Vadim. Automated Complex Project on the Organization Claim Works With Fuel [Electronic resource] / V. Kleshnya, E. S. Vorontsova, T. S. Taylasheva // MATEC Web of Conferences. – 2017. – Vol. 91 : Smart Grids 2017. – [01025, 4 p.].
- [3] Воронцова Е.С. Организация работы с энергетическим топливом / Е.С. Воронцова, У.В. Дорохова // Современные техника и технологии: сборник трудов XVIII международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, Томск, 9-13 апреля 2012 г. / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). – 2012. – Т.3. – С. 169-170.
- [4] Справочная информация: «Сроки хранения документов организаций» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_121777/ (дата обращения 08.05.17).

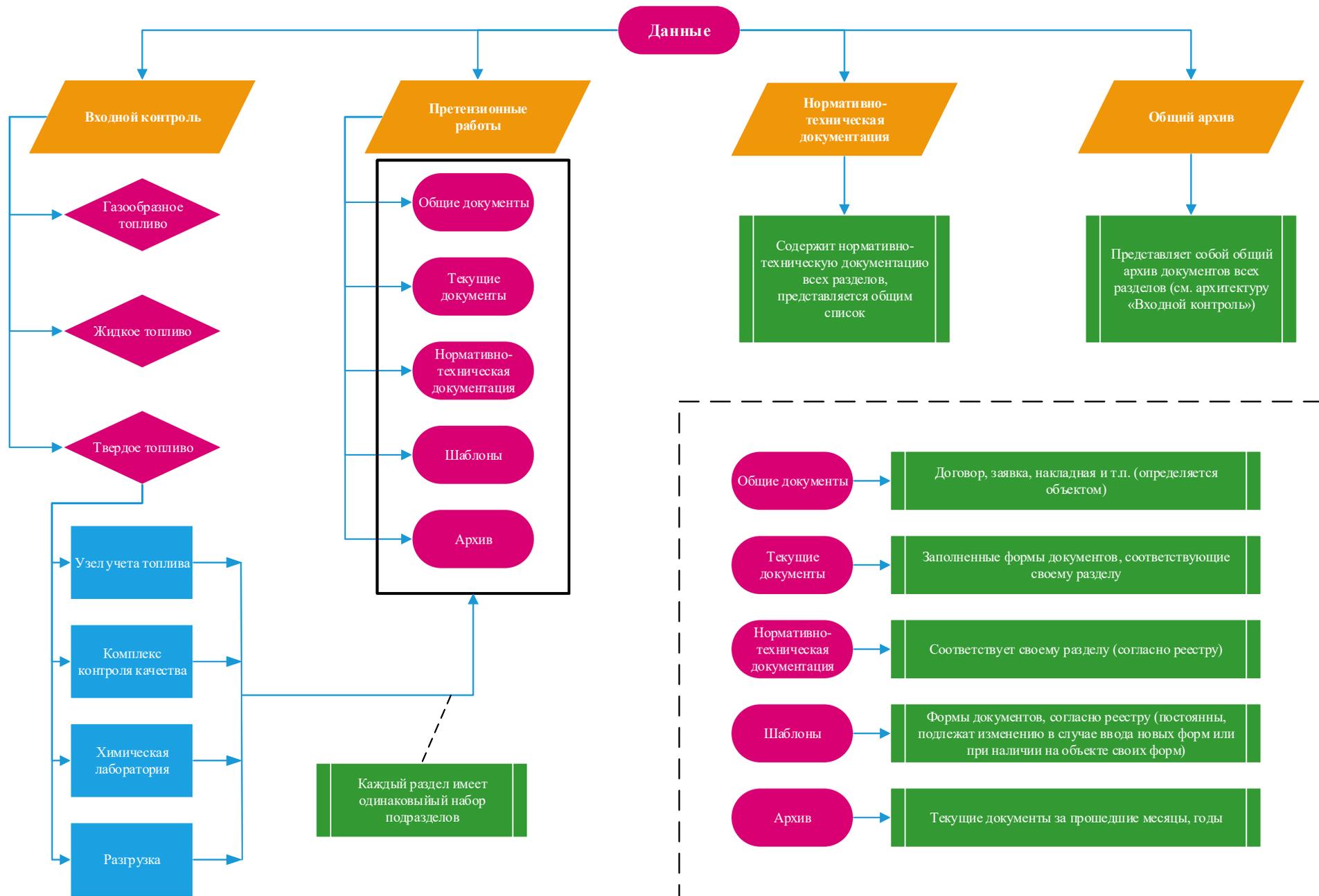


Рис. 4 - Архитектура программы «SLG FUEL»

Совершенствование системы технического водоснабжения АЭС

И.Д. Абрамов¹, И.А. Ростунцова¹

¹ ФГБОУ ВО «Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.»,
Саратов, Россия
E-mail: rostunzeva@mail.ru

Аннотация — проведена оценка целесообразности применения системы Геллера, использующая сухие градирни в схемах технического водоснабжения АЭС как альтернатива пруду-охладителю путем сравнительного анализа показателей охлаждения циркуляционной воды в градирни системы Геллера и пруде охладителе. Разработан алгоритм расчета сухой градирни применением системы Геллера и включения в схему контактных конденсаторов. Реализация алгоритма совместно с внедрением активно-адаптивных элементов позволит повысить уровень надежности и безопасности электроснабжения от АЭС.

Ключевые слова — схема технического водоснабжения; низкопотенциальная часть АЭС, пруд-охладитель, сухая градирня, система Геллера, контактный конденсатор

Improvement of system of technical water supply of the NPP

I. D. Abramov¹, I. A. Rostuntsova¹

¹ Saratov State Technical University of Gagarin Y. A.,
Saratov, Russian Federation
E-mail: rostunzeva@mail.ru

Abstract — an assessment was made of the feasibility of using the Geller system using dry cooling towers in NPP technical water supply schemes as an alternative to a cooling pond by a comparative analysis of the cooling water circulation in the Heller cooling tower and the cooler pond. An algorithm for calculating a dry cooling tower is developed using the Geller system and incorporating contact capacitors into the circuit. The implementation of the algorithm together with the introduction of active-adaptive elements will increase the level of reliability and security of power supply from nuclear power plants

Keywords — scheme of technical water supply; low-potential part of the NPP, pond cooler, dry cooler, Geller's system, contact condenser

1. ВВЕДЕНИЕ

Схема технического водоснабжения - сложный природно-технический комплекс, входящий в состав низкопотенциальной части АЭС. Основными требованиями предъявляемые к техническому водоснабжению являются обеспечение бесперебойной и эффективной работы тепловой схемы станции за счет поддержания навыгоднейшего (экономического) вакуума в конденсаторах независимо от изменения режимов их эксплуатации и экологическая безопасность. Известные в настоящее время схемы технического водоснабжения с прудами-охладителями и градирнями [1] имеют ряд недостатков. Так, применение прудов-охладителей предусматривает размещение главного корпуса вблизи пруда. Насосы размещаются в береговой насосной станции. Это связано со значительными колебаниями уровня воды в водоёме (до нескольких метров). На

сегодняшний день использование прудов-охладителей, несмотря на их достаточную эффективность охлаждения проблематично ввиду их возможного засоления и обрастание микроорганизмами, также необходимостью организации периодической продувки. Для систем охлаждения испарительного типа, использующие градирни необходимо значительное количество добавочной воды. Дренажные стоки с высокой концентрацией солей также способствуют загрязнению природных водоемов. Кроме того, туман, образуемый испарительными градирнями, оказывает отрицательное воздействие на окружающую среду. Проектирование сухих градирен обеспечит решение проблем недостатка воды и экологического ущерба. Такая система выбрасывает только теплый и чистый воздух, который не вызывает необратимых процессов в окружающей среде и дает возможность сооружать электростанцию в отдаленных от источников воды местах.

II. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Проведена оценка целесообразности применения системы Геллера, использующая сухие градирни в схемах технического водоснабжения АЭС как альтернатива пруду-охладителю. В системе Геллера (рис.1) тепло отработанного пара турбин поступает в замкнутую систему циркуляции конденсатора, которая обеспечивает дальнейший отвод и сброс тепла в окружающий воздух через систему мелкорребристых теплообменников типа Форго [2].

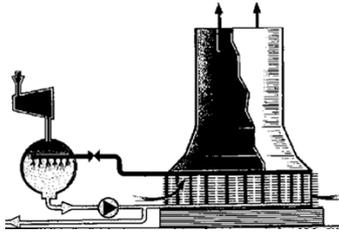


Рис. 1. Принципиальная схема системы Геллера

Теплообменники типа Форго обеспечивают экономичность осуществления воздушного охлаждения при помощи повышенной интенсификации теплоотдачи на воздушной поверхности.

Основным конструкционным материалом теплообменников Форго, из которых собираются охладительные дельты, является чистый алюминий, обладающий высокими теплопередающими свойствами. По данным [2] применение сплошного плоского оребрения теплообменных трубок охладительных дельт системы Геллера, в отличие от широко применяемых спирально навитых теплообменных поверхностей, обеспечивает как увеличение интервалов между очисткой (отмывкой) охладительных дельт, так и легкость их отмывки с применением специального автоматического моечного оборудования. Применяют усовершенствованные конструкции теплообменников с трубками из углеродистой стали (со стальными камерами) и с трубками из легированной стали (для энергоблоков АЭС с ресурсом 60 лет).

Проведено сравнение охлаждения циркуляционной воды в пруду-охладителе и в системе Геллера. Расчет выполнен для АЭС трехконтурного типа с реакторами БН-800 и турбоустановкой К-800-130. Сравнение проведено по значениям электрической мощности, полученных при изменении параметров в конденсаторе в зависимости от температуры охлаждающей воды. Принято, что при перерасчете новые значения параметров в конденсаторе будут влиять только на работу, совершаемую в последнем отсеке турбины, а параметры подогревателей и деаэратора останутся неизменными в течение года.

По температуре пара определено давление насыщения в конденсаторе:

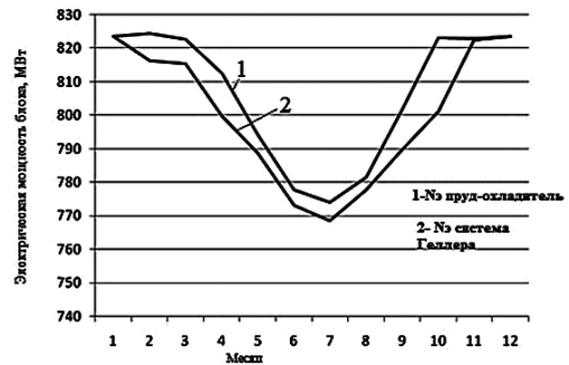
$$P_k = f(t_k).$$

По полученному значению давления пара в конденсаторе определена энтальпия пара на входе в конденсатор по h-s диаграмме:

$$h_k = f(P_k).$$

Используя новое значение энтальпии пара в конденсаторе, произведен пересчет тепловой схемы на номинальном режиме. Используя формулы теплового

расчета блока, рассчитаны соответствующие параметры конденсатора на весь период расчёта и определено значение мощностей. Полученные значения представлены на рис. 2.



Для повышения эффективности охлаждения в системе Геллера рассмотрена целесообразность использования контактных конденсаторов. Применение контактных конденсаторов обеспечивает снижение температурного напора в конденсаторе с 3-4°C - для поверхностных конденсаторов, до 0,1-1,0°C. То есть наблюдается более глубокий вакуум конденсаторе.

III. ВЫВОДЫ

Получено, что использование сухой градирни системы Геллера с контактным конденсатором, практически не ухудшает вакуум в конденсаторе, т.е. разность мощностей блока при использовании двух систем охлаждения не превышает 2,7 %. При этом можно сделать вывод, что пруд-охладитель оказался более эффективной системой охлаждения, но при учете больших капитальных вложений и эксплуатационных затрат, и значительного влияния на окружающую среду целесообразнее в качестве охлаждающих устройств применять сухие градирни. Следует также отметить, что при увеличении эффективности работы системы Геллера возрастает, так как отсутствует переохлаждение циркуляционной воды, и разность мощностей блока в вариантах расчета изменяется в меньших пределах.

Список литературы

- [1] Теплоэнергетика и теплотехника: Справочная серия: В 4 кн. / под общ. ред. А.В. Клименко, В.М. Зорина. – 4-е изд. М.: Издательский дом МЭИ. 2007. 501с.
- [2] Охладительные системы Геллера для электрических станций. Референц-лист. ф. EGI Венгрия.1991.

Сокращение перетоков (присосов) воздуха из воздушного тракта в газовый в хвостовой части котлоагрегатов

И. Р. Мухаметгалеев

Филиал ОАО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Татарстан»
Казань, Россия

Аннотация - Работа посвящена моделированию процессов газодинамики в хвостовой части котлов и сокращению присосов воздуха. Представлены результаты моделирование гидромеханики и теплообмена в хвостовой части котла ТГМ-84 с регенеративным воздухоподогревателем РВП-54. Для снижения присосов воздуха и увеличения КПД регенеративного вращающегося воздухоподогревателя предлагается на газовом тракте устанавливать, перпендикулярно отводящему газовому патрубку дроссельную заслонку, выполненную в виде сужающего устройства.

Ключевые слова — моделирование, газодинамика, присосы

Reduction of air inflows (inleakages) from air into the gas path in the tail section of unit boilers

I.R. Mukhametgaleev

Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russian Federation
Branch of JSC «System Operator of the United Power System»
«Regional Dispatching Office of the Republic of Tatarstan Energy System»
Kazan, Russian Federation

Abstract — Article is devoted to model operation of gas dynamics processes in the tail section of unit boilers. The results of simulation of hydromechanics and heat transfer in the rear part of the boiler TGM-84 with regenerative air RAH-54. To reduce the air inflows and increasing the efficiency of the regenerative rotary air heater is available in the gas path installed throttle.

Keywords — model operation, gas dynamics, inleakage.

I. ВВЕДЕНИЕ

Современный котельный агрегат немислим без воздухоподогревателя. С развитием энергетики, с увеличением единичной мощности котельных агрегатов роль воздухоподогревателя непрерывно возрастает. Это обусловлено рядом факторов. Температура газов за водяным экономайзером мощных котлов составляет 350-400 °С. В воздухоподогревателе она снижается до 140-160° С. Благодаря воздухоподогревателю использование тепла, выделяемого сжигаемым топливом, повышается на 10-15%, и к. п. д. современных агрегатов достигают 92-94%. Существуют два принципа передачи тепла в воздухоподогревателе от газов к воздуху: рекуперативный и регенеративный. К регенеративным относятся воздухоподогреватели с вращающимся ротором (РВП); с вращающимися коробками (типа Роте-мюле); с движущимся теплоносителем.[1]

На рис. 1 показана принципиальная схема регенеративного вращающегося воздухоподогревателя. Основным элементом РВП является ротор, вращающийся со скоростью 1,5-3 об/мин. Ротор разделен радиальными и аксиальными перегородками на ячейки, которые заполняются набивкой - стальными профильными листами толщиной 0,5...1,2 мм. Дымовые газы, выходящие из котла с высокой температурой (250-400°С), проходят между листами и нагревают их. Нагретые листы вращающимся ротором переносятся на воздушную сторону, где отдают свое тепло воздуху.

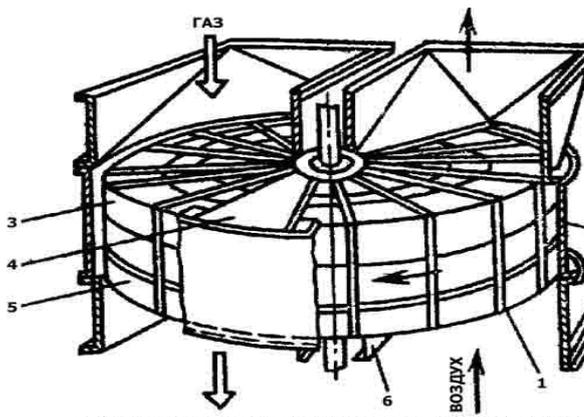


Рис.1. Регенеративный вращающийся воздухоподогреватель

II. СОКРАЩЕНИЕ ПЕРЕТОКОВ ВОЗДУХА

Действующий регенеративный вращающийся воздухоподогреватель (РВП) РВП-54 котлоагрегата типа ТГМ – 84, имеет существенный конструктивный недостаток - перетоки (присосы) воздуха из воздушного тракта в газовый (из-за разности давлений горячих дымовых газов и холодного воздуха и неплотностей в районе верхних и нижних секторных плит). Практика показывает, что до 20 % воздуха протекает внутрь в газового тракта и не совершая полезной работы, увеличивает нагрузку дымососов и дутьевых вентиляторов.[2].

Общеизвестна [4] формула расхода Q воздуха через уплотнения (присосы):

$$Q = \mu F \sqrt{\frac{2\Delta P}{\rho}}, \quad (1)$$

где F – живое сечение потока воздуха через неплотности, m^2 ; ΔP – перепад статических давлений между воздушной и газовой сторонами, Па; ρ – плотность воздуха; μ – коэффициент расхода.

Так как параметры F , ρ , μ – остаются приблизительно одинаковыми при небольших перепадах давления, то можно сделать вывод о том, что присосы зависят от ΔP , чем он меньше, тем меньше присосы. Отсюда, для снижения присосов воздуха и увеличения КПД РВП можно предложить устанавливать на газовом тракте ниже секторной плиты по потоку, перпендикулярно отводящему газовому патрубку сужающее устройство - дроссельную заслонку.

Для снижения присосов воздуха и увеличения КПД регенеративного вращающегося воздухоподогревателя предлагается на газовом тракте устанавливать на расстоянии $(0,5 - 0,7) \cdot d_{\text{экв}}$ (эквивалентный диаметр отводящего газового патрубка) от нижней секторной плиты дроссельную заслонку, выполненную в виде сужающего устройства с высотой выступа $(0,1 - 0,17) \cdot d_{\text{экв}}$. Увеличение давления на 1-2 мм. вод. ст.

приводит к выравниванию давлений за РВП потока дымовых газов с давлением воздуха в подводящем воздушном патрубке.

III. СОЗДАНИЕ МОДЕЛИ В СРЕДЕ FLUENT

Для корректной оценки эффективности дросселирования и выбора оптимальных параметров сужающего устройства необходимо постановка натурного эксперимента на действующем РВП. Однако опыты на действующем котлоагрегате приводят к большим временным и материальным затратам. Математическое моделирование процессов в РВП свободно от этих недостатков.

Компьютерное моделирование хвостовой части газохода за РВП, в месте установки дросселирующего устройства выполнено в среде ПК FLUENT [3].

Высота шахты 5,0 метров, глубина 5,076 метра, ширина 2,493 метра. Конструктивно заслонка монтирована на высоте 1,3 метров, высотой 0,35-0,45 метров. В качестве рабочего вещества был принят воздух с температурой 293 К, давлением 101350 Па, скорость воздуха в шахте принята 20 м/с. Все размеры газохода соответствуют технической документации на конструкцию РВП.

IV. СОЗДАНИЕ МОДЕЛИ В СРЕДЕ FLUENT

Проведено исследование различных дроссельных заслонок с различными геометрическими размерами. В результате отмечено, что использование дроссельной заслонки с высотой 0,35 м и шириной 0,3 м приводит к наиболее эффективным параметрам для практического использования в сравнении с использованием более широких и более узких дроссельных заслонок.

Изучение возможности использования сужающих устройств для повышения КПД котлоагрегатов привело к следующим результатам: предложенная модель позволяет достигнуть локального увеличения давления в месте установки на 525 Па, а значит понижается ΔP , и как следствие выравниваются давления дымовых газов и холодного воздуха.

Список литературы

[1] Т.С. Добряков, В.К. Мигай, В.С. Назаренко, И.И. Надыров, И.И. Федоров. Воздухоподогреватели котельных установок. – Л.: «Энергия», 1977. - 304с..

[2] Н.В. Кузнецова, В.В. Митора, И.Е. Дубовского, Э.С. Карасиной. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод). –М.: Энергия, 1973. – 296с.

Перспективные направления перевооружения действующих ТЭС на базе газовых надстроек

Н.А. Бурмистров¹, Р. А. Осипов²

¹ ФГБОУ ВО «Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.»,
Саратов, Россия

² Поволжский Институт Управления имени П.А. Столыпина,
Саратов, Россия

E-mail: 3burmistrovn@mail.ru

Аннотация — основным направлением обновления тепло- и электрогенерирующих мощностей России является сохранение действующего оборудования тепловых электростанций с вводом новых мощностей на основе парогазовых и газотурбинных технологий. Разработана схема технического перевооружения действующего энергоблока путем внедрения газовых надстроек, включающих установку газовой турбины со сбросом уходящих газов в энергетический котел и газовой водяной подогреватель для глубокого охлаждения уходящих газов ГТУ, заменяющий паровую систему регенерации турбины. Разработана методические положения оценки технико-экономической эффективности и проведены варианты расчеты эффективности схемы технического перевооружения существующей ТЭЦ. Реализация алгоритма совместно с внедрением активно-адаптивных элементов позволит повысить уровень надежности и безопасности электро- и теплоснабжения действующих ТЭЦ.

Ключевые слова — схема технического перевооружения ТЭС; газотурбинная надстройка, энергетический котел, газовой водяной подогреватель

The perspective directions of modernization of the operating thermal power plants on the basis of gas superstructures

N. A. Burmistrov¹, R. A. Osipov¹

¹ Saratov State Technical University of Gagarin Y. A.,
Saratov, Russian Federation

² Povolzhsky Institute of Management named after P.A. Stolypin,
Saratov, Russian Federation

E-mail: 3burmistrovn@mail.ru

Abstract — the main direction of renewal of heat and power generating facilities in Russia is to maintain the existing equipment of thermal power plants with the commissioning of new facilities based on combined cycle and gas turbine technologies. A scheme for the technical re-equipment of the existing power unit has been developed through the introduction of gas superstructures, including the installation of a gas turbine with the discharge of waste gases into the power boiler and a gas-water heater for deep cooling of the GTU's exhaust gases, replacing the steam turbine regeneration system. Methodical provisions for the evaluation of technical and economic efficiency have been developed and variational calculations of the efficiency of the technical re-equipment scheme for the existing CHP have been carried out. The implementation of the algorithm in conjunction with the introduction of actively-adaptive elements will increase the level of reliability and safety of electricity and heat supply to existing thermal power plants.

Keywords — scheme of modernization of thermal power plant; gas-turbine superstructure, power boiler, gas-water heater

I. ВВЕДЕНИЕ

Основным направлением обновления тепло- и электрогенерирующих мощностей России является сохранение действующего оборудования с вводом новых мощностей на основе парогазовых и газотурбинных технологий. Техническое перевооружение ТЭЦ

осложняется необходимостью обеспечения надежного и бесперебойного теплоснабжения потребителей в течение всего периода замены оборудования. Опыт проектирования показывает, что использование чисто бинарных энергоблоков парогазовых установок для замены существующего оборудования ТЭЦ очень сложно. Это объясняется трудностями размещения такого

энергоблока в существующем главном корпусе, что неминуемо приводит к снижению мощности теплоснабжения в течение не менее 36 мес. (с учетом демонтажа действующего оборудования). Поэтому при реконструкции ТЭЦ актуальным является установка газотурбинных надстроек, которые позволяют практически полностью сохранить компоновку главного корпуса, тепловую схему, а в ряде случаев и основное оборудование. Существенную роль играют и более низкие капитальные вложения по сравнению с внедрением бинарных схем, оказывающие положительное влияние на снижение стоимости вырабатываемой электрической и тепловой энергии. Повышение эффективности ТЭЦ осуществляется путем использования газовых турбин в составе ПГУ со сбросом уходящих газов ГТУ в паровой энергетический котел. Такой вариант модернизации требует несколько больших затрат, которые идут на реконструкцию парового котла, так как уходящие газы ГТУ направляются в сбросные сопла, расположенные над горелками для сжигания в их среде органического топлива. Принципиальная схема представлена на рис. 1.

II. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Для блока Т-110/120-130 предложена схема и разработаны методические положения оценки технико-экономической эффективности установки ГТУ со сбросом газов в энергетический котел и глубоким охлаждением уходящих газов ГТУ. Оценка проводилась на основе вариантных расчетов тепловой схемы блока ПГУ-ТЭЦ. Принципиальная схема представлена на рис. 1.

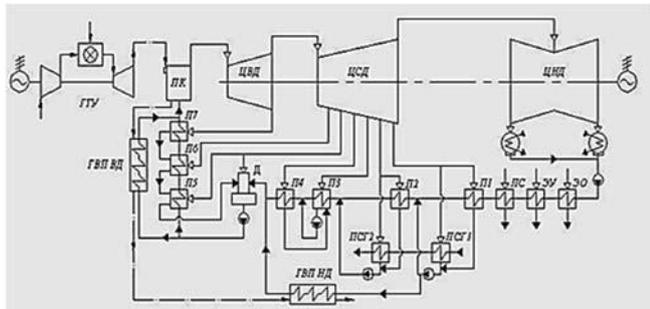


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема ПГУ со сбросом уходящих газов в паровой котел: ГТУ – газотурбинная установка, ПК – паровой котел; ГВП – газоводяной подогреватель, ПСГ – подогреватель сетевой воды, Д – деаэрактор, ЭУ – эжектор уплотнений, ЭО – эжектор основной, ПС – подогреватель сальниковый.

Включение газовой надстройки позволит увеличить КПД ТЭЦ по выработке электроэнергии до 41,73 %.

Для более глубокого охлаждения газов ГТУ и получения дополнительной электрической мощности проведено отключение системы паровой регенерации с заменой ее установкой газоводяных подогревателей (ГВП).

Оценка экономического эффекта включения ГВП в схему ПГУ проведена по следующей методике:

1. Проведена оценка капиталовложений, млн. руб.:

$$K_t = S_{звн} \cdot C \quad (1)$$

2. Определены затраты на каждом шаге расчета, млн. руб.:

$$Z_t = 0,15 \cdot K_t \quad (2)$$

3. Определены результаты, достигаемые на каждом шаге расчета, млн. руб.:

$$R_t = \Delta b_{\text{э}} \cdot N_{\text{э}} \cdot C_m + \Delta N_{\text{э}} \cdot h_{\text{уст}} \cdot T_{\text{э}} \quad (3)$$

где $S_{звн}$ – площадь поверхности ГВП, м²; C – цена единицы поверхности ГВП, руб/м²; $\Delta b_{\text{э}}$ – экономия топлива при включении в систему регенерации ГВП, г у.т./кВт·ч; $N_{\text{э}}$ – отпущенная электроэнергия, кВт; C_m – цена топлива, руб/ту. т.; $\Delta N_{\text{э}}$ – увеличение электрической мощности при включении в систему регенерации ГВП и отключении ПВД, кВт; $T_{\text{э}}$ – тариф на электроэнергию; $h_{\text{уст}}$ – число часов, используемой мощности, ч/год.

4. Рассчитан интегральный эффект, достигаемый на каждом шаге расчета

$$\mathcal{E}_t = (R_t - Z_t) \cdot \alpha_t - K_t \cdot \alpha_t \quad (4)$$

где α_t – коэффициент дисконтирования: $\alpha_t = (1+E)^{-t}$ (t – стр); E – норма дисконта. Горизонт расчета принят 9 лет.

Результаты расчета чистого дисконтированного дохода (ЧДД) при внедрении ГВП представлено на рис.2.

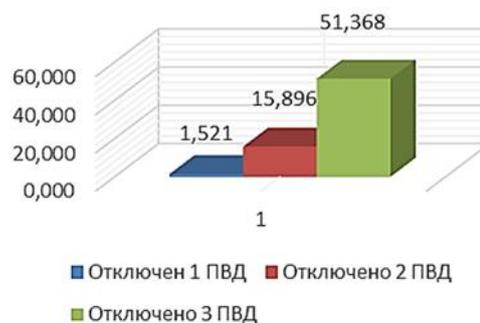


Рис. 2. Результаты расчета чистого дисконтированного дохода при внедрении газоводяной регенерации на паровой турбине

III. ВЫВОДЫ

При включении ГВП в тепловую схему ПГУ наибольший эффект достигается при отключении всей системы паровой регенерации высокого давления, при этом возрастают выработка и отпуск электроэнергии, снижается удельный расход топлива на выработку одного кВт·ч электроэнергии. Чистый дисконтированный дохода (ЧДД) при отключении трех ПВД составит 51,368 млн. руб. за горизонт расчета.

Список литературы

- [1] Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции/ В.Я. Рыжкин. М.: Энергия, 1976. 448 с.
- [2] Цанев С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учеб. пособие для вузов / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремезов; под ред. С.В. Цанева. 3-е изд., стереотип. М.: Издат. дом МЭИ, 2009. 584 с.

Определение эффективности контактной ступени декарбонизатора ТЭС со струйно-пленочными устройствами

И.Н. Мадышев¹, О.С. Дмитриева², А.В. Дмитриев²

¹ФГБОУ ВО «КНИТУ», ²ФГБОУ ВО «КГЭУ»

^{1,2}Казань, Россия

E-mail: ieremiada@gmail.com

Аннотация — разработано математическое описание для расчета процесса массопередачи на контактной ступени струйно-пленочного устройства. Получены зависимости эффективности контактного устройства от соотношения удельных расходов фаз, ширины контактного элемента, уровня жидкости в нем, средней толщины стекающей пленки. Установлено, что для повышения эффективности массопереноса необходимо стремиться к достижению высокой интенсификации перемешивания в стекающей пленке жидкости при максимальной ее поверхности и минимальной толщине.

Ключевые слова — контактное устройство; массообмен; декарбонизация; эффективность

Determination of the Efficiency of the Contact Stage of Decarbonization With Jet-Film Devices of Thermal Power Plants

I.N. Madyshev¹, O.S. Dmitrieva², A.V. Dmitriev²

¹Kazan National Research Technological University, Kazan, Russian Federation

²Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russian Federation

E-mail: ieremiada@gmail.com

Abstract — the mathematical description for calculation of mass-transfer process at the contact stage jet-film device. The dependences of the efficiency of the contact device, the ratio of unit cost of phases, width of the contact element, the liquid level therein, the average thickness of the flowing film. It is established that for increase of efficiency of mass transfer necessary to achieve high intensification of the mixing in the flowing film of liquid at maximum surface and minimum thickness.

Keywords — contact device; mass transfer; decarbonization; efficiency

I. ВВЕДЕНИЕ

Надежность и экономичность теплоэнергетических установок и систем теплоснабжения в значительной мере зависят от интенсивности внутренней коррозии оборудования и трубопроводов под действием циркулирующей в них воды. Проблемы противокоррозионной обработки питательной воды паровых котлов и теплосети всегда актуальны. В качестве основного метода удаления растворенных газов используется физическая десорбция, реализуемая на первой ступени в декарбонизаторах [1]. Декарбонизация представляет собой процесс удаления из воды свободного диоксида углерода при организованном специальным образом контакте воды с атмосферным воздухом. Одним из способов решения проблемы повышения эффективности работы декарбонизаторов ТЭС является использование современных высокоэффективных

контактных устройств взамен устаревших. Однако зачастую предлагаемые конструкции сложны в изготовлении и ремонте, имеют повышенное гидравлическое сопротивление и массу, их насадочные тела обладают плохой смачиваемостью и небольшой удельной поверхностью контакта фаз.

В связи с тем, что эффективность процесса декарбонизации возрастает с увеличением поверхности соприкосновения обрабатываемой воды и воздуха, а также для устранения вышеуказанных недостатков, авторы разработали струйно-пленочное контактное устройство [2].

II. ОПИСАНИЕ РАБОТЫ УСТРОЙСТВА

Струйно-пленочное контактное устройство (рис. 1) состоит из параллельно расположенных сливных стаканов квадратной формы, опорами для которых служат вертикальные перфорированные перегородки. В

последних имеются прорези для установки соответствующих сливных стаканов. В днище устройства выполнены отогнутые лепестки в виде круговых сегментов, необходимых для распределения жидкости по поверхности вертикальных перфорированных перегородок. Новизна устройства подтверждена патентом [3].

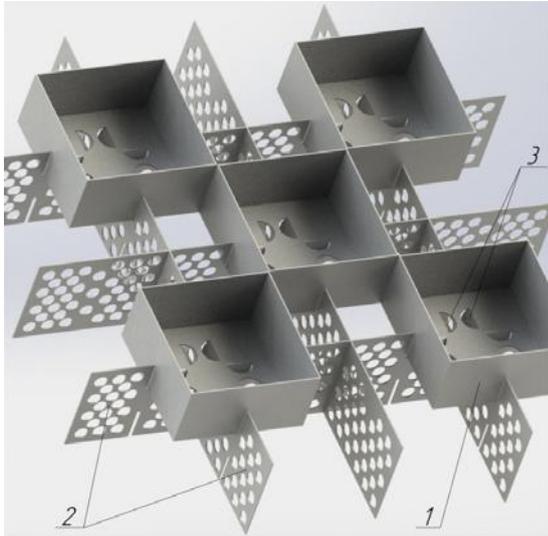


Рис. 1. Струйно-пленочное контактное устройство, вид одной ступени: 1 – сливной стакан; 2 – перегородки; 3 – лепестки.

Жидкость через множество отогнутых лепестков в днище сливных стаканов распределяется в виде струй на расположенные ниже вертикальные перфорированные перегородки. При этом в сливных стаканах поддерживается уровень жидкости, ограниченный вертикальными стенками. Сливные стаканы расположены горизонтально в шахматном порядке, образуя тарелку. Причем ниже расположенная тарелка имеет смещение стаканов, формируя шахматное их расположение по вертикали. По этой причине, газ, поступающий снизу под тарелку, движется зигзагообразно (рис. 2).

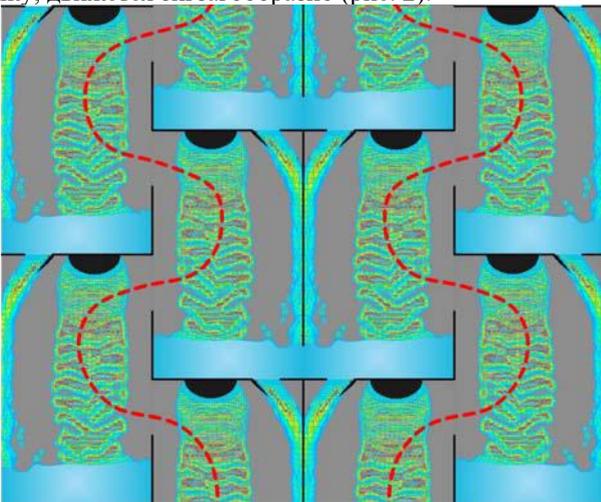


Рис. 2. Схема движения потоков в струйно-пленочном контактном устройстве.

Стекая по поверхности вертикальных перегородок, жидкость распределяется в виде пленки, при этом контактирует с восходящим потоком газа. Далее образовавшаяся пленка, соударяясь о поверхность

жидкости, находящейся внутри стаканов, разрушается. Наличие отверстий в вертикальных перегородках приводит к выравниванию профиля концентраций в поперечном сечении аппарата и снижению металлоемкости предлагаемой конструкции. При расстоянии между сливными стаканами на одном уровне, равном его ширине, обеспечивается равнопроточность для прохода газа, что приводит к снижению гидравлического сопротивления контактного устройства.

III. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ, ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Целью проводимых численных исследований является определение массообменной эффективности контактной ступени струйно-пленочного устройства на основе решения системы уравнений изменения концентрации распределяемого компонента в паре и пленке жидкости по высоте предлагаемого контактного устройства. Методом исследования при выполнении теоретической части являлось математическое моделирование. Использовались методы вычислительной математики, а также модели тепло- и массопереноса.

Выделим в контактной зоне струйно-пленочного устройства элемент объема с высотой dz и с поперечным сечением, равным поперечному сечению пленки. Материальный баланс по жидкой фазе для выделенного элемента запишется в виде:

$$L_f x + S_L \varepsilon_L \left(\frac{dx}{dz} + \frac{d^2 x}{dz^2} dz \right) = L_f (x - dx) + S_L \varepsilon_L \frac{dx}{dz} + dM_f \quad (1)$$

где L_f – объемный расход жидкости, $\text{м}^3/\text{с}$; x – концентрация распределяемого компонента в жидкой фазе; S_L – поперечное сечение пленки, м^2 ; ε_L – коэффициент продольного перемешивания в жидкости; dM_f – количество вещества, переходящее через поверхность пленки в выделенном элементе контактной зоны.

После некоторых преобразований (1) можно записать в виде:

$$\frac{1}{Pe_L} \frac{d^2 x}{d\xi^2} + \frac{dx}{d\xi} = \frac{K_x (h_1 - h_2)}{U \delta_f} (x - x^*(y)) \quad (2)$$

где $Pe_L = U(h_1 - h_2)/\varepsilon_L$ – модифицированное число Пекле; h_1 – высота контактной ступени, м ; h_2 – уровень жидкости в контактном элементе, м ; K_x – коэффициент массопередачи в жидкой фазе, $\text{кг}/[\text{м}^2 \cdot \text{с}(\text{кг}/\text{м}^3)]$; U – средняя скорость стекающей пленки жидкости, $\text{м}/\text{с}$; δ_f – толщина пленки, м ; $\xi = z/(h_1 - h_2)$ – безразмерная продольная координата; $x^*(y)$ – равновесная концентрация распределяемого компонента в жидкой фазе.

Выделим в контактной зоне струйно-пленочного устройства элемент объема с высотой dz и запишем для него материальный баланс по газовой фазе:

$$Gy + S_G \varepsilon_G \left(\frac{dy}{dz} + \frac{d^2 y}{dz^2} dz \right) + dM_f = G(y + dy) + S_G \varepsilon_G \frac{dy}{dz} \quad (3)$$

где G – объемный расход газа, $\text{м}^3/\text{с}$; y – концентрация распределяемого компонента в газовой фазе; S_G – поперечное сечение для прохода газа, м^2 ; ε_G – коэффициент продольного перемешивания в газе.

После преобразований (3) запишем через безразмерную продольную координату ξ в виде:

$$\frac{1}{Pe_G} \frac{d^2 y}{d\xi^2} - \frac{dy}{d\xi} = -\frac{4K_x(h_1 - h_2)(x - x^*(y))}{Wb \left(1 - 2\frac{\delta_s}{b} - 4\frac{\delta_f}{b}\right)} \quad (4)$$

где $Pe_G = W(h_1 - h_2)/\varepsilon_G$ – модифицированное число Пекле; W – среднерасходная скорость газа, м/с; b – ширина контактного элемента, м; δ_s – толщина стенки перегородки, м.

Пренебрегая продольным перемешиванием в потоке жидкости, конечная система уравнений запишется:

$$\frac{1}{Pe_G} \frac{d^2 y}{d\xi^2} - \frac{dy}{d\xi} = -N_x \frac{\rho_G L_m}{\rho_L G_m} (x - x^*(y)) \quad (5)$$

$$\frac{dx}{d\xi} = N_x (x - x^*(y))$$

где G_m – массовый расход газа, кг/с; L_m – массовый расход жидкости, кг/с; ρ_L – плотность жидкости, кг/м³; ρ_G – плотность газа, кг/м³; $N_x = K_x F/L_f$ – число единиц переноса для пленки; F – поверхность жидкостной пленки, м².

Данная система уравнений решается со следующими граничными условиями:

$$y_{\xi=0} = y_0 + \frac{1}{Pe_G} \left(\frac{dy}{d\xi} \right)_{\xi=0}$$

$$\left(\frac{dy}{d\xi} \right)_{\xi=1} = 0 \quad (6)$$

$$x_{\xi=1} = x_0$$

где y_0 – начальная концентрация распределяемого компонента в газовой фазе (на входе в контактную ступень); x_0 – начальная концентрация распределяемого компонента в жидкой фазе (на входе в контактную ступень).

Проверка адекватности математической модели проводилась на системе диоксид углерода – воздух – вода в контактной ступени струйно-пленочного устройства, состоящая из двух контактных элементов размерами 60×60×30 мм, расположенных друг над другом на расстоянии 90 мм. В днище контактных элементов были выполнены 16 лепестков с радиусом 5 мм отогнутые вниз под углом 45°.

В процессе проведения опытов определялись концентрации диоксида углерода в воде на входе в контактную ступень и на выходе из нее стандартным методом титрования раствором гидроксида натрия по методике [4]. Диапазоны изменения режимных параметров при проведении опытов соответствовали диапазонам при проведении численных исследований.

Эффективность массопереноса в жидкой фазе определялась по формуле:

$$E_{Mx} = \frac{x_0 - x_1}{x_0 - x^*(y_0)} \quad (7)$$

где x_1 – конечная концентрация распределяемого компонента в жидкой фазе (на выходе из контактной ступени); $x^*(y_0)$ – равновесная концентрация распределяемого компонента в жидкой фазе в начальный период времени.

Результаты исследования, представленные на рис. 3, показали, что эффективность контактной ступени при десорбции диоксида углерода из воды увеличивается при

снижении расхода жидкости и не зависит от расхода десорбирующего агента.

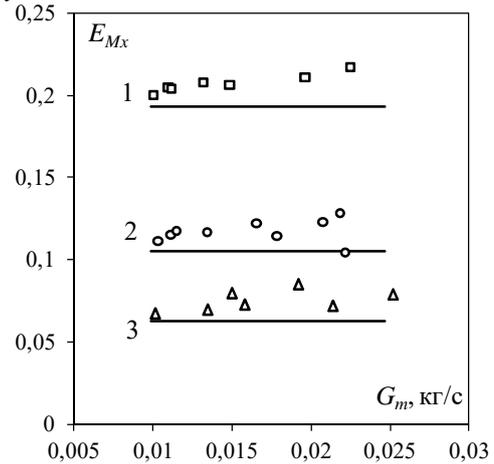


Рис. 3. Зависимость эффективности контактной ступени струйно-пленочного устройства от расхода десорбирующего агента при равном расходе жидкости L_m , кг/с: 1 – 0,0218; 2 – 0,0345; 3 – 0,048; сплошная линия – расчет, точки – эксперимент.

Однако результаты экспериментальных исследований показали, как правило, тенденцию роста эффективности контактной ступени при увеличении расхода воздуха. Это объясняется тем, что при высоких скоростях газа усиливается влияние на стекающую пленку жидкости, которое приводит к повышению коэффициентов массоотдачи в жидкой фазе. Результаты расчета эффективности по Мэрфри в жидкой фазе по предложенной методике удовлетворительно согласуются с опытными данными, при этом наблюдается завышение экспериментальных значений, максимальная относительная погрешность не превышает 27,7%.

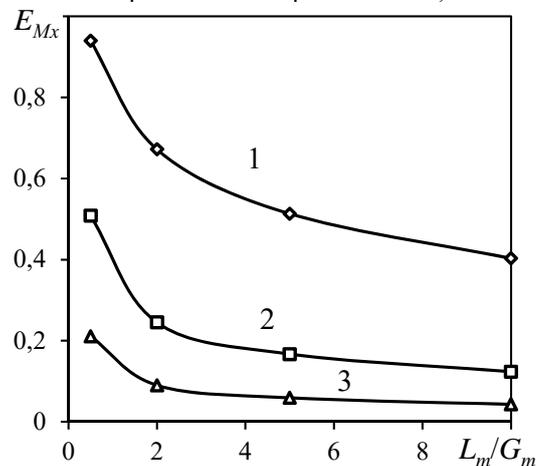


Рис. 4. Зависимость эффективности контактной ступени от соотношения массовых нагрузок L_m'/G_m при различной средней толщине пленки δ_f , мм: 1 – 0,25; 2 – 1; 3 – 3.

После подтверждения адекватности математического описания получены расчетные зависимости эффективности контактного устройства от соотношения удельных расходов фаз, ширины контактного элемента, уровня жидкости в нем и средней толщины стекающей пленки. При этом установлено, что для повышения эффективности массопереноса необходимо стремиться к достижению высокой интенсификации перемешивания в стекающей пленке жидкости при максимальной ее поверхности и минимальной толщине.

Анализируя график, представленный на рис. 4, можно сделать вывод, что с уменьшением средней толщины пленки эффективность массопереноса возрастает. Так, например, уменьшение средней толщины пленки с 1,0 до 0,25 мм приводит к повышению эффективности в 1,85–3,26 раза в зависимости от соотношения массовых нагрузок L_m/G_m . При этом влияние структуры газового потока на эффективность массопереноса не наблюдается (изменение не более 1,0%).

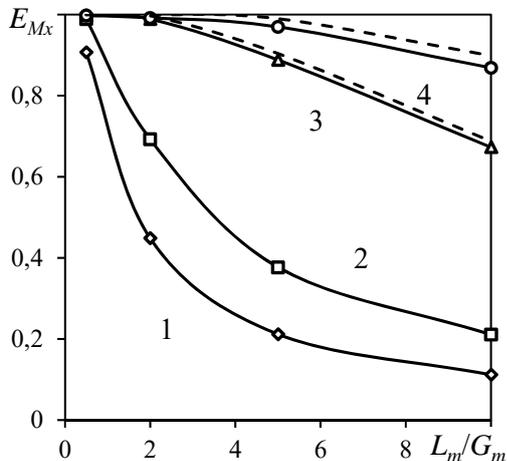


Рис. 5. Зависимость эффективности контактной ступени от соотношения массовых нагрузок L_m/G_m при различных коэффициентах массоотдачи в жидкой фазе β_x , м/с: 1 – $5 \cdot 10^{-4}$; 2 – 10^{-3} ; 3 – $5 \cdot 10^{-3}$; 4 – 10^{-2} ; сплошная линия – идеальное перемешивание ($Pe_G = 0,5$), штриховая линия – идеальное вытеснение ($Pe_G = 20$).

Отличительной особенностью предлагаемой конструкции контактного устройства является возможность достижения необходимой интенсификации пленочного течения жидкости за счет различных конструктивных решений в виде перфорированных и шероховатых поверхностей. В связи с этим различные конструктивные исполнения струйно-пленочного контактного устройства будут иметь отличающиеся коэффициенты массоотдачи в жидкой фазе и толщину пленки. Поэтому в данной работе так же исследовано влияние указанных характеристик на эффективность массопереноса. Увеличение коэффициента массоотдачи в жидкой фазе приводит к повышению эффективности массопереноса (рис. 5). При этом при высоких значениях коэффициента массоотдачи ($\beta_x = 5 \cdot 10^{-3} - 10^{-2}$ м/с) с увеличением соотношения массовых нагрузок L_m/G_m резкого снижения эффективности не наблюдается. Кроме того, эффективность контактной ступени в небольшой степени зависит от структуры газового потока. При идеальном вытеснении возможно повышение эффективности до 2,23–3,45%, в зависимости от коэффициента массоотдачи.

Для определения коэффициента массоотдачи в жидкой фазе использовались критериальные уравнения, полученные для течения пленки по вертикальной поверхности [5].

Критерий Шервуда в жидкой фазе определяется по уравнению:

$$Sh_L = \frac{\beta_x \theta}{D_L} \quad (8)$$

где D_L – коэффициент молекулярной диффузии распределяемого компонента в жидкой фазе, м²/с;

$$\theta = \left(\frac{v_L^2}{g} \right)^{1/3} - \text{приведенная толщина пленки жидкости, м;}$$

v_L – коэффициент кинематической вязкости газа, м²/с; g – ускорение свободного падения, м/с².

Для этого наиболее простой и, как следствие, наиболее приемлемой для оценочных расчетов коэффициента массоотдачи в жидкой фазе для процессов абсорбции и десорбции труднорастворимых газов, а именно для двухфазной системы диоксид углерода–вода является модель Данквертса. Согласно теории обновления поверхности П. Данквертса [6], турбулентные пульсации достигают границы раздела фаз, представляющей собой мозаику обновляющихся элементов поверхности, каждый из которых характеризуется своим временем жизни в пределах от нуля до бесконечности.

Таким образом, следуя указанным рекомендациям по применению предлагаемых контактных устройств в декарбонизаторах водоподготовительных установок ТЭС, можно добиться повышения массообменной эффективности процесса декарбонизации при невысоких энергетических затратах.

Список литературы

- [1] Шарапов, В.И., Сивухина, М.А. Декарбонизаторы водоподготовительных установок систем теплоснабжения. – М.: АСВ, 2002. – 200 с.
- [2] Дмитриев, А.В., Дмитриева, О.С., Мадышев, И.Н. Определение коэффициента массоотдачи в жидкой фазе в струйно-барботажном контактном устройстве // Теплоэнергетика. – 2016. – № 9. – С. 76–80.
- [3] Дмитриев, А.В., Дмитриева, О.С., Мадышев, И.Н., Николаев, А.Н. Струйно-пленочное контактное устройство для тепломассообменных процессов. Патент РФ № 165690. Оpubл. 27.10.2016. Бюл. № 30.
- [4] Гурвич, С.М., Кострикин, Ю.М. Оператор водоподготовки. – М.: Энергоиздат, 1981. – 304 с.
- [5] Холпанов, Л.П., Шкадов, В.Я. Гидродинамика и тепломассообмен с поверхностью раздела. – М.: Наука. 1990. – 271 с.
- [6] Danckwerts, P.V. Gas Absorption Accompanied by Chemical Reaction // American Institute of Chemical Engineers Journal. – 1955. – № 1. – P. 456–463.

Секция № 2

ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И СИСТЕМ

- Высоковольтные линии электропередачи переменного и постоянного тока
- Силовые и измерительные трансформаторы
- Устройства компенсации реактивной мощности, коммутационное оборудование
- Распределительные устройства станций и подстанций
- ТОиР и диагностирование основного электротехнического оборудования



Section № 2

ELECTRICAL NETWORK EQUIPMENT

- High voltage AC and DC transmission lines
- Power and instrument transformers
- Compensation devices, switching equipment
- Stations and substations switchgears
- Maintenance and diagnostics of main electrical equipment

Математическая модель импульсного сопротивления вертикального заземлителя

В.В. Ивонин

ФГБУН КНЦ РАН “Центр физико-технических проблем энергетики Севера”

Апатиты, Россия

E-mail: ivoninviktor@mail.ru

Аннотация — в статье представлена динамическая модель, описывающая импульсные характеристики сосредоточенных электродов при воздействии больших импульсов тока. В модели учитываются возникающие в грунте зоны ионизации, а также искровые каналы, образующиеся по краям электродов. Проведены расчеты импульсного сопротивления вертикального стержня с учетом искрообразований в окружающем его грунтах. Полученные результаты сравниваются с экспериментальными данными.

Ключевые слова — сопротивление заземления, ионизация грунта, молниезащита, моделирование искрообразований в грунтах

Mathematical model of impulse behavior of vertical grounds

Viktor Ivonin

Center for physical and technological problems of energy in Northern areas of the Kola science center of Russian Academy of science

Apatity, Russia

E-mail: ivoninviktor@mail.ru

Abstract — A dynamic model which describes the impulse behavior of concentrated grounds at high currents is described in this paper. The model take into account effect of soil ionization and effect of discrete breakdowns and filamentary arc paths at much higher currents. The estimation of the impulse impedance of spherical electrode considering spark formation in soil was carried out. Obtained results were compared with experimental results.

Keywords — soil impedance, soil ionization, lightning protection, spark formation modeling in soil

I. ВВЕДЕНИЕ

Заземляющее устройство (ЗУ) является важной частью энергетических систем, основной задачей которого является защита линий электропередач и высоковольтного оборудования объектов электроэнергетики от токов молний, поэтому ЗУ должны иметь достаточно низкое сопротивление. При проектировании систем заземления полезно проанализировать, как себя будет вести ЗУ под действием импульсов большой амплитуды. Хорошо известно, что сопротивление заземления при протекании токов молнии большой амплитуды может сильно отличаться от значений стационарного сопротивления, измеренного на промышленной частоте. Это связано с ионизацией грунта вблизи электрода и образованием искровых каналов, что приводит к заметному снижению удельного сопротивления грунта ρ в зоне ионизации (рис. 1).

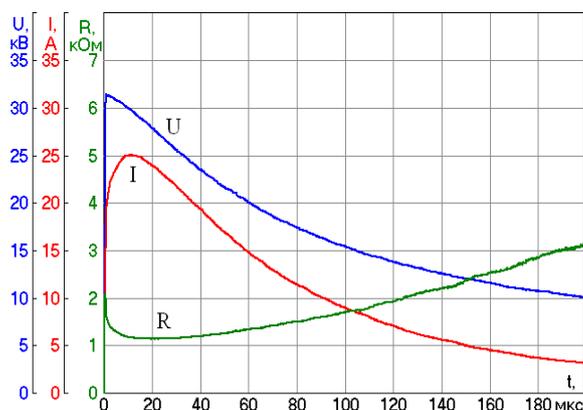


Рис. 1 Оциллограммы тока, напряжения и импульсного сопротивления.

При увеличении импульсного тока в грунте происходит ионизация и образуются искры, в результате чего сопротивление заземления уменьшается, а динамическая вольт-амперная характеристика (ВАХ) становится нелинейной, как показано на рисунке 2 [1]. Причиной ионизации является достаточно сильное электрическое поле проводимости $E = \rho j$, которое возникает при растекании импульсного тока с плотностью j с одиночного заземлителя. Ионизация в грунте, сопровождающаяся образованием искровых каналов, начинается при напряженности электрического поля $E = 4-16$ кВ/см в зависимости от параметров грунта и приложенного импульса. Искровые каналы могут образоваться также в воздухе на поверхности грунта вблизи заземлителя. При растекании многокилоамперных токов (при ударах молнии или от мощных импульсных генераторов) могут образоваться протяженные искровые каналы длиной до 100 м, развивающиеся в виде скользящего разряда по поверхности грунта.

Очевидно, что точное моделирование переходных характеристик грунтов и анализ растекания токов вокруг заземлителей является актуальной задачей в энергетике. Однако расчет сопротивления ЗУ является сложной задачей из-за сложной структуры и нелинейной вольт-амперной характеристики грунтов. В настоящее время разработан ряд моделей ионизационных процессов в увлажненном грунте вблизи и на поверхности подземного проводника при подаче на него импульсного напряжения величиной, превышающей порог начала искрообразования в грунте [2-5].

Предложенные модели основаны на том, что вокруг проводника в грунте, при напряженностях поля, превышающих критическое значение, начинается ионизационный процесс и возникает многослойная ионизированная зона грунта с плавно изменяющейся проводимостью в зависимости от градиента напряженности. При этом модель на такой основе применяется как для протяженных проводников с резко неоднородным полем, так и для проводников с однородным полем - полусфер. Математическая модель этого процесса во всех фазах протекания тока с проводника в грунт, предложена авторами с взаимными уточнениями с учетом гистерезисного процесса в стадиях нарастания и спада импульсного тока. Недостатком моделей является наличие большого количества безразмерных коэффициентов, которые необходимо подбирать для обеспечения соответствия экспериментальных и расчетных результатов.

II. ОПИСАНИЕ МОДЕЛИ

Увлажненный грунт – структура крайне гетерогенная, включающая частицы грунта, влагу и воздушные включения. С точки зрения искровых процессов предлагаемая авторами [2-5] система чехлов не может быть устойчивой и в грунте развиваются протяженные искровые каналы достаточно горячей плазмы. Поверхность стекания тока за счет проводящих каналов возрастает до величины, при которой напряженность поля в грунте снижается, при этом идет саморегулирующийся процесс поддержания напряженности поля на грани критического значения.

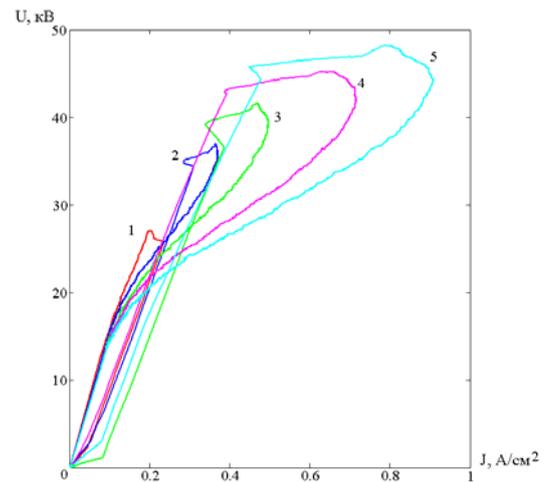


Рис. 2. Вольт-амперные характеристики увлажненного кварцевого песка при разных амплитудах импульса напряжения. 1 - 28 кВ, 2 - 37, 3 - 42, 4 - 45, 5 - 48 кВ.

Как уже упоминалось ранее, все разработанные модели основаны на трех допущениях:

1. Искровые процессы в грунтах начинаются при напряженности электрического поля, превышающей критическое значение, и искровые каналы будут развиваться до тех пор, пока напряженность поля не станет меньше критической.

2. Падение напряжения в канале разряда равняется нулю.

3. Искровые процессы развиваются симметрично вокруг электрода, образуя сплошную зону искрообразования.

Если по первым двум допущениям не возникает вопросов, то второе утверждение вызывает сомнения. На самом деле, большое количество опытов по регистрации искровых процессов в грунте показывают, что искровые процессы в грунтах развиваются по разному характеру, в

зависимости от уровня перенапряжения $\left(\frac{U}{U_{KP}} \right)$. В

случае вертикального электрода, когда амплитуда приложенного импульса имеет относительно небольшое значение, напряженность электрического поля будет превышать критическую величину E_{KP} только на конце электрода, откуда и будут образовываться искровые каналы, при это зона искрообразования будет иметь небольшой радиус (рис. 3).

Здесь можно также рассмотреть еще два случая. Во-первых, грунт практически сухой, и, во-вторых, грунт переувлажнен и в нем отсутствует воздух. Экспериментально показано, что в обоих случаях искровые процессы сосредотачиваются на концах протяженных проводников, образуя сферические искровые зоны, как показано на рисунке 3. Для данных случаев модель должна включать сфероиды по концам проводника.

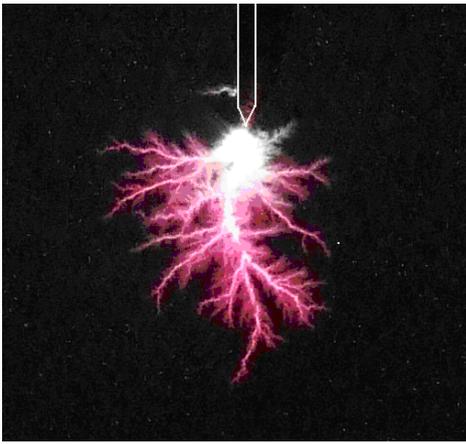


Рис. 3 Фотография искровых каналов на конце вертикального стержня.

По мере увеличения амплитуды импульса будет происходить контрагирование искровых каналов с увеличением энерговклада в канал разряда, сопровождаемое увеличением яркости свечения (рис. 4).

Когда напряженность электрического поля будет превышать критическое значение по всей площади электрода, опыты показали, что в большинстве случаев в толще грунта будут развиваться длинные искровые каналы, преимущественно с концов подземного проводника, но также и в стороны по его длине [7,8].

Предлагаемые авторами модели [2-5] корректны в случае, когда перенапряжение достигает значительного уровня и вокруг всего электрода развиваются частые и протяженные искровые каналы, образующие сплошную зону.

Разработанная нами модель, описывает случаи, когда амплитуда приложенного импульса имеет небольшие значения, т.е. напряженность электрического поля будет превышать критическое значение только на конце электрода и уровень перенапряжения будет относительно небольшой.

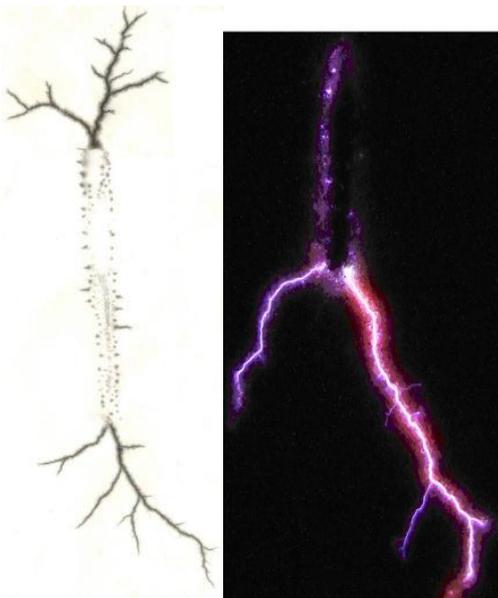


Рис. 4 Фотографии искровых каналов в толще грунта вокруг вертикального электрода

Следовательно, при развитии искрового процесса эквивалентную длину протяженного проводника можно представить как сумму длин проводника и искрового канала или искровых каналов (рис. 5):

$$l(t) = L + nM(1 - e^{-\alpha \cdot t / \tau_m})$$

где L – длина электрода в грунте, M – длина искрового канала к моменту времени τ_m , при котором импульсное сопротивление проводника минимально, n – число искровых каналов, α – коэффициент искрообразования, учитывающий влияние полной длины искрового канала.

Сопротивление вертикального электрода при напряженности электрического поля ниже критического:

$$R = \int_{r_0}^{\infty} \frac{\rho dr}{2\pi r^2 + 2\pi r L}$$

где r_0 – радиус электрода.

В случае, когда напряженность электрического поля превышает критическое значение, динамика изменения сопротивления подземного проводника при разряде на него емкостного накопителя происходит в две стадии: стадия нарастания и стадия затухания тока.

На стадии нарастания тока, когда $0 \leq t \leq t_m$, изменение сопротивления можно описать уравнением:

$$R(t) = \int_{r_0}^{r_i} \frac{\rho_0 e^{-t/\tau_1} dr}{2\pi \cdot r^2 + 2\pi \cdot r \cdot l(t)} + \int_{r_i}^{\infty} \frac{\rho_0 dr}{2\pi \cdot r^2 + 2\pi \cdot r \cdot l(t)}$$

где r_i – радиус зоны ионизации, ρ_0 – удельное сопротивление грунта при $E < E_{KP}$, τ_1 – постоянная времени ионизации.

В стадии нарастания тока динамическое изменение длины искрового канала описывается уравнением:

$$l(t) = L + nM(1 - e^{-\alpha \cdot t / \tau_m})$$

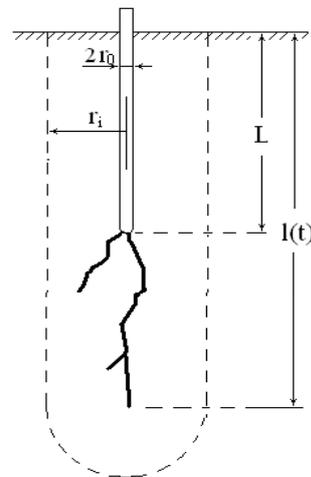


Рис. 5 Схема развития процессов искрообразования и ионизации вокруг вертикального стержня

При $t > \tau_m$, наступает стадия затухания тока, и сопротивление электрода определяется уравнением:

$$R(t) = \int_{r_0}^{r_i} \frac{\rho_0(1 - e^{-t/\tau_2}) dr}{2\pi \cdot r^2 + 2\pi \cdot r \cdot l(t)} + \int_{r_i}^{\infty} \frac{\rho_0 dr}{2\pi \cdot r^2 + 2\pi \cdot r \cdot l(t)}$$

где τ_2 – постоянная времени деионизации.

В стадии затухания, напряженность электрического поля постепенно будет уменьшаться, соответственно, будет уменьшаться длина искровых каналов, поэтому эквивалентная длина электрода $l(t)$ будет определяться, как:

$$l(t) = L + nM \cdot e^{-\beta t / \tau_m}.$$

III. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Вопросом при расчете сопротивлений подземных проводников по предложенной модели является определение радиуса зоны ионизации в стадиях нарастания и затухания тока, а также значение максимальной длины искровых каналов. Из рисунка 4 видно, что обычно возникает несколько искровых каналов, а диаметр каждого канала меньше чем диаметр электрода. При этом можно сделать допущение, что сумма всех искровых каналов nM образует канал такого же диаметра, как и электрод, тогда остается только определить длину данного канала.

Напряженность электрического поля вокруг вертикального электрода:

$$E = \frac{\rho \cdot I}{2\pi \cdot r^2 + 2\pi \cdot r \cdot l}$$

Из данной формулы, зная критическое значение электрического поля и значение максимального тока, можно определить длину l , которая и будет являться суммой длин электрода и всех каналов. Из этой же формулы можно определить значение радиуса зоны ионизации. Оставшиеся коэффициенты необходимо будет подбирать при сравнении с экспериментальными данными.

Для подтверждения предложенной теории развития искровых явлений в грунте выполнены эксперименты с вертикальным электродом диаметром 6 мм и длиной 70 мм. Удельное сопротивление грунта $\rho \approx 1000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. На рисунке 1 представлены осциллограммы напряжения и тока, генерируемого в электрод, а также кривая расчетного динамического сопротивления.

На рисунке 6 представлены кривые динамического сопротивления $R(t)$. Кривая 1 построена по экспериментальным данным, кривая 2 – по результатам расчета. На рисунке приведены наилучшие результаты моделирования, полученные в ходе подбора коэффициентов.

Как видно из рисунка, модель показывает хорошую корреляцию с экспериментальными данными. Особенно хорошо совпадают значения импульсного сопротивления

$R = \frac{U_{\max}}{I_{\max}}$, расхождение расчетных данных с результатами моделирования менее 5 %.

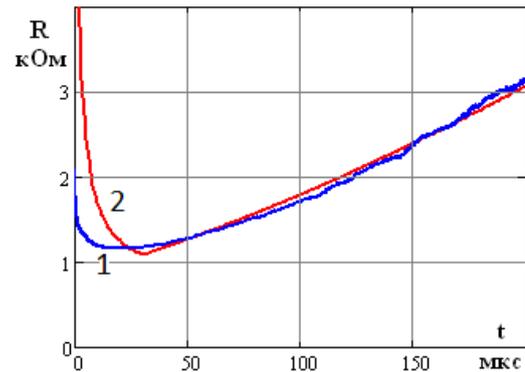


Рис. 6 Кривые динамического сопротивления сосредоточенного электрода: 1 – экспериментальные данные, 2 – результаты моделирования.

Расхождение результатов на начальных участках кривых объясняется тем, что в модели не учитываются емкостные процессы на фронте импульса, за счет чего расчетное сопротивление модели в первые микросекунды завышено.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложенная модель развития искрообразования в грунте при импульсном воздействии на подземный проводник, размещенный в увлажненном грунте, отвечает реальным искровым процессам в грунте вокруг подземного проводника при небольших уровнях перенапряжения и дополняет разработанные ранее модели.

Список литературы

- [1] Ивонин В. В., Данилин А. Н., Ефимов Б. В., Колобов В. В., Селиванов В. Н., Василяк Л. М., Ветчинин С. П., Печеркин В. Я., Сон Э. Е. Оптические исследования искровых каналов в грунте при растекании импульсного тока // Прикладная физика, 2015, № 4. С. 50–54.
- [2] Liew A.C. and Darveniza M. 'Dynamic model of impulse characteristics of concentrated earths'. Proc. IEE February 1974;121(2):123–35.
- [3] Wang J., Liew A.C. and Darveniza M. 'Extension of dynamic model of impulse behaviour of concentrated grounds at high currents'. IEEE Trans. Power Deliv. 2005;20:2160–65.
- [4] Sekioka S., Lorentzou M., Philippakou M.P. and Prousalidis J.M. 'Current-dependent grounding resistance model based on energy balance of soil ionization'. IEEE Trans. Power Deliv. 2006;21:194–201.
- [5] Cooray V., Zitnik M., Manyahi M., Montano R., Rahman M. and Liu Y. 'Physical model of surge-current characteristics buried vertical rods in the presence of soil ionization'. J. Electrostat. 2004;60:193–202.
- [6] V. Ya. Pecherkin, L. M. Vasilyak, S. P. Vetchinin, V. A. Panov, E. E. Son, A. N. Danilin, V. V. Ivonin, V. V. Kolobov, D. V. Kuklin, V. N. Selivanov. Optical investigations of pulsed sparks in soil near electrode // Journal of Physics: Conference Series 653 (2015) 012151
- [7] Vasilyak L. M., Pecherkin V. Ya., Vetchinin S. P., et al. // J. Phys. D: Appl. Phys. 2015. V. 48. P. 285201.
- [8] Данилин А.Н., Ивонин В.В. Динамическая модель импульсного сопротивления сосредоточенных электродов // Труды Кольского научного центра РАН, 2016, №13 (39). С. 18–24.

Моделирование дефекта в изоляции кабельной линии с использованием программного обеспечения MathLAB

Л.Ф.Зиялtdинова., Е.М. Федосов, А.И. Раскулова
ФГБОУ ВО «Уфимский государственный авиационный технический университет»
Уфа, Россия
E-mail: lesyaz5300@yandex.ru

Аннотация - В процессе эксплуатации кабельных линий очень часто выявляются различные технологические и конструкторские дефекты (трещина, разъедание, неоднородность материалов изделия, наличия воздушных включений и т.д.). В таких «слабых» местах изоляции возникают частичные разряды. Наибольшую опасность для оборудования представляют не сами разряды, а результат их воздействия на изоляцию - периодически повторяющиеся частичные разряды разрушают высоковольтную изоляцию. Это требует внедрения новых методов диагностики изоляции кабельной линии без вывода его из работы и не допущения пробоя изоляции.

Наиболее эффективным и новым методом выявления характерных для изоляции дефектов является метод измерения частичных разрядов, который определяет уровень микрокоронных разрядов в теле изоляции кабельной линии. При выполнении экспериментальной части методом частичных разрядов являлось моделирование энергоустановки. В качестве инструмента моделирования применялось программное обеспечение MathLab.

Получена модель кабельной линии с дефектом, которая позволяет описать процессы, протекающие во время развития дефекта.

Метод на ранней стадии позволяет проследить процесс развития пробоя изоляции, исключить аварийные ситуации, оценить состояние изоляции без отключения, заранее прогнозировать пробой, возможность в плановом порядке производить его ремонт. Таким образом, значительно повышается надежность эксплуатации кабельной линии и системы.

Ключевые слова - высоковольтное оборудование; методы диагностики; кабельная линия; дефект изоляции; частичный разряд; моделирование дефекта в изоляции.

Modeling the defect in the insulation of the cable line using the MathLAB software

L.F. Ziyaltdinova., E.M. Fedosov, A.I. Raskulova
Ufa State Aviation Technical University
Ufa, Russia
E-mail: lesyaz5300@yandex.ru

Abstract - during the operation of cable lines, various technological and design defects (crack, corrosion, material inhomogeneity, presence of air inclusions, etc.) are often detected. In such "weak" places of isolation, partial discharges are necessary. The greatest danger for equipment that is not discharges, and their consequences for isolation - periodically repeated partial discharges destroy high-voltage insulation. This requires the use of new technologies.

The most suitable method for determining defects is the partial discharge measurement method, which determines the level of microcoronal discharges in the cable isolation body. When the experimental part was performed by the partial discharge method, the simulation of the power plant was carried out. As a modeling tool for the software used MathLab.

A model of a cable line with a defect is obtained, which allows recording the processes that occur during the development of the defect.

The method at the early stage of safety, prevention of emergency situations, assessment of the insulation state without shutdown, predict the breakdown in advance, the ability to routinely perform its repair. Thus, the reliability of the cable line and the system is significantly improved.

Keywords: high-voltage equipment; Methods of diagnostics; Cable line; Insulation fault; Partial discharge; Simulation of a defect in insulation.

В процессе эксплуатации высоковольтного оборудования очень часто выявляются различные технологические и конструкторские дефекты, таких как трещина, разъедание, неоднородность материалов изделия, наличия воздушных включений и т.д. Применение методов неразрушающего контроля так же способствует значительному уменьшению потерь по времени и сокращению материальных затрат при ремонте.

Наиболее эффективным и новым методом выявления характерных для изоляции дефектов является метод измерения частичных разрядов, который определяет уровень микрокоронных разрядов в теле изоляции.

Частичный разряд – это искровой разряд небольшой мощности, который образуется внутри высоковольтной изоляции, или на ее поверхности. Наибольшую опасность для оборудования представляют не сами разряды, а

результат их воздействия на изоляцию - периодически повторяющиеся частичные разряды разрушают высоковольтную изоляцию. Частичные разряды появляются в слабом месте оборудования под воздействием переменного напряжения и приводят к постепенному развитию дефекта и разрушению изоляции при дальнейшей эксплуатации оборудования, эти дефекты развиваются и растут [1]. Увеличение размеров дефекта приводит к дуговому пробое всего изоляционного промежутка. ЧР возникают в области локальных дефектов, т. е. в местах, где изоляция ослаблена, например, из-за наличия газовых включений (полостей), повышенной напряженности электрического поля у острых кромок металлических элементов изоляционных конструкций (электродов) или нахождения проводящих частиц, внесенных в изоляцию при ее изготовлении или в ходе эксплуатации.

Воздушные включения в КЛ из СПЭ могут располагаться хаотично. Рассмотрим участок кабельной линии, где имеются три газовых включения. Механизм образования и развитие ЧР рассмотрим при помощи схемы замещения изоляционного промежутка с включением (рис. 1).

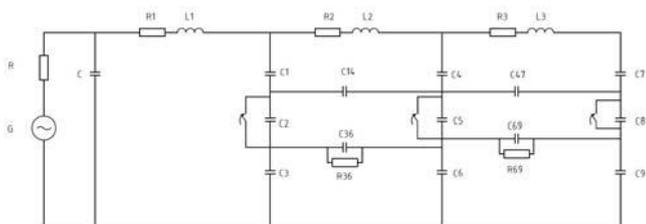


Рис. 1. Схема замещения кабельной линии с изоляцией из СПЭ с тремя дефектами

C - емкость оставшейся части изоляционного промежутка

*C*₂, *C*₅ и *C*₈ – непосредственные емкости включения

*C*₁, *C*₄, *C*₇ и *C*₃, *C*₆, *C*₉ – емкости столба изоляции между поверхностью включения и электродов

*C*₃₆, *C*₆₉ – емкости диэлектрика между включением и электродом

*C*₁₄, *C*₄₇ – емкости продольных связей между дефектами

R, *L* - распределенные параметры кабельной линии.

Напряжение воздействующее на включения будет иметь вид:

$$U_B = C_X \cdot U, \quad (1)$$

где *U* – приложенное переменное напряжение,

C_x – эквивалентная емкость изоляционного промежутка.

При определенном напряжении во включениях, в нем произойдет электрических разряд. Процесс разрядов под воздействием переменного напряжения и для исследования протекания можно представить, собрав схему в программном пакете MathLab (рис.2). Ключи 2, 5 и 8 моделируют емкость на включениях [2].

Представим емкость включения в виде ключа, который будет замыкаться или размыкаться в зависимости от напряжения на включении.

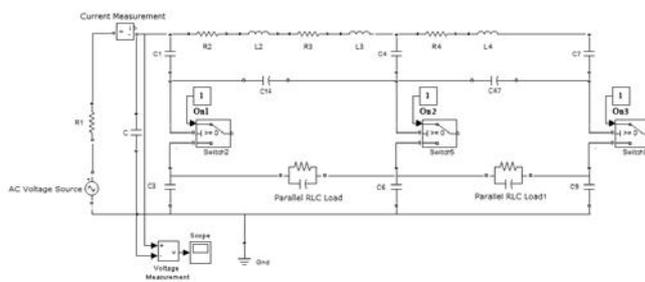


Рис. 2. Имитационная модель дефекта в изоляции кабельной линии

После достижения на включении определенного напряжения *U_B* произойдет разряд, и процесс ЧР будет повторяться, пока напряжение на включении не станет меньше *U_B*. Затем напряжение будет изменяться согласно напряжению, которое подается на включение [2]. Таким образом, процесс ЧР стабилизируется, и тогда получим следующую диаграмму (рис. 3).

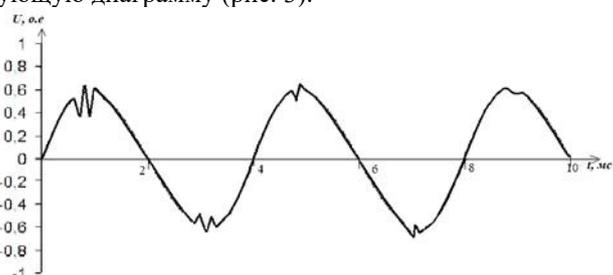


Рис. 3. Диаграмма стабилизирующего напряжения на включении

Разработанная имитационная модель позволяет оценивать случаи с различным составом воздушных включений, кроме того существует возможность определить местоположение импульса ЧР, как длительность в периоде воздействующего на изоляцию переменного напряжения между нулем, предшествующей положительной полуволне и импульсом ЧР.

Список литературы

- [1] Федосов Е.М. Частичные разряды в элементах электротехнических комплексов: диссертация ... кандидата технических наук: 05.09.03. — Уфа, 2009. — 136 с.
- [2] Коржов, А.В. Моделирование схем замещения изоляции кабелей 6 (10) кВ для оценки частичных разрядов с учетом режимов их работы в распределительной сети. // Вестник ЮУрГУ. – 2015. – Т.15, №4. С. 32-39.
- [3] Вдовико В.П., Частичные разряды в диагностировании высоковольтного оборудования., Новосибирск: Наука, 155 с., (2007).

Расчет наведенного напряжения на отключенных линиях электропередачи, вызванных электромагнитным влиянием железных дорог переменного тока, в зоне высокоомных грунтов

О.В. Залесова

ФГБУН КНЦ РАН "Центр физико-технических проблем энергетики Севера", Апатиты, Россия
Апатиты, Россия
e-mail: drozdova_nord@mail.ru

Аннотация — Предложен способ оценки уровня наведенного напряжения на проводах отключенной воздушной линии электропередачи (ВЛ), вызванных электромагнитным влиянием контактной сети железной дороги переменного тока. Представлены результаты расчетов наведенного напряжения на ВЛ при влиянии однопутного участка железной дороги, а также выполнено сопоставление расчетных и опытных данных.

Ключевые слова — тяговая сеть, воздушная линия электропередачи, электромагнитное влияние, наведенное напряжение

Calculation of inducted voltage on disconnected transmission line in the caused by electromagnetic influence of AC railway in the area of high-resistance soil

Olga Zalesova

Centre for Physical and Technological Problems of Energy in Northern Areas KSC RAS,
Apatity, Russian Federation
e-mail: drozdova_nord@mail.ru

Abstract — The program complex for an estimation of the inducted voltage level on disconnected transmission line exposed to electromagnetic fields influence of an overhead contact system has been propounded. Calculations results of the induced voltage on a power line at influence of single-track railway line have been presented. Comparison of calculated and experimental data was also carried out.

Keywords — electric traction network, transmission line, electromagnetic influence, inducted voltage

1. ВВЕДЕНИЕ

Электрифицированные железные дороги, работающие по системе переменного тока промышленной частоты, могут оказывать существенное электромагнитное влияние на проходящие вблизи отключенные воздушные линии электропередачи (ВЛ) высокого класса напряжения.

Во время измерения наведенного напряжения на таких линиях невозможно обеспечить максимальный уровень тока, протекающего в контактной сети. Причиной этому является постоянное изменение нагрузки на участке железной дороги. Поэтому актуальным становится расчетное исследование уровня наведенного напряжения на отключенных ВЛ, подверженных электромагнитному влиянию тяговой сети переменного тока. Это позволит оценить ситуацию

при проведении ремонтных работ на отключенной ВЛ и выбрать наиболее надежный способ защиты для ремонтного персонала в соответствии с "Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок" (ПОТЭУ).

В настоящей работе проводится расчет наведенного напряжения на проводах отключенной ВЛ класса напряжения 110 кВ, вызванного электромагнитным влиянием контактной сети однопутного участка железной дороги, электрифицированного по системе однофазного переменного тока промышленной частоты напряжением 25 кВ, с помощью программного комплекса, разработанного в "Центре физико-технических проблем энергетики Севера". Метод расчета наведенного напряжения на ВЛ и структура программного комплекса описана в [1].

II. РАСЧЕТ НАВЕДЕННОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА ОТКЛЮЧЕННОЙ ВЛ

В качестве объекта исследования была выбрана ВЛ класса напряжения 110 кВ, на всем протяжении имеющая сближение с однопутным участком железной дороги переменного тока (рис. 1). Электропитание влияющего участка железной дороги двустороннее. Длина участка железной дороги составляет 73 км. Длина линии – 19.7 км. Преобладающим типом опор, на которых установлена линия, являются опоры типа ПБ110-13 от ПС №1 на протяжении 10.5 км линии, и опоры типа – П (деревянные) на другом участке линии, заканчивающемся на ПС №2.

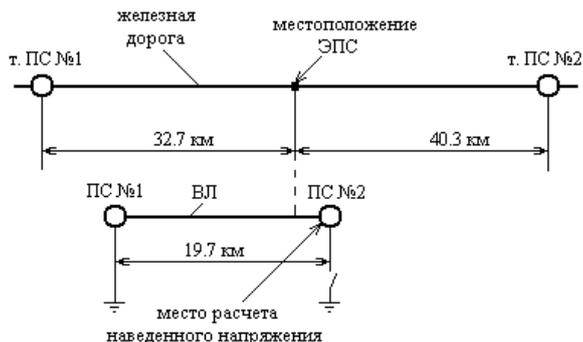


Рис. 1. Схема параллельного сближения отключенной ВЛ и однопутного участка железной дороги

Расчет наведенного напряжения выполнялся на изолированном конце отключенной ВЛ со стороны подстанции №2 (на другом конце линия была заземлена). Расположение электроподвижного состава (ЭПС) в момент расчета, также как при выполнении измерений наведенного напряжения и тока в тяговой сети, находилось на 32.7 км относительно тяговой подстанции №1.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА НАВЕДЕННОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА ВЛ

Результаты расчетов наведенного напряжения на ВЛ и токов, потребляемых электроподвижными составами, представлены в таблице 1.

Таблица 1. НАВЕДЕННОЕ НАПРЯЖЕНИЕ НА ВЛ ПРИ ВЛИЯНИИ КОНТАКТНОЙ СЕТИ ОДНОПУТНОГО УЧАСТКА ЖЕЛЕЗНОЙ ДОРОГИ

№ опыта	$I_{эл}, А$	$U_{расч}, В$	№ опыта	$I_{эл}, А$	$U_{расч}, В$
1	118.9	66.7	13	45.4	25.4
2	90.9	51.0	14	43.8	25.0
3	132.5	74.3	15	65.3	36.5
4	135.7	76.1	16	134.7	75.4
5	148.5	83.1	17	132.6	74.2
6	190.0	106.3	18	34.8	19.5
7	53.9	30.2	19	126.2	70.6
8	46.0	25.7	20	154.1	86.2
9	91.5	51.2	21	97.9	54.8
10	69.0	38.6	22	160.4	89.8
11	81.8	45.8	23	77.2	43.2
12	72.4	40.5	24	105.0	58.8

Расчетные исследования показали, что во всех рассмотренных случаях наведенное напряжение достигает значительных величин, превышающих допустимый уровень – 25 В, при условии, что на участке сближения находился один электроподвижный состав.

На рисунке 2 представлены гистограммы расчетных и опытных данных наведенных напряжений на исследуемой линии.

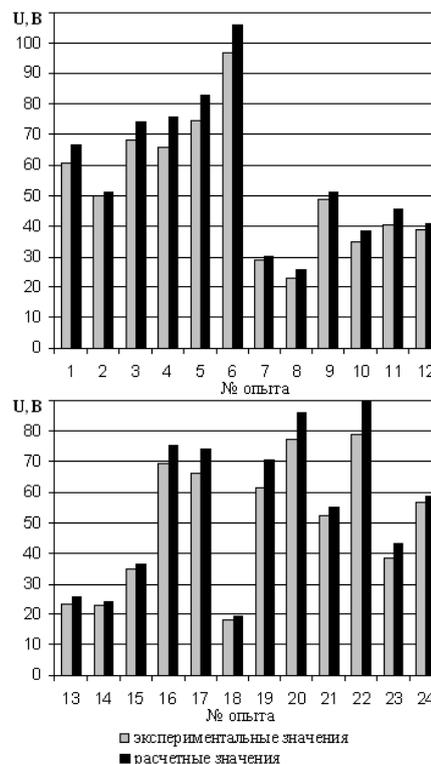


Рис. 2. Гистограммы расчетных и экспериментальных значений наведенного напряжения на отключенной ВЛ

Результаты проведенных исследований показали, что отличие расчетных данных наведенных напряжений на отключенной ВЛ от опытных значений составило в среднем порядка 9 процентов.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам проведенных исследований можно заключить, что разработанный программный комплекс [1] позволяет с приемлемой точностью проводить оценку уровня наведенного напряжения на отключенных ВЛ, подверженных влиянию тяговой сети переменного тока.

Список литературы

- [1] Залесова О.В. Теоретическое исследование значений наведенных напряжений на отключенных линиях электропередачи, вызванных влиянием контактной сети железной дороги переменного тока // Электроэнергетика глазами молодежи: материалы VII Международной научно-технической конференции, 19 – 23 сентября 2016, Казань. – В 3 т. Т 1. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2016. – С.131-134.

Быстродействующее шунтирование однофазных замыканий на землю в кабельных сетях 6 – 10 кВ с изолированной нейтралью

Е.А. Кротков, Г.И. Точилкин, Д.В. Лозовой
ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»
Самара, Россия
E-mail: glebtchilkin@gmail.com

Аннотация – замыкание на землю токоведущих частей электроустановок напряжением 6 – 10 кВ является преобладающим видом повреждений. На основании этого получены аналитические зависимости между токами замыкания на землю и параметрами электрической сети при различных режимах работы нейтрали, кроме того, рассмотрены альтернативные методы устранения замыканий на землю.

Ключевые слова – быстродействующее защитное шунтирование замыкания на землю, надежность электроснабжения, селективность, электрические сети.

FAST SHUNTING OF SINGLE-PHASE CIRCUITS TO EARTH IN CABLE NETWORKS 6-10 KV WITH ISOLATED NEUTRAL

Е.А. Krotkov¹, G.I. Tochilkin¹
¹Samara State Technical University, Samara, Russian Federation
E-mail: glebtchilkin@gmail.com

Abstract – the earth fault of current-carrying parts of electrical installations with voltage 6 - 10 kV is the predominant type of damage. On the basis of this, analytical dependencies between ground fault currents and electrical network parameters are obtained for various modes of neutral operation, in addition, alternative methods for eliminating earth faults are considered.

Keywords - high-speed protective shunting of ground fault, reliability of electricity supply, selectivity, electrical networks.

I. ВВЕДЕНИЕ

Наиболее часто встречающимися повреждениями в распределительных сетях 6 – 10 кВ являются однофазные замыкания на землю (ОЗЗ).

Для ограничения отрицательного влияния токов ОЗЗ на оборудование созданы различные режимы заземления нейтрали, а также разработаны устройства для обеспечения надежного электроснабжения и селективной работы релейной защиты, однако они не в полной мере способны исключить все негативные явления, возникающие при замыканиях на землю.

II. ИЗОЛИРОВАННАЯ НЕЙТРАЛЬ

Основным преимуществом сетей с изолированной нейтралью является простота воплощения этого режима, потому что сразу же исчезает необходимость применения компенсирующих и специальных устройств для заземления нейтрали. Стоит отметить и относительную безопасность этих сетей в нормальном режиме работы, что дает возможность использовать их в местах повышенной либо особой опасности [4].

Однако в таких сетях существует ряд значительных недостатков, среди которых разрушение железобетонных опор воздушных линий токами ОЗЗ величиной более 10А, появление перемежающихся дуговых замыканий со значительными перенапряжениями на неповрежденных фазах, сложность обнаружения местоположения ОЗЗ, вероятность неправильной работы релейной защиты и т.д. [2,5].

III. ГЛУХОЗАЕМЛЕННАЯ НЕЙТРАЛЬ

Применение режима глухого заземления нейтрали в сетях 6 – 35 кВ в России не разрешено ПУЭ, потому что высокие значения токов короткого замыкания обуславливают применение релейной защиты, действующей на отключение, что приводит к перерыву в электроснабжении потребителей. Кроме того, данный режим заземления приводит к удорожанию и усложнению заземляющих устройств [8]. К достоинствам глухозаземленной нейтрали можно отнести снижение уровня перенапряжений в сети, что позволяет снизить капитальные затраты. Такие электрические сети применяются в странах Северной и Южной Америки.

IV. ЗАЗЕМЛЕНИЕ НЕЙТРАЛИ ЧЕРЕЗ РЕЗИСТОР

В промышленных сетях практически всех стран Европы наиболее широко используется режим заземления нейтрали через резистор. Применение резистора особенно актуально в городских кабельных сетях с резервированием, а также при питании высоковольтных электродвигателей [1].

При высокоомном режиме заземления нейтрали (ток, протекающий через место повреждения, не превышает по величине 10А, схема подключения резистора изображена на рис. 1) ОЗЗ допускается не отключать. При этом защиты работают на сигнал, что повышает надежность электроснабжения и позволяет найти поврежденный фидер без применения поочередного отключения линий. Данный вид заземления применяется на любых типах опор, исключает феррорезонансные явления, множественные повреждения изоляции в сети. Высокоомное резистивное заземление нейтрали имеет ограничения в применении по току (сети с током ОЗЗ не более $5 \div 7$ А, причем $I_R > I_C$) и классу напряжения. Кроме того, в месте повреждения увеличивается ток замыкания, повышается вероятность повторных пробоев в точках сети с ослабленной изоляцией, ограничивается развитие сети по величине емкостного тока, ухудшаются условия гашения дуги в месте повреждения и т.д.

При применении низкоомного заземления нейтрали емкостная составляющая тока не влияет на величину полного тока. Наибольший эффект достигается при использовании подобного режима в кабельных сетях. Низкоомное заземление позволяет практически исключить вероятность дальнейшего развития повреждения, полностью исключить дуговые прерывистые ОЗЗ, снизить уровень перенапряжений. Сети с низкоомным резистором активно развиваются в энергосистеме г. Москвы и Московской области на классе напряжения 20 кВ. Но этот тип заземления также имеет ограничения в использовании. По некоторым источникам, он может применяться лишь в сетях с большими токами ОЗЗ и высокой степенью резервирования.

В [6] было предложено комбинированное (установка неотключаемого высокоомного резистора параллельно каждому ДГР) заземление нейтрали (рис. 2). На основании сравнения данных работы сети 6 кВ ТЭЦ Новокузнецкого металлургического комбината с заземлением нейтрали через ДГР и комбинированным заземлением нейтрали было установлено, что комбинированное заземление

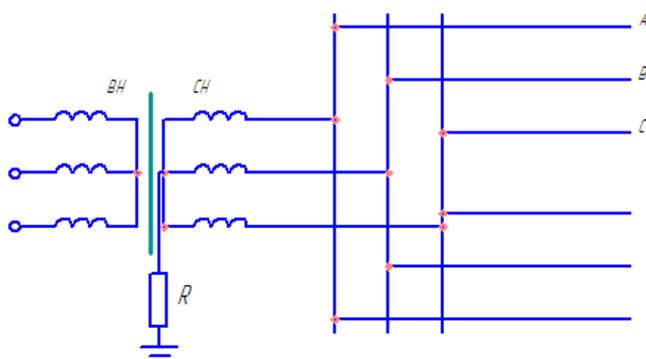


Рис.1. Электрическая схема заземления нейтрали через высокоомный резистор.

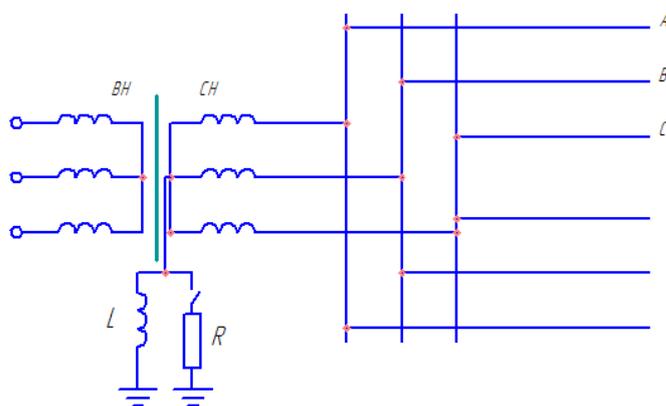


Рис.2. Электрическая схема комбинированного заземления нейтрали.

нейтрали позволяет снизить уровень перенапряжений, время горения дуги, развитие дефектов изоляции, практически исключить замыкания, требующие отключение линии, увеличить число самоликвидировавшихся повреждений.

V. ЗАЗЕМЛЕНИЕ НЕЙТРАЛИ ЧЕРЕЗ ИНДУКТИВНОСТЬ

Применение заземления нейтрали через индуктивность, как и применение глухого заземления, в сетях напряжением 6 – 35 кВ в России не разрешено нормативными документами [8]. Ток ОЗЗ по величине должен составлять 60% тока трехфазного короткого замыкания для исключения переходных перенапряжений, что является нецелесообразным по причине повышенного термического воздействия на оборудование. К тому же в качестве индуктивности используется трансформатор специального назначения, что повышает капитальные затраты. Защита в таких сетях работает на отключение, что снижает надежность электроснабжения [1].

VI. ЗАЗЕМЛЕНИЕ НЕЙТРАЛИ ЧЕРЕЗ ДУГОГАСЯЩИЙ РЕАКТОР

Широкое применение заземления нейтрали с помощью дугогасящего реактора (далее – ДГР) в большинстве стран Европы обусловлено высокими требованиями к надежности электроснабжения. ДГР позволяет устранить возникновение перемежающихся дуговых замыканий, самоликвидировать замыкания на землю, повысить чувствительность сигнализации о замыканиях на землю через большое переходное сопротивление. Применение ДГР с шунтирующим низковольтным резистором дает возможность организации селективной релейной защиты от ОЗЗ с различными типами, однако повышаются капитальные затраты на сеть. Отсутствие резистора создает проблему организации селективной защиты.

Из существующих типов ДГР (со ступенчатым, плавным регулированием и подмагничиванием) реакторы со ступенчатым и плавным регулированием при переключении необходимо отключать от сети, к тому же они имеют различные недоработки конструктивных элементов. Реакторы с подмагничиванием не нужно отключать от сети, однако они в момент ОЗЗ не имеют оптимальную величину индуктивности [2]. Кроме того, в токе компенсации присутствуют высшие гармоники, что создает условия для длительного горения дуг.

VII. ИННОВАЦИОННЫЕ РАЗРАБОТКИ

В настоящее время компанией Swedish Neutral [9] разработан ДГР со статической конструкцией, не требующий обслуживания, и с высоким быстродействием, которое достигается путем постоянной настройки в резонанс с помощью отключения или включения блока конденсаторных батарей, подключаемых к вспомогательной обмотке реактора. Кроме ДГР для совместного использования разработаны устройство автоматической настройки ДГР в резонанс, обеспечивающее настройку даже при плавающем смещении нейтрали, устройство определения поврежденного присоединения с двумя параллельно работающими алгоритмами и заземляющий трансформатор с физическим выделением нейтрали.

VIII. БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩЕЕ ШУНТИРОВАНИЕ

Известно, что одним из эффективных средств борьбы с замыканиями на землю является закорачивание на землю аварийной фазы [7].

В качестве устройства, ограничивающего негативные последствия ОЗЗ, предлагается устройство защитного шунтирования. Основное преимущество заключается в осуществлении защиты от ОЗЗ без перерыва в электроснабжении потребителей. Устройство защитного шунтирования позволит селективно шунтировать поврежденные линии, организовывая при этом простую релейную защиту.

Устройство работает следующим образом (рис. 3): при возникновении ОЗЗ элемент выбора поврежденной фазы определяет поврежденную фазу и выдает команду на элемент управления, которая в случае отсутствия запрета от устройства блокировки, запрещающего или разрешающего выдачу команды от элемента выбора фазы к элементу управления, передается на устройство искусственного замыкания. Данный элемент шунтирует ОЗЗ, снижая ток в месте повреждения. После выдержки времени элемент искусственного замыкания отключается, и при устранении замыкания не включается. В случае наличия замыкания устройство искусственного замыкания снова шунтирует ОЗЗ и остается в таком положении до отключения через элемент блокировки диспетчером.

На основании теоретической части, взятой из [3], были проведены расчеты и выявлены аналитические зависимости между токами сети и всеми параметрами при шунтировании поврежденной фазы, получены зависимости напряжений фаз сети относительно земли от параметров сети.

В качестве расчетной была взята кабельная линия электропередачи напряжением 10 кВ, длиной 10 км с сечением жилы 95 мм².

Расчетная схема сети показана на рис. 3. На ней обозначены: \underline{Z} – сопротивление фазы линии до места замыкания, $R_{ш}$ – сопротивление шунта, R_3 – сопротивление в цепи тока замыкания, $\underline{Z}_{из}$ – сопротивление изоляции одной фазы, l – длина линии до места замыкания, \underline{I}_3 – ток замыкания на землю, \underline{U}_3 – напряжение в месте замыкания относительно земли, $\underline{E}_A, \underline{E}_B, \underline{E}_C$ – источник трехфазного напряжения.

Формула расчета тока замыкания на землю имеет вид

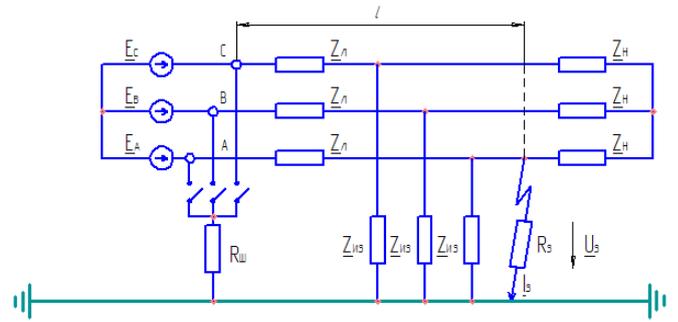


Рис. 3. Расчетная схема с устройством защитного шунтирования.

$$\underline{I}_3 = U_\phi \frac{3\underline{Z}_H \underline{Z}_{ш} - \underline{Z}_L \underline{Z}_{из}}{\left(R_3 + \frac{1}{3} \underline{Z}_{из}\right) \underline{Z}_L^2 + \left(\frac{R_3 + \underline{Z}_{из}}{\underline{Z}_{из}} (\underline{Z}_L + 3\underline{Z}_{ш}) + 2R_3 + \underline{Z}_{из}\right) \cdot \underline{Z}_L \underline{Z}_H (3\underline{Z}_{ш} R_3 + \underline{Z}_{из} (\underline{Z}_{ш} + R_3)) \cdot (\underline{Z}_L + \underline{Z}_H)} \quad (1)$$

Так как сопротивление изоляции сети относительно земли значительно больше сопротивления шунта, сопротивления замкнувшейся фазы и сопротивления линии, то уравнение (1) приобретает упрощенный вид:

$$\underline{I}_3 = \frac{U_\phi (3\underline{Z}_H R_{ш} - \underline{Z}_L \underline{Z}_{из})}{\underline{Z}_{из} \underline{Z}_L \left(\frac{1}{3} \underline{Z}_L + \underline{Z}_H + (R_{ш} + R_3) \cdot \left(1 + \frac{\underline{Z}_H}{\underline{Z}_L}\right)\right)} \quad (2)$$

В дальнейшем токи замыкания на землю рассчитываются по формуле (2).

На рис. 4 представлена зависимость напряжения замыкания на землю от сопротивления шунта, на рис. 5 – зависимости тока замыкания от сопротивления шунта и в точке замыкания. По графикам видно, что с увеличением сопротивления ток замыкания становится меньше.

На основании вышесказанного можно сделать следующие выводы:

1. Ток замыкания на землю в большей степени зависит от тока нагрузки. Соответственно, можно выбирать сопротивление шунта под конкретный ток нагрузки таким образом, чтобы ток замыкания на землю имел минимальное значение (близкое к нулю);

2. С целью достижения наиболее эффективной защиты необходимо шунтировать поврежденную фазу непосредственно в месте замыкания.

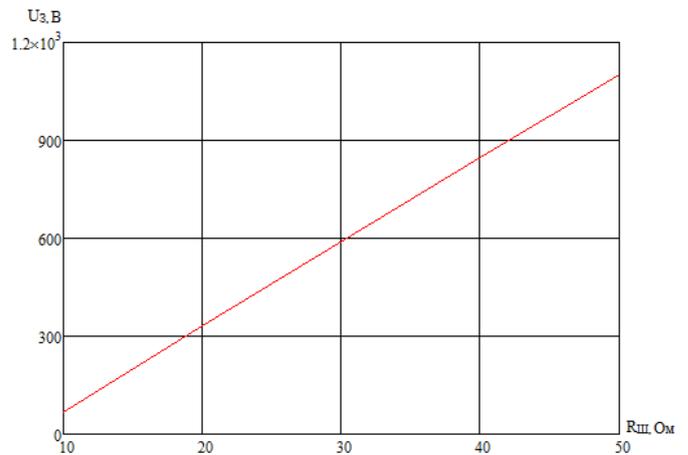


Рис. 4. Зависимость напряжения замыкания на землю от сопротивления шунта.

Список литературы

- [1] Назарычев, А., Пугачев, А. Комплексные инновационные решения по заземлению нейтрали в сетях 6 – 35 кВ. Сети России.
- [2] Куличенков, В.П. Защита от атмосферных и внутренних перенапряжений в электроустановках напряжением 6 – 750 кВ.; БНТУ, 2010.
- [3] Цапенко, Ю.Е. Защитное шунтирование с программным управлением в системах электроснабжения 6 – 10 кВ.; Москва, 1992.
- [4] Беляев, А.В. Электробезопасность в трёхфазных сетях переменного тока: учеб. пособие / – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2011. – 94 с.
- [5] Сирота, И.М., Кисленко, С.Н., Михайлов, А.М. Режимы нейтрали электрических сетей/– Киев: Наук. думка, 1985. – 264 с.
- [6] Сарин, Л.И., Ильиных, М.В., Ширковец, А.И., Буянов, Э.В., Шамко, В.Н. Анализ результатов мониторинга процессов при однофазных замыканиях на землю в сети 6 кВ с дугогасящими реакторами и резисторами в нейтрали/ - журнал «Энергоэксперт», № 1 – 2008.
- [7] Гуревич, В.И. Некоторые технические аспекты проблемы защиты от замыканий на землю распределительных сетей среднего напряжения/ - журнал «Промышленная энергетика», № 1 – 2001.
- [8] Правила устройства электроустановок. 7-е изд. – М.: КРОНУС, 2007.
- [9] www.swedishneutral.ru
- [10] Самойлович, И.С. Вопросы координации изоляции электрических сетей карьеров. – В кн.: Электробезопасность на горнорудных предприятиях. Днепропетровск: Днепропетр. горн. ин-т.
- [11] Сирота, И. М. Оптимизация режимов нейтрали в электрических сетях напряжением до 35 кВ. – Киев: О-во «Знание» УССР, 1980. – 30 с.
- [12] Короткевич М.А. Эксплуатация электрических сетей: [учебник для вузов по специальности "Электроэнергетические системы и сети"] /Короткевич М.А. - 2-е изд., испр. и доп. - Минск: Высшэйшая школа, 2014. - 350 с.
- [13] Самойлович И.С. Внутренние перенапряжения в карьерных сетях с изолированной нейтралью и пути их ограничения. – В кн.: Режимы нейтрали в электрических сетях. Киев: Наук. думка, 1974.
- [14] Герасименко А.А., Кинев Е.С., Чупак Т.М. Электроэнергетические системы и сети. Версия 1.0 [Электронный ресурс]: конспект лекций. – Красноярск: ИПК СФУ, 2008.
- [15] Цапенко Е.Ф. Замыкания на землю в сетях 6 – 35 кВ. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 128 с.: ил.
- [16] Багаев Д.В., Сазонов В.Н., Астафьев С.О., Кучеренко В.И. Резистивное заземление нейтрали в сетях 6 – 35 кВ в ОАО «МРСК Волги». – Кабель-news/№ 3/ март 2009.

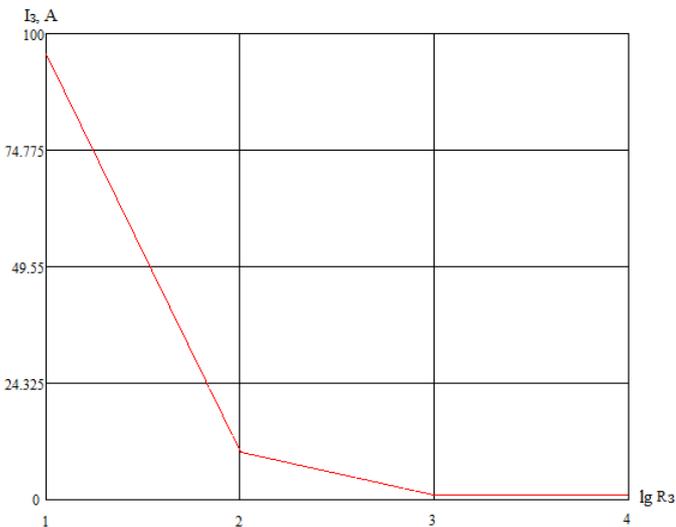
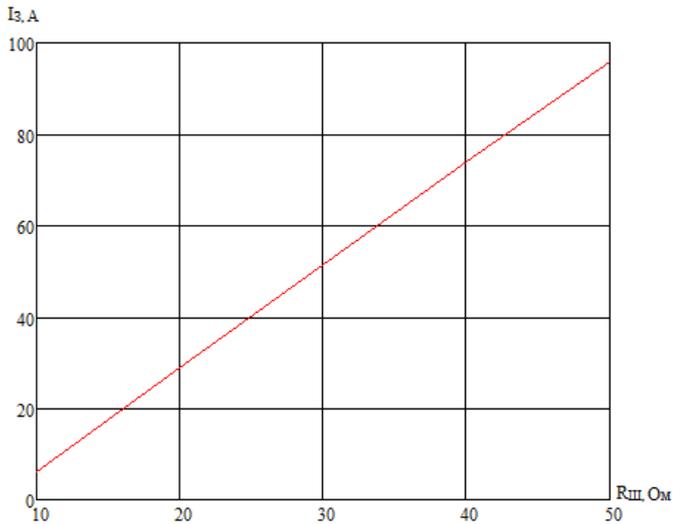


Рис.5. Зависимость тока замыкания от сопротивления шунта и в точке замыкания.

МОДЕЛИРОВАНИЕ УПРАВЛЯЕМОГО ШУНТИРУЮЩЕГО РЕАКТОРА В РАСЧЕТАХ УСТАВОК ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

В.С. Исаков

ФГБОУ ВО "Самарский государственный технический университет", Самара, Россия
E-mail: skrechm2@yandex.ru

Аннотация – В настоящее время в электрических сетях России напряжением 110-500 кВ эксплуатируется более 100 управляемых шунтирующих реакторов и их применение продолжает расширяться. Проекты установки УШР на подстанциях, в том числе в части релейной защиты и автоматики, выполняют, как правило, региональные институты. Графическая среда Simulink является наиболее широко используемой программой для имитационного моделирования процессов на данный момент, с помощью графических блок-программ строить динамические модели, а также дискретные, нелинейные, непрерывные системы. В качестве явного преимущества Simulink отмечается отсутствие необходимости видоизменения системы дифференциальных уравнений при изменениях системы или схемы замещения магнитной системы УШР, что очень упрощает реализацию модели и снижает вероятность ошибки моделирования. При проведении моделирования УШР основным элементом является выполнение экспериментальной части математическим моделированием. В качестве инструмента моделирования применялось программное обеспечение Simulink. Рассмотрен алгоритм моделирования УШР в Simulink. Предложены методы восстановления электроснабжения потребителей, а также возможность использования активно-адаптивных элементов для стабилизации послеаварийного режима. Представленная модель может быть использован при разработке дистанционных защит воздушных линий электропередачи.

Ключевые слова – управляемый шунтирующий реактор, моделирование, дистанционная защита, активно-адаптивная сеть.

SIMULATION OF CONTROLLED SHUNTING REACTOR IN CALCULATIONS OF REMOTE PROTECTION OF AIR-TRANSMISSION AIRLINES

V.S. Isakov

Samara State Technical University, Samara, Russian Federation
E-mail: skrechm2@yandex.ru

Abstract – Currently, more than 100 controlled shunt reactors are operated in 110-500 kV electric grids in Russia and their application continues to expand. Projects of installation of UWB at substations, including those in the field of relay protection and automation, are carried out, as a rule, by regional institutes. Graphical environment Simulink is the most widely used program for simulating processes at the moment, using graphic block programs to build dynamic models, as well as discrete, nonlinear, continuous systems. As an obvious advantage of Simulink, there is no need to modify the system of differential equations when the system or the replacement circuit of the magnetic system of the USM changes, which greatly simplifies the implementation of the model and reduces the probability of simulation error. When carrying out the modeling of the USM, the main element is the execution of the experimental part by mathematical modeling. Simulink software was used as the modeling tool. The algorithm of simulation of the USM in Simulink is considered. Methods for restoring power supply to consumers, as well as the possibility of using active-adaptive elements to stabilize the post-accident regime, are proposed. The presented model can be used in the development of remote protection of overhead transmission lines.

Key-words – Controlled shunt reactor, simulation, remote protection, active-adaptive network.

1. ВВЕДЕНИЕ

Управляемые шунтирующие реакторы – электромагнитные реакторы, индуктивность которых может плавно регулироваться с помощью автоматической системы управления, позволяющей осуществить стабилизацию напряжения на воздушных линиях с большой зарядовой мощностью. УШР являются аналогами статических тиристорных компенсаторов (СТК), позволяя поддерживать напряжение на линиях как в режиме малых, так и больших нагрузок.

Управляемые шунтирующие реакторы обладают существенным преимуществом перед другими средствами компенсации реактивной мощности. Если сравнить

УШР с обыкновенным шунтирующим реактором, то их преимущества очевидны.

УШР особенно эффективен при установке на длинных линиях электропередачи, режимы работы которых обусловлены реверсивными перетоками активной мощности и резко переменным графиком нагрузки. Кроме того, весьма существенно, что оптимальное регулирование уровней напряжения с помощью УШР значительно снижает потери при передаче электрической энергии.

Применение на ВЛ УШР позволяет решать широкий спектр задач, но УШР приводит к существенному изменению условий функционирования комплексов РЗА. Наиболее уязвимое место — это комплексы дистанционной ступенчатой защиты, устанавливаемые на линиях в качестве резервных защит от междуфазных КЗ.

Проблемы указанных защит, возникающие в компенсирующих линиях, относят инверсии тока и напряжения, низкочастотные колебания при КЗ и динамические изменения параметров компенсированной линии. Для более точного расчета настройки дистанционных защит была смоделирована модель УШР.

II. МОДЕЛИРОВАНИЕ УШР

Графическая среда Simulink является наиболее широко используемой программой для имитационного моделирования процессов на данный момент, с помощью графических блок-программ строить динамические модели, а также дискретные, нелинейные, непрерывные системы.

В качестве явного преимущества Simulink отмечается отсутствие необходимости видоизменения системы дифференциальных уравнений при изменениях системы или схемы замещения магнитной системы УШР, что очень упрощает реализацию модели и снижает вероятность ошибки моделирования [1-2].

Основная цель моделирования магнитосвязанных цепей в Simulink сводится к созданию модели электрической и магнитной цепи посредством источника потока.

На рисунке 1 Изображена схема расчета магнитной и электрической цепи посредством источника тока.

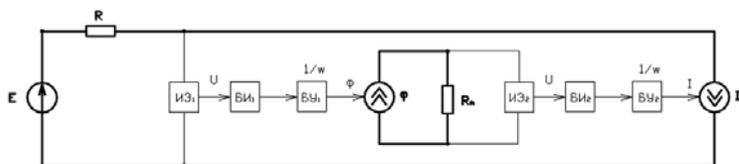


Рис. 1. Структурная схема расчета электрической и магнитной цепи посредством источника потока.

В электрической части схемы расчет процессов происходит с помощью измерительного элемента ИЭ1, тут происходит измерение напряжения на индуктивности, которое после этого интегрируется в блоке интегрирования БИ1, значение потокоцепления делится на число витков w в блоке усиления БУ1. Процесс расчета магнитной цепи сводится к анализу сигнала, сформированному на выходе БУ1 посредством управляемого источника тока. Формируется магнитный поток, протекающий в цепи R_m , вызванный протеканием потока Φ в магнитной цепи, это значение измеряется в измерительном элементе ИЭ2, интегрируется в блоке интегрирования БИ2, делящееся на число витков w , при этом происходит расчет магнитной цепи к электрической. Сигнал на выходе из БУ2 подается на управляемый источник тока, обеспечивающий протекание тока I в катушке индуктивности [5].

На рисунке 2 представлена структурная схема модели электротехнического блока связи электромагнитной цепи в среде Simulink.

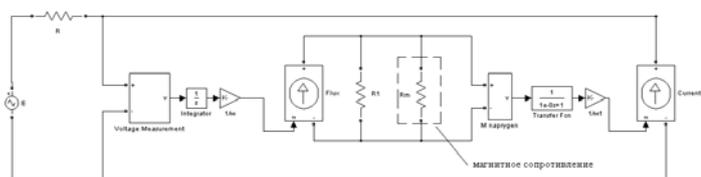


Рис. 2. Структурная схема модели электротехнического блока.

В модели имеются дополнительные элементы, такие как сопротивление $R1$ и фильтра малой постоянной времени 10^{-8} . $R1$ необходим для создания модели с несколькими обмотками, источниками тока, которые моделируют магнитный поток. Для этого, вводя в схему $R1$, значение которого значительно больше R_m , необходимо соединить последовательно необходимое количество источников тока.

К недостаткам модели можно отнести наличие замкнутого алгебраического контура, создающегося источником тока и блоком измерения магнитного напряжения. Расчет алгебраических контуров в среде Simulink проводятся с помощью итерационной процедуры на каждом шаге расчета, замедляя общее время расчета. Для исключения такого контура в схему введен фильтр с малой постоянной времени. Чтобы не изменять динамические свойства модели необходимо подобрать значение постоянной времени.

Сопротивление R_m может представлять собой эквивалентное сопротивление участка магнитной цепи, либо воздушного зазора, в зависимости от поставленной задачи.

Отмечается, что для определения эквивалентных сопротивлений R_m магнитного и немагнитного участка различия. Это обуславливается характеристикой ферромагнитного материала, носящего нелинейный характер, зависящий от кривой намагничивания стали, а сопротивление воздушного участка линейно.

Для расчета магнитного сопротивления можно использовать выражение:

$$R_m = \frac{L_B}{m_0 * S_B},$$

где m_0 - магнитная проницаемость воздуха

Для схемы замещения магнитной цепи будет действительно выражение, в соответствии с которым можно найти падение напряжения на магнитном сопротивлении:

$$U_m = \Phi * R_m = \frac{\Phi * L_B}{m_0 * S_B}$$

Структурная схема участка для магнитной цепи приведена на рисунке 3:

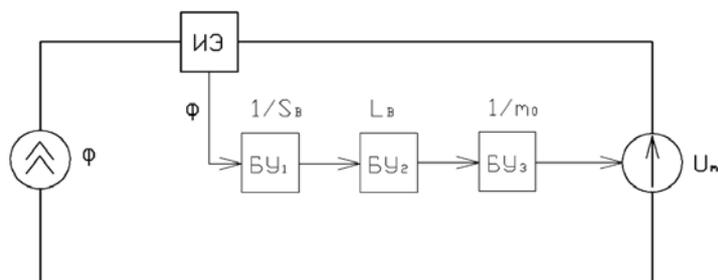


Рис. 3. Структурная схема участка магнитной цепи.

На схеме представлен механизм определения падения магнитного напряжения на эквивалентном линейном магнитном сопротивлении, характеризующем магнитный зазор, для этого с помощью измерительного элемента ИЭ происходит измерение значения магнитного потока с последовательным преобразованием полученного сигнала Φ в блоках БУ1, БУ2, БУ3 в магнитное напряжение U_m по выражению:

$$U_m = \Phi * R_m = \frac{\Phi * L_B}{m_0 * S_B}$$

По такому же принципу создается модель нелинейного участка магнитной цепи. С учетом отличительной особенности моделей линейного и нелинейного фактора, выражение для определения падения магнитного напряжения на нелинейном сопротивлении R_m записывается следующим образом:

$$U_m = \Phi * R_m = H(B) * L_c = H\left(\frac{\Phi}{S_c}\right) * L_c$$

Структурная схема нелинейного магнитного участка представлена на рисунке 4.

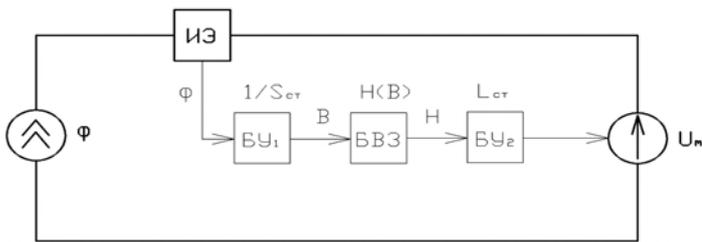


Рис. 4. Структурная схема нелинейного магнитного участка.

В соответствии с вышеописанным механизмом определения магнитного напряжения на эквивалентном линейном магнитном сопротивлении, U_m на нелинейном R_m может быть найдено путем измерения значения магнитного потока в измерительном элементе ИЭ с дальнейшим преобразованием полученного сигнала Φ в индукцию В блоке усиления ВУ1, после этого сигнал, характеризующий индукцию, подается на блок выбора значения ВВЗ, где происходит выбор значения напряженности магнитного поля Н в соответствии с кривой Н(В). Последующие преобразование в U_m в блоке усиления ВУ2, здесь значение Н умножается на длину магнитного участка $L_{ст}$. U_m , полученное на выходе ВУ2 подается на управляемый источник напряжения, впоследствии формируется значение падения напряжения в магнитной цепи на нелинейном сопротивлении.

В блоке ВВЗ хранится информация о кривой Н(В) в виде вектора входных значений индукции и соответствующего значения вектора индукции вектора Н.

Правила, по которым работает блок, описываются следующим образом:

1. При входном значении индукции равному одному из элементов вектора выходных значений Н, выходные значения блока будут равно соответствующему элементу вектора Н.
2. При входном значении индукции не совпадает ни с одним из элементов вектора выходных значений, то блок выполнит линейную интерполяцию между ближайшими к нему элементами.
3. При входном значении индукции выходит за границы вектора входных значений, соответственно блок выполняет линейную экстраполяцию по двум крайним элементам.

На рисунках 5, 6 приведены значения блоков линейного и нелинейного блоков магнитного сопротивления соответственно:

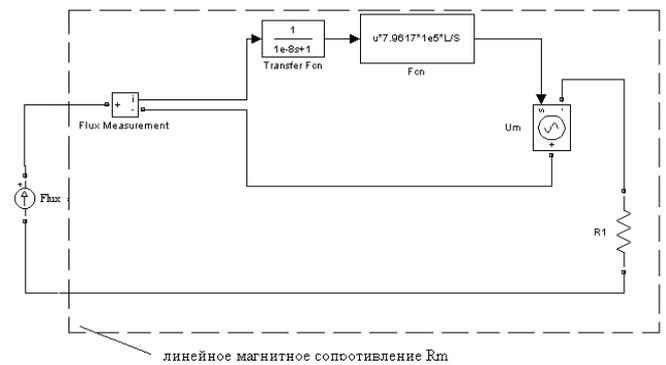


Рис. 5. Блок линейного магнитного сопротивления.

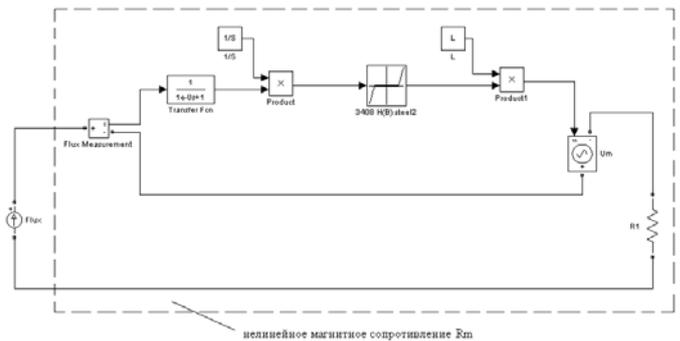


Рис. 6. Блок нелинейного магнитного сопротивления.

Используя эти блоки, блок расчета электрической и магнитной цепи и учитывая съемы обмоток магнитной системы, можно разработать любые модели электротехнического устройства.

Построена модель фазы УШР РОДУ-60000/500, изображено на рисунке 7:

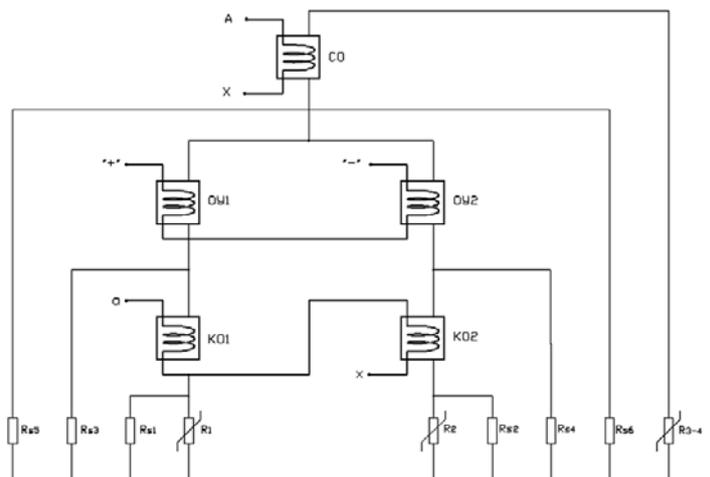


Рис. 7. Модель фазы УШР.

На схеме показаны нелинейные магнитные сопротивления стержней и ярем (R_1-R_4) линейные сопротивления каналов рассеяния магнитного потока:

- между секциями КО и стержнем – $R_{s1}-R_{s2}$;
- между секциями обмоток КО И ОУ – $R_{s3}-R_{s4}$;
- между обмотками СО и ОУ – $R_{s5}-R_{s6}$.

Изображение реализованной имитационной модели УШР в среде Simulink:

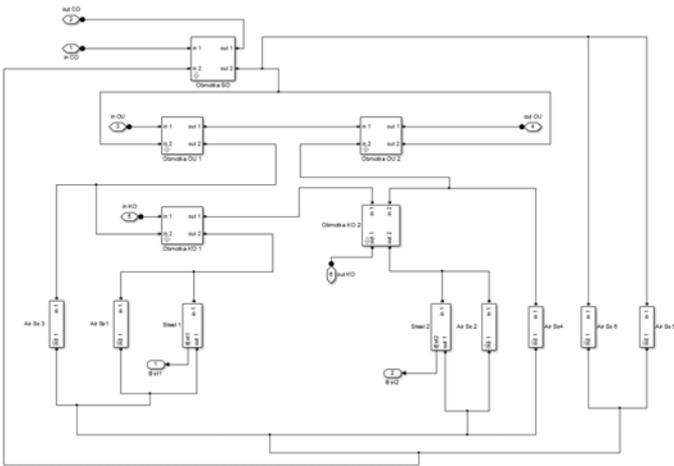


Рис. 8. Имитационная модель УПР.

III. ИСПЫТАНИЕ МОДЕЛИ

Испытание модели производится в следующем порядке:

1. Моделируется испытательная модель энергосистемы и функциональная схема дистанционной защиты, рис. 9, 10.

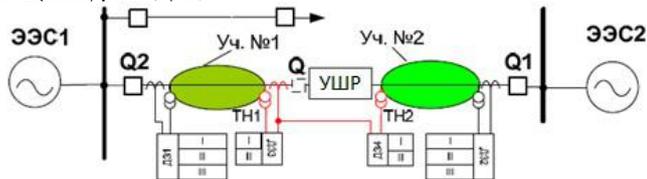


Рис. 9. Исследуемая схема.

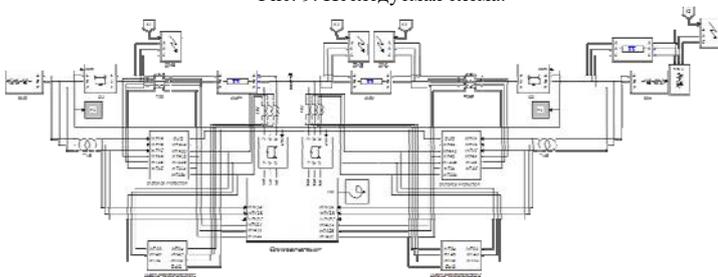


Рис. 9. Модель исследуемой схемы в среде MatLab.

2. В статическом режиме замеряется с помощью Powergui значения токов КЗ, протекающих через защиты при замыканиях в различных точках схемы, нажав на кнопку Continuous. Нажимается кнопка Steady-State Voltages and Currents для вызова подпрограммы предварительного исследования схемы.

3. Настраивается очередность короткозамыкателей для замера токов короткого замыкания. Сначала настраивается первый короткозамыкатель на трехфазное КЗ Transition status: (1 1 1), замеряются параметры КЗ и возвращаются параметры прежнего режима, далее поочередно с каждым короткозамыкателем делаются настройки и замеры. Transition status (1 0 1) – двухфазное замыкание.

4. Рассчитываются уставки дистанционной защиты задающие форму характеристики срабатывания.

5. Проверяется чувствительность защит.

6. Выставляются рассчитанные уставки в настройках блоков защит, в блоках KZ 1st, KZ 2nd.

7. Запускается настроенная модель электрической сети.

8. Исследуется поведения защиты в аварийных режимах.

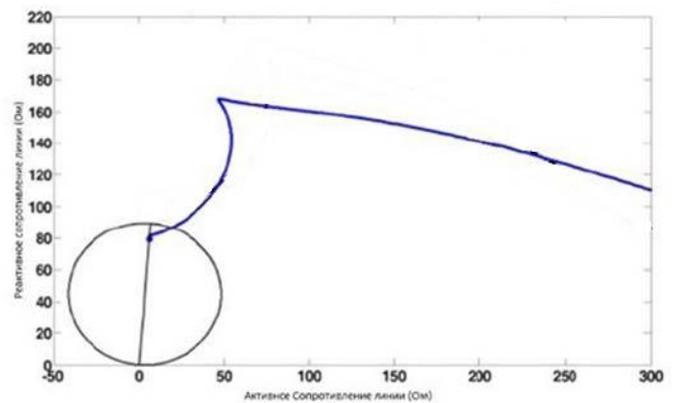


Рис. 10. Моделирование КЗ в сети с УПР и дистанционной защитой

IV. ВЫВОД

Созданная модель в полной мере моделирует УПР и позволяет проводить опыты по настройке и расчету защит

Список литературы

[1] Matlab. The Language of Technical Computing [Электронный курс].
 [2] Дьяконов В.П. MATLAB 7.*/R2006/R2007: Самоучитель. – Москва: ДМК Пресс, 2008. – 868 с.: ил. – ISBN-13: 978-5-94074-424-5.
 [3] Черных И.В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink. – Москва: ДМК Пресс. – 288 с.: ил.
 [4] Лучко А.Р., Ебадиан М. Принципы математического моделирования динамических процессов в управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторах в SimPowerSystems (Matlab)// Электричество, 2008. – N 3. – С. 70-75. – ISSN 0013-5380.
 [5] Долгополов А.Г. Повышение эффективности УПР на ЛЭП 500 кВ и ПС 110 кВ электроэнергетической системы. – Москва. – 164 с.: ил.

АНАЛИЗ РАБОТЫ ТРАНСФОРМАТОРА ДЛЯ РАСЧЕТА КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ НА СТОРОНЕ НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

А.Ю. Янкович¹, И.Н. Шушпанов¹

¹ ФГБОУ ВО «Иркутский Национальный Исследовательский Технический Университет»,
Иркутск, Россия

E-mail: alinayankovich@mail.ru, ilis83@mail.ru

При работе большого количества двигательной нагрузки возникает недостаток реактивной мощности, что влечет за собой потребление этой мощности из сети. В таком случае происходит загрузка трансформатора реактивной мощностью. Как правило, автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии, которая фиксирует параметры активной и реактивной мощности, устанавливается на стороне 6 кВ. Нахождение потребления реактивной мощности трансформатором позволит найти параметр потребления реактивной мощности на стороне 0,4 кВ.

Данная статья посвящена исследованию потребления реактивной мощности трансформатором на основании режимов работы трансформатора.

Ключевые слова - POWER FACTOR; компенсация; АИИС КУЭ; потери; баланс

ANALYSIS OF THE TRANSFORMER OPERATION FOR CALCULATION OF COMPENSATION OF REACTIVE POWER ON THE STEP-DOWN SIDE

A.Yu. Jankovic¹, I.N. Shushpanov¹

¹Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russian Federation

E-mail: alinayankovich@mail.ru, ilis83@mail.ru

When a large amount of motor load is used, there appears a lack of reactive power, which entails the consumption of this power from the network. In this case, the transformer gets absorption of reactive power. Normally, an automatic information and measuring system of commercial accounting of electric energy, which records the parameters of active and reactive power, is installed on the 6 kV side. The determination of the reactive power consumption by the transformer will allow to find the parameter of the reactive power consumption on the 0.4 kV side.

The report goes about the study of the use of reactive power by transformer based on the operating modes of the transformer.

Key words - POWER FACTOR; compensation; Automatic information and measuring system of commercial accounting of electric energy; loss of power; balance

1. ВВЕДЕНИЕ

Котельная является неотъемлемой частью каждого промышленного предприятия. Котельная также является потребителем второй категории и поэтому данный энергообъект предприятия необходимо обеспечить бесперебойностью электроснабжения, так как она является источником тепловой энергии, сжатого воздуха и горячей воды. Для производства подобного рода энергоресурсов необходима большая двигательная нагрузка. Исходя из приведенных доводов, чтобы обеспечить котельную бесперебойной электрической энергией, необходимо произвести компенсацию реактивной мощности.

Для современных энергосистем характерно широкое применение источников реактивной мощности: синхронных компенсаторов и батарей статических конденсаторов. В

подключение этих устройств в сеть способствует поддержанию баланса реактивной мощности и расчетных уровней напряжения в узлах нагрузки. В электрических сетях, питающих промышленные предприятия, ограниченные мощности потребителей обычно приводят к экономической нецелесообразности применения синхронных компенсаторов и в них широко применяются батареи конденсаторов. Представляет большой интерес перспектива применения источников реактивной мощности, характеризующийся плавным изменением реактивной мощности. Для преодоления возникших трудностей такие источники реактивной мощности снабжаются системами автоматического регулирования, которые изменяют величину генерируемой реактивной мощности.

II. ТЕОРИТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Реактивная мощность не совершает никакой полезной работы, но она необходима для создания магнитного потока в электрических машинах. Без реактивной мощности электрические машины не могут нормально функционировать.

A. Недостатки потребления реактивной мощности

Обычно реактивную мощность вырабатывают вблизи потребителя, но когда этого не происходит, то потребление реактивной мощности происходит непосредственно из сети поставщика. Передача реактивной мощности по линиям и через трансформаторы не выгодна по следующим основным причинам:

- Возникают дополнительные потери активной мощности и энергии во всех элементах системы электроснабжения, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью
- Возникают дополнительные потери напряжения, которые особенно существенны в сетях районного значения
- Загрузка реактивной мощности ЛЭП и трансформаторов уменьшает их пропускную способность и требует дополнительных мероприятий по увеличению пропускной способности сети (увеличение сечений проводов воздушных и кабельных линий, увеличение номинальной мощности или числа трансформаторов подстанций и т.д.) [1].

Компенсация реактивной мощности также необходима для разгрузки элементов системы электроснабжения и исключение необходимости в приобретении нового трансформатора. На рисунке 1 показан пример выработки реактивной мощности на котельной малой мощности питающей небольшой микрорайон.

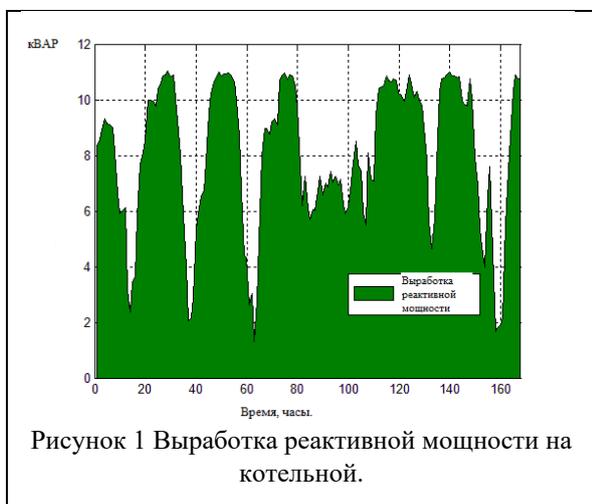


Рисунок 1 Выработка реактивной мощности на котельной.

B. Параметр потребления реактивной мощности

В электрических цепях при емкостном характере нагрузки ток опережает напряжение, а при индуктивном наоборот отстает от напряжения. Сети 6кВ в большем своем проявлении имеют активно-индуктивный характер. Для преобразования электрической мощности в механическую работу потребляется только активная мощность. Реактивная мощность не производит механической работы, хотя она и необходима для работы асинхронного двигателя (60-65% от общего потребления реактивной мощности), трансформаторов (20-25%), воздушные электрические сети, реакторы, преобразователи и другие установки (10%) [2]. Реактивную мощность необходимо получать на месте, чтобы не потреблять ее от энергоснабжающей организации. Тем самым снижается нагрузка на проводники, снижаются потери активной мощности и напряжения.

Параметр, определяющий потребление реактивной мощности, называется POWER FACTOR или $\cos(\phi)$:

$$\cos(\phi) = \frac{P}{S} \quad (1)$$

где P активная мощность,

где S полная мощность.

Повышенное потребление реактивной мощности при низких значениях $\cos\phi$ вызывает необходимость увеличения проводов и кабелей в электрических сетях для уменьшения потерь.

Низкий $\cos\phi$ приводит к излишней нагрузке передачей реактивной мощности понижающих подстанций на промышленных предприятиях, поэтому приходится увеличивать мощность трансформаторов или их число. Повышенная нагрузка сетей реактивным током вызывает понижение напряжения, а резкие значения реактивной мощности – колебания напряжения в сети.

C. Баланс потребления реактивной мощности

Необходимо также соблюдать баланс реактивной мощности. Нарушение баланса реактивной мощности приводит к отклонению напряжения. Также нужно помнить о том, что нарушение баланса реактивной мощности на границе балансовой принадлежности (в данном случае граница рассмотрена на шине 0,4 кВ) в сторону увеличения от конечного потребителя в энергосистему приводит к ухудшению пропускной способности линии (переток мощности в сторону энергосистемы).

В баланс реактивной мощности по промышленному предприятию обычно входит: в расходную часть - потребление реактивной мощности всеми электроприемниками, потери в

сети и электрооборудование подстанций, а в приходную часть – поступление реактивной мощности от энергосистемы, реактивная мощность, генерируемая синхронными двигателями и батареями конденсаторов.

III. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

A. Потребление реактивной мощности трансформатором

АИИС КУЭ обычно устанавливают на стороне 6 кВ и коэффициент мощности $\cos\varphi$ определяется только на высокой стороне.

Остается открытым вопрос, как без применения каких-либо приборов для определения параметра потребления реактивной мощности.

Реактивная мощность необходима для создания магнитного поля в магнитопроводе трансформатора.

Учитывая, что трансформатор потребляет некоторую мощность, то численное значение потерь мощности можно вычислить исходя из потерь в трансформаторе.

Потери мощности в трансформаторе рассчитываются по формулам:

$$\Delta P = \Delta P_{ст} + \Delta P_{об} \cdot \beta^2 \quad (2)$$

$$\Delta Q = \Delta Q_{ст} + \Delta Q_{об} \cdot \beta^2 \quad (3)$$

где ΔP и ΔQ активные и реактивные потери в трансформаторе соответственно,

$\Delta P_{ст}$ и $\Delta Q_{ст}$ активные и реактивные потери в стали соответственно,

$\Delta P_{об}$ и $\Delta Q_{об}$ активные и реактивные потери в обмотке соответственно,

β - коэффициент загрузки трансформатора

Расчет потерь полной мощности в трансформаторе:

$$\Delta S = \sqrt{\Delta P^2 + \Delta Q^2} \quad (4)$$

Где ΔS - полные потери мощности в трансформаторе.

Коэффициент мощности, которую потребляет трансформатор, определяется по формуле:

$$\cos\varphi_{тр} = \frac{\Delta P}{\Delta Q} \quad (5)$$

Расчет $\cos\varphi$ по стороне 0,4 кВ необходимо вести с учетом потребления реактивной мощности трансформатора по формуле:

$$\cos\varphi'_p = \cos\varphi - \cos\varphi_{тр} \quad (6)$$

B. Основные потребители реактивной мощности

Основным потребителем реактивной мощности являются двигатели, а в данном случае асинхронные двигатели. При работе

Для этого следует отметить, что одним из главных потребителей реактивной мощности является трансформаторы.

Потерями мощности в линии можно пренебречь, так как длина линий не значительна. Еще одним фактором является то, что линии электропередач потребляют активную мощность. Реактивная мощность наоборот генерируется в линиях электропередач.

Трансформаторы – это электромагнитные аппараты, предназначенные для преобразования (трансформации) переменного тока одного напряжения в другое. Основные части трансформатора: магнитопровод, обмотки, бак с маслом, если трансформатор масляный, вводные изоляторы [2].

асинхронного двигателя под нагрузкой $\cos\varphi$ достигает максимального значения при нагрузке, несколько меньше номинальной. При дальнейшем увеличении нагрузки свыше номинальной $\cos\varphi$ уменьшается, так как растут магнитные потоки рассеяния, и потребление реактивной мощности увеличивается.

Расчет мощности трансформаторной подстанции определяется суммарной потребленной мощностью всех потребителей, электроснабжение которых выполнено от данной трансформаторной подстанции.

Полная мощность каждой секции находится путем суммирования расчетной полной мощности отдельных единиц оборудования, которые подключены от секции шин в рабочем режиме. Полная мощность в ремонтном режиме находится путем сложения всех расчетных полных мощностей секций трансформаторной подстанции.

При компенсации реактивной мощности необходимо привести баланс $\cos\varphi$ на стороне 0,4 кВ. Для приведения баланса необходима компенсация реактивной мощности.

Расчет компенсации реактивной мощности:

$$Q_c = P_p \cdot k \quad (10)$$

где Q_c - количество компенсации реактивной мощности,

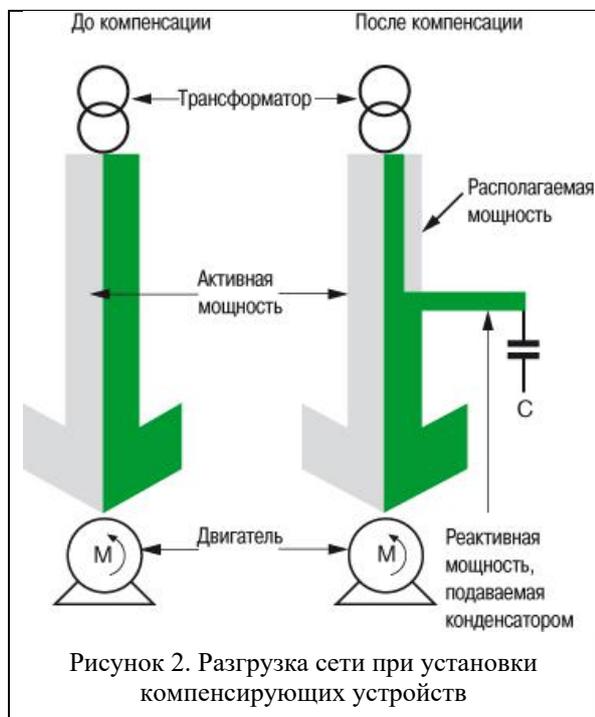
k - коэффициент реактивной мощности.

При этом не стоит забывать о влиянии загрузки силовых трансформаторов на потребление ими реактивной мощности, которое возрастает по мере снижения коэффициента загрузки трансформаторов [3].

Установка необходимого количества компенсирующих устройств на сборных шинах подстанции собственного расхода ведет к разгрузке сети по реактивной мощности и, следовательно, к снижению потерь активной мощности и напряжения на трансформаторе

собственного расхода и в сети высокого напряжения. Данное расположение компенсирующих устройств применяется для существенных промышленных подразделений, одним из которых является котельная [4].

На рисунке 2 представлено схематичное изображение разгрузки сети при установки компенсирующих устройств.



IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исходя из анализа, очевидно, что компенсировать реактивную мощность нужно для улучшения показателей работы двигательной нагрузки и для улучшения пропускной способности линии. Самым оптимальным вариантом для этих целей служит установка конденсаторных батарей для выработки реактивной мощности непосредственно у потребителя.

В соответствии с инструкциями по эксплуатации производителей данный вид электростатического устройства требует регулярного осмотра, поддержание в чистом состоянии. В противном случае существует вероятность выхода из строя путем нагрева и

оплавления токоведущих частей со всеми вытекающими последствиями. Такие ситуации могут возникать при нарушении работы автоматических защитных устройств.

Библиографический список

- [1] В.М. Глушков, В.П. Грибин. Компенсация реактивной мощности в электроустановках промышленных предприятий: М, 1975. «Энергия». 496 с.
- [2] В.В. Алексеев, А.А. Гланц, А.П. Жернаков, С.И. Наугольников. Справочник энергетика геологоразведочных организаций: М, 1981. «Недра». 496 с.
- [3] Е.С. Третьякова, В.З. Манусов. Оптимизация реактивной мощности на основе генетического алгоритма. УДК 621.316.11 Научный журнал «Главный энергетик» №1/2015
- [4] Шушпанов И.Н. Разработка методов оценки надежности распределительной электрической сети и выбора мероприятий по её повышению// автореферат дис. ... кандидата технических наук : 05.14.02 / Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук. Иркутск, 2013

О согласовании динамических параметров объектов энергосистемы

В.М. Мякишев, Е.А. Керженцева, М.П. Кашина, Д.Н. Чугунов
¹ФГБОУ ВО "Самарский государственный технический университет",
Самара, Россия
E-mail: kerzhentseva.katya@mail.ru

Аннотация - Процессы, протекающие в створе электрической дуги при питании ее от источника переменного тока, при повторном возбуждении достаточно сложны и определяют условие ее устойчивого горения. Бесперебойность и надежность работы систем автоматики, телемеханики и релейной защиты определяют качество работы энергосистемы. Эти параметры определяются динамическими свойствами элементов энергосистемы. Среди них можно выделить восстанавливающееся напряжение на контактах коммутационной аппаратуры и постоянную времени электрической цепи, в том числе и электрической дуги. Известным методом исследования восстанавливающегося напряжения, является диагностика объекта при помощи индикатора восстанавливающегося напряжения. Материалы и методы: Для оценки динамических свойств источника удобнее использовать индикаторный метод обследования электрической цепи. Также для оценки динамических свойств источника возможен метод определения по частотным характеристикам проводимости цепи. Результаты: Проведенный анализ свойств электрической дуги совместно с внедрением предложенных методов, произведена оценка эффективности индикаторного метода обследования электрической цепи и сделаны выводы. Индикаторный метод позволяет оценить динамические свойства источника питания электрической дуги, а применение соответствующей постоянной времени дуги определяется свойствами дуговых процессов исследуемого объекта, что обеспечивает надежность работы электроэнергетических объектов.

Ключевые слова: электрическая дуга переменного тока; анализ; индикаторный метод; источник питания; сварочная цепь.

On the harmonization of the dynamic parameters of the power system object

V.M. Myakishev, E.A. Kerzhentseva, M.P. Kashina, D.N. Chugunov
Samara State Technical University,
Samara, Russian Federation
E-mail: kerzhentseva.katya@mail.ru

Abstract - Background: The processes occurring in the barrel of the electric arc when powered from its AC source, if re-initiation is quite complex, and determine the condition for stable combustion. Continuity and reliability of systems of automatics, telemechanics and relay protection determine the quality of the power system. These parameters define dynamic properties of elements of the power system. Among them are recovering voltage at the edges and switching equipment, and the time constant of an electric circuit, including electric arc. Well-known research method of recovery voltage is the diagnostic object by means of the indicator of the recovering voltage. To assess the dynamic properties of the source it is more convenient to use a display method of examination electric circuit. Estimation of dynamic source properties possible method of definition frequency characteristics of conductivity of the circuit. The analysis of properties of the electric arc together with the implementation of the proposed methods, evaluated the effectiveness of indicator method of inspection of the electrical circuit and the findings. Display method allows to evaluate the dynamic properties of the power source of the electric arc, and application of appropriate time constant of the arc is determined by the properties of the arc processes of the investigated object, which ensures the reliability of electric power facilities.

Key-words: electric arc AC; analysis; indicator method; a power source; a welding circuit.

Бесперебойность и надежность работы систем автоматики, телемеханики и релейной защиты определяют качество работы энергосистемы. Эти параметры определяются динамическими свойствами элементов энергосистемы. Среди них можно выделить восстанавливающееся напряжение на контактах коммутационной аппаратуры и постоянную времени электрической цепи, в том числе и электрической дуги. Известным методом исследования восстанавливающегося напряжения является диагностика объекта при помощи индикатора восстанавливающегося напряжения. [1,2]

Идея данного метода основана на теореме Тевенина. Идея этого метода основана на том, что коммутация происходит за достаточно кратковременный промежуток времени $t = 0,05 - 0,1T$, когда в момент перехода тока через нуль, синусоидальную функцию можно заменить прямолинейным участком. Индикаторный метод основан на использовании теоремы Тевенина, которая заключается

в том, что восстанавливающееся напряжение цепи по величине и форме совпадает с напряжением, которое необходимо приложить к цепи, чтобы вызвать в ней протекание тока, равному разрываемому. Так как в сварочной дуге процесс погасания и зажигания совершается при переходе тока через нулевое значение, то осциллографирование восстанавливающегося напряжения данным методом может быть произведено посредством посылки в цепь волны тока, начинающейся с нуля и возрастающей со скоростью рабочего тока. В момент повторного возбуждения дуги скорость нарастания тока может быть выражена как $\frac{di}{dt} = const$. Это означает, что участок синусоиды тока вблизи нуля заменяется прямой.

Используя принцип взаимности, процессы протекающие при размыкании контактов

коммутационной аппаратуры можно моделировать подачей в межконтактный элемент, соответствующей его импульсу, вызывающую соответствующую реакцию. С этой целью на кафедре «Теоретической и общей электротехники» разработан индикатор восстанавливающегося напряжения – генератора линейного сигнала.

Для анализа динамических свойств исследуемого объекта в межконтактный разъем подается линейно нарастающий импульс, реакция объекта осциллографируется и в дальнейшем расшифровывается.

Функциональная схема индикатора восстанавливающегося напряжения представлена на рисунке 1. Она состоит из генератора импульсов; зарядного устройства, ключа, испытуемого объекта.

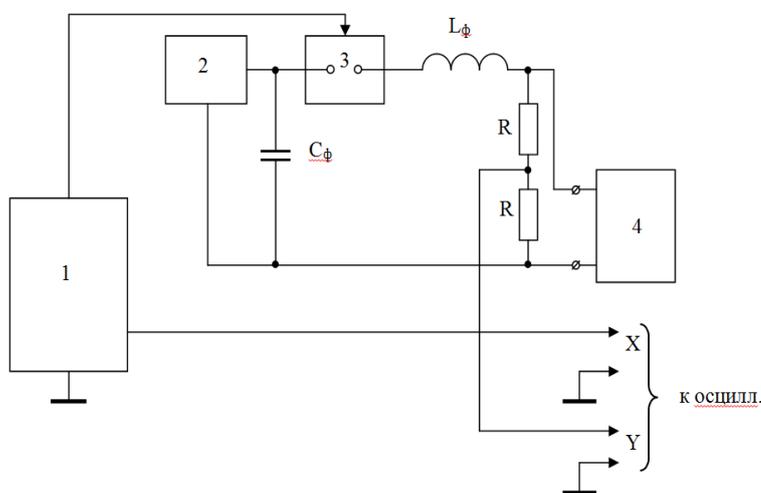


Рис. 1. Функциональная схема индикатора восстанавливающегося напряжения:
1 – генератор импульсов; 2 – зарядное устройство;
3 – ключ; 4 – испытуемый объект

Масштаб записи восстанавливающегося напряжения при неизменном зарядном напряжении U зависит от величины формирующей индуктивности L_ϕ .

Так как каждый физический объект характеризуется своими динамическими параметрами, то в каждом конкретном случае надо использовать соответствующую величину формирующей индуктивности.

Индуктивность L_ϕ , соответствующая наиболее удобному масштабу, равному $U_c : U'$, определяется из следующего соотношения:

$$\frac{U_c}{U'} = \frac{\left(\frac{di}{dt}\right)}{\left(\frac{di}{dt}\right)_u} = \frac{\omega I_m}{\frac{U}{L_\phi}}$$

Где U' - напряжение, необходимое для отклонения луча осциллографа на расстояние, равно радиусу экрана В;

U_c - номинальное напряжение сети, В;

U - зарядное напряжение конденсатора В;

i - ток короткого замыкания сети, А;

i_n - испытательный ток, А.

Отсюда,

$$L_\phi = \frac{U U_c}{U' \omega I_m} = z_{k.з} \frac{U}{V \sqrt{2} U' \omega}$$

В частном случае, где $z_{k.з}$ - полное сопротивление цепи короткого замыкания, Ом.

При $U = 1700$ в, $f = 50$ гц и $U' = 50$ В

$$L_\phi = 0,076 z_{k.з} \text{ Гн.}$$

Для анализа сварочных источников питания индикатор комплектуется формирующими индуктивностями в соответствии сопротивлениями нагрузки согласно табл. 1, составленной на основании предыдущей формулы.

Таблица 1. Данные индуктивности в зависимости от сопротивления

$U_{\text{св}}, B$	$I_{\text{св}}, A$	1000	800	600	400	200	100
80		0,006	0,0076	0,01	0,0152	0,03	0,06
70		0,0053	0,0073	0,0086	0,0132	0,0266	0,0532
60		0,00456	0,0057	0,0076	0,0114	0,0278	0,0456

В некоторых случаях существует отклонение формы восстанавливающегося напряжения от реальной, однако оно невелико, что позволяет широко использовать индикатор для записи восстанавливающихся напряжений.

Относительно идентификации параметров моделей электрической дуги наиболее эффективно использовать методы нелинейной оптимизации. Наибольшее распространение в практических расчетах для оценивания параметров получил метод наименьших квадратов, потому что для его применения необязательно знание закона распределения ошибок наблюдения. Метод наименьших квадратов дает интегральную оценку параметров модели дуги по обрабатываемой выборке экспериментальных данных. Дальнейшее уточнение значений параметров для каждого наблюдения возможно провести одним из градиентных методов, например, метод скорейшего спуска, начальные приближения для параметров для которого целесообразно взять из расчета по методу наименьших квадратов. Если данные в обрабатываемой выборке сильно зашумлены, то параметры модели дуги, определенные методом наименьших квадратов, могут принимать отрицательные значения, что противоречит их физическому смыслу. В этом случае целесообразно использовать для идентификации параметров методы условной оптимизации, например метод комплексов. Если и в этом случае не получается определить параметры модели электрической дуги с требуемой точностью, то следует перейти к другой модели дуги а процедуру идентификации повторить сначала.

В качестве примера для оценки динамических свойств источника удобнее использовать индикаторный метод обследования сварочной цепи. Сущность этого метода заключается в том, что с целью анализа процессов в дуге при переходе тока через нулевое значение к выходным

зажимам источника питания подается линейно-нарастающий импульс тока, а возникающее при этом напряжение осциллографируется и расшифровывается.

Динамические свойства источника питания могут быть охарактеризованы параметрами восстанавливающегося напряжения, как-то: скоростями восстановления напряжения и величиной возвращающейся составляющей восстанавливающегося напряжения, т.е. тем наибольшим значением напряжения, которое устанавливается между электродами при обрыве дуги.

Динамические параметры коммутационной аппаратуры характеризуют надежность работы схем релейной защиты и автоматики в энергосистеме. Индикаторное обследование системы представляет существенный интерес. Так в работах О.Я. Новикова показано, что в зависимости от места аварии на ЛЭП ее параметры резко меняются и при не удаленных коротких замыканиях возникает километрический эффект, который существенно сказывается на отключающей способности выключателя. [1,5,6]

Важнейшими динамическими параметрами электрической дуги является мощность теплоотвода $P_{от}$ и теплосодержание Q_0 на единицу длины дуги, т.е. постоянная времени дуги $\Theta = \frac{Q_0}{P_{от}}$.

Запись восстанавливающегося напряжения можно вести несколькими методами:

1. в сварочную цепь включаются коммутирующее устройство, синхронизированное с осциллографом. При этом методе возникает погрешность, вносимая коммутирующим устройством, избавиться от которой очень трудно.[5]
2. использование специальных индикаторов восстанавливающегося напряжения, представляющих собой генераторы линейно нарастающих импульсов тока.

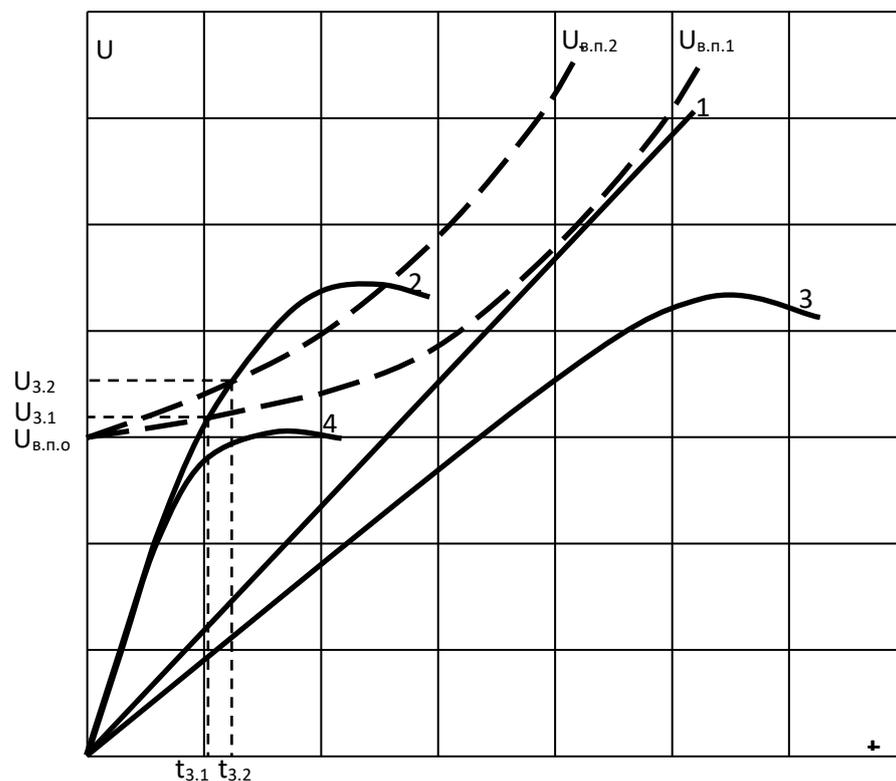


Рис. 2. К вопросу о согласовании динамических свойств сварочной дуги и источника питания

Кроме индикаторного метода определения динамических свойств источника, существуют и другие методы, как, например, метод определения по частотным характеристикам проводимости цепи. В этом случае при помощи обычной стандартной аппаратуры измеряется проводимость цепи на разных частотах. Полученные зависимости изображаются в виде кривых, из которых определяются собственные частоты цепи и относительные значения амплитуд составляющих.

Если динамические свойства створа электрической дуги можно учесть соответствующей моделью (С.И.Тельского, Г.И.Лескова, Майра и Кесси), то динамические свойства источника питания лучше определить индикаторным методом, основанном на применении теоремы Тевинина.

Таким образом, индикаторный метод позволяет оценить динамические свойства источника питания электрической дуги, а применение соответствующей модели дуги определяется свойствами дуговых процессов исследуемого объекта.

Список литературы

- [1] Залесский А.М. Основы теории электрических аппаратов. Учеб. Пособие для вузов. М., «Высшая школа», 1974.
- [2] Таев И.С. Электрическая дуга в аппаратах низкого напряжения. – М.-Л., издательство «Энергия», 1965.-224с.
- [3] Воронин А.А., Кулаков П.А., Разработка методов определения параметров моделей электрической дуги // Вестник СамГТУ.-2013. - №1(37).-С. 172 -180.
- [4] Мякишев В.М. Сварочный трансформатор с насыщающимся участком магнитопровода. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2010.- 171 с.
- [5] Новиков О.Я., Рябихин Е.А., Галкин А.А., Воронов А.С., Гайнуллин Р.А. Индикатор восстанавливающегося напряжения // Известия вузов. Энергетика. 1967.- №3
- [6] Новиков О.Я. Исследование устойчивости режимов электродуговых установок. Диссертация на соискание ученой степени доктора техн. наук. – Л.: ЛПИ им. М.И. Калинина, 1973.

Анализ пропускной способности разомкнутых самокомпенсирующихся ЛЭП использующих стандартные конструкции проводов и опор

А.Л. Фролов, В.Г. Гольдштейн, А.Б. Мадениятов
ФГБОУВО "Самарский государственный технический университет"
Самара, Россия
E-mail: frolov.aees@gmail.com

Аннотация - одним из основных показателей дальней линии электропередачи является ее пропускная способность. Инновационные конструкции ЛЭП, в данном случае, разомкнутая линия электропередачи требует не только тщательного анализа, но и разработки методики расчета ее пропускной способности. Одной из основных трудностей при расчете таковой является взаимная ёмкость между проводами разных фаз, которая непосредственно участвует в продольной компенсации линии электропередачи. В связи с этим необходимы теоретические исследования и обоснования новых методов расчета пропускной способности ЛЭП, создание полноценной математической модели передачи электроэнергии по разомкнутым линиям электропередачи. В качестве среды моделирования РЛЭП были использованы ПК Mathcad, Matlab, самостоятельно разработанное программное обеспечение.

Ключевые слова: потери электроэнергии, компенсация реактивного сопротивления, разомкнутая линия, прямой провод, встречный провод, самокомпенсация, пропускная способность, взаимная ёмкость.

Analysis of capacity of the opened self-compensated lines using standard constructions of wires and pylons

A. L. Frolov, V.G. Goldstein
Samara State Technical University
Samara, Russian Federation
E-mail: frolov.aees@gmail.com

Abstract - one of the main properties of the long-distance power transmission line is its capacity. Innovative power line construction, in this case, an open power line requires not only careful analysis, but also the development of a methodology for calculating its throughput. One of the main difficulties in calculating this is the mutual capacitance between the wires of different phases, which directly participates in the longitudinal compensation of the transmission line. In this connection, theoretical studies and justification of new methods for calculating the transmission capacity of power lines are needed, creating a full mathematical model of electricity transmission through open power transmission lines. As a simulation environment for the opened self-compensated lines, Mathcad, Matlab, self-developed software was used.

Key words: electric power losses, reactive resistance compensation, open line, straight wire, counter-wire, self-compensation, throughput, mutual capacitance.

1. ВВЕДЕНИЕ

Пропускная способность ЛЭП определяет наибольшую мощность, которую можно передать по линии с учетом ее протяженности, потерь на нагрев и коронирование проводов, а так же режима работы линии и ее волнового сопротивления[1]. Явление продольной самокомпенсации ВЛ способно в значительной степени нивелировать значение собственной продольной индуктивности фазных проводов ЛЭП, снизив тем самым ее волновое

сопротивление и повысив пропускную способность на протяжении всей длины линии[2]. В данной статье приводится технико-экономическое сравнение и анализ пропускной способности РЛЭП переменного тока[3],[4], ВЛ переменного тока и линий постоянного тока (ЛПТ) – одним из перспективных способов передачи электроэнергии на дальние расстояния вследствие полного отсутствия реактивного сопротивления линии.

II. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Вследствие необходимого преобразовательного и инверторного оборудования строительство преобразовательных подстанций для ЛПТ оказывается наиболее дорогостоящим, однако по сравнению с ЛЭП переменного тока с сосредоточенной компенсацией при длинах порядка 500-700 км вложения в их строительство становятся равными. Снижение стоимости подстанций для РЛЭП обусловлено отсутствием дорогостоящего компенсирующего и коммутационного оборудования, необходимого в случае строительства обычной ВЛ[5]. Капитальные вложения в строительство РЛЭП по сравнению с ЛПТ становятся равными при длинах порядка 1000 км (рис. 1).

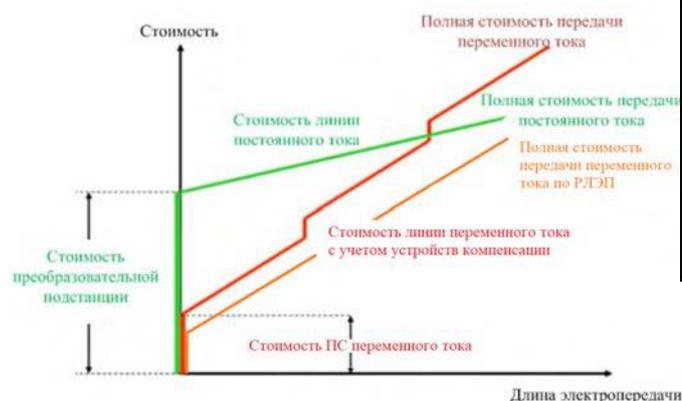


Рис.1 Определение критической длины ЛЭП

При сравнении экономических показателей учитывались такие факторы как стоимость материалов, зоны отчуждения ЛЭП, потерь электрической энергии, затраты на строительство компенсирующего и коммутационного оборудования [5],[6].

III. АНАЛИЗ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ЛЭП

На рис. 2 приведено сравнение экономических показателей ЛПТ и РЛЭП напряжением 500 кВ протяженностью 700 км. Стоимости представлены в долларах США на МВт передаваемой мощности.

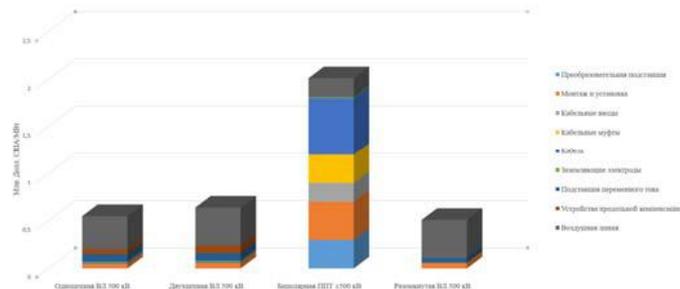


Рис. 2 Анализ стоимости электропередач

Как видно из рис.2 строительство разомкнутой самокомпенсирующейся линии выгоднее строительства ЛПТ на всех его этапах и приближается по стоимости к строительству обычной одноцепной линии.

IV. СРАВНЕНИЕ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ

Так как разомкнутые линии и ЛПТ в основном используются для передачи электрической энергии на дальние расстояния для сравнения примем их длины одинаковыми и равными 1000 км. В работе [7] пропускная способность в нормальном режиме была установлена для РЛЭП 750 кВ и составила 2,5 млн.кВт, поэтому выберем для сравнения ЛПТ номинальным напряжением 800 кВ (в частности используемые в Китае).

Таблица 1. Параметры РЛЭП и ЛПТ

Параметр	Разомкнутая ЛЭП	ЛПТ
Напряжение, кВ	750	800
Тип	Одноцепная	Биполярная
Пропускная способность, МВт	2500	2650
Стоимость строительства ЛЭП, млн.руб/км	32,2	-
Стоимость строительства подстанций, млрд. руб	2,3	5,6

Таким образом, пропускная способность РЛЭП и ЛПТ отличаются незначительно, в то время как строительство и эксплуатация РЛЭП требует меньших затрат и технически проще реализуется в отличие от линий постоянного тока.

Список литературы

- [1] Ю. П. Рыжов, Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения. – Москва: Изд-во: Издательский дом МЭИ, 2007 г. – 484 с.
- [2] Ракушев Н.Ф. Сверхдальняя передача энергии переменным током по разомкнутым линиям. Основы теории и электрического расчета – Москва: Изд-во: Госэнергоиздат, 1957г.–159с.
- [3] Пат. 130458 Российская Федерация, МПК H02J 3/20; заявитель и патентообладатель СамГТУ. – №2013103649/07; заявл. 28.01.2013; опубл. 20.07.2013, Бюл. № 20. – 2 с.
- [4] Патент на полезную модель №2015128472/07. Российская Федерация, МПК H02J 3/20; заявитель и патентообладатель Самарский государственный технический университет. Дата начала действия патента и приоритет 30.06.2015. Опубл. 20.03.2016. Бюл. №8. – 2 с.
- [5] Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Д.Л. Файбисовича. – Москва, Изд-во: ЭНАС, 2009. – 390с.
- [6] Гологорский Е. Г., Кравцов Н. Н., Узелков Б. М. Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4–500 кВ – Москва: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.
- [7] А.Л. Фролов, В.Г. Гольдштейн Физические процессы в самокомпенсирующихся линиях электропередачи, использующих стандартные конструкции проводов и опор // Материалы VII Международной молодежной научно-технической конференции “Электроэнергетика глазами молодежи”. – Казань. – 2016. Том 1. – с. 231-233.

Снижение несимметрии в электрических сетях, питающих тяговые подстанции железных дорог

В.П. Закарюкин¹, А.В. Крюков¹, И.М. Авдиенко¹

¹ФГБОУ ВПО «Иркутский государственный университет путей сообщения»

Иркутск, Россия

E-mail: av.ila@mail.ru

Аннотация — Однофазные тяговые нагрузки электрифицированных железных дорог переменного тока создают значительную несимметрию в питающих трехфазных сетях. Поэтому требуется разработка эффективных технических решений по симметрированию тяговой нагрузки. Для решения этой задачи необходимо создание методов моделирования систем тягового электроснабжения (СТЭ), оснащенных средствами симметрирования, например трансформаторами Вудбриджа.

При разработке моделей симметрирующих трансформаторов использовались методы моделирования электроэнергетических систем (ЭЭС) и СТЭ в фазных координатах, предложенные в ИрГУПСе. В качестве рабочего инструмента для исследования использован программный комплекс Fazonord. Применение решетчатых схем замещения в фазных координатах позволяет рассчитывать установившиеся режимы ЭЭС и СТЭ практически с любыми многопроводными линиями и трансформаторами.

Результаты моделирования свидетельствуют о достаточно высоком эффекте симметрирующих трансформаторов. Среднее значение коэффициента несимметрии по обратной последовательности снижается на 25 %. В реальных схемах с большим числом тяговых подстанций эффективность от применения симметрирующих трансформаторов будет проявляться более заметно.

На основе методики, использующей решетчатые схемы замещения, реализованы модели симметрирующих трансформаторов, предназначенные для расчетов режимов ЭЭС и СТЭ с такими трансформаторами. Результаты моделирования показывают достаточно высокую эффективность применения симметрирующих трансформаторов, обеспечивающих снижение несимметрии напряжений питающей трехфазной сети.

Ключевые слова – электроэнергетические системы, тяговые подстанции, симметрирующие трансформаторы.

Elimination of asymmetry in the electric networks feeding traction substations of the railroads

Results of modeling demonstrate rather high effect of the symmetrizing transformers.

V.P. Zakaryukin¹, A.V. Kryukov¹, I.M. Avdienko¹

¹ Irkutsk state transport university, Irkutsk

Russian Federation

E-mail: av.ila@mail.ru

Abstract – Single-phase traction loadings of alternating current electrified railroads create considerable asymmetry in the feeding three-phase networks. Therefore development of effective technical solutions on balancing of traction loading is required. The solution of this task requires creation of modeling methods of traction power supply systems equipped with balancing means, for example Woodbridge transformers.

The methods of electrical power and traction power systems modeling in phase coordinates developed in Irkutsk state transport university were used for developing models of symmetrizing transformers. As the working tool for research the program Fazonord was used. Application of trellised equivalent circuits in phase coordinates allows counting the set modes of power systems practically with any multi wire lines and transformers.

Results of modeling testify to rather high effect of symmetrizing transformers. Average value of negative sequence asymmetry factor decreases by 25 %. In real schemes with a large number of traction substations efficiency from use of symmetrizing transformers will be more considerably.

On the basis of the technique using trellised equivalent circuits the models of symmetrizing transformers intended for calculations of electrical power and traction power systems' modes with such transformers are realized. Results of modeling show rather high efficiency of use of symmetrizing transformers providing essential decrease in asymmetry of feeding three-phase network voltages.

Key words – electric traction power systems, traction networks, symmetrizing transformer.

I. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

Однофазные тяговые нагрузки системы 1×25 кВ создают значительную несимметрию в питающей трехфазной сети. Для ее снижения применяются три типа тяговых подстанций (ТП) по фазировке подключения трансформаторов [1, 2]. Такое присоединение ТП дает недостаточный эффект симметрирования, особенно для питающих электроэнергетических систем (ЭЭС) с мощностями коротких замыканий (КЗ) менее 1000 МВ·А.

Одна из причин малой эффективности традиционного способа симметрирования состоит в наличии отдельных межподстанционных зон, расположенных на перевальных участках с большим электропотреблением. Другая причина связана с неравномерностью движения поездов повышенной массы, вследствие чего нагрузки шести тяговых подстанций, образующих «винт», редко бывают сравнимыми по величине. Кроме того, точками присоединения тяговых подстанций к сетям 110-220 кВ являются вводы питающих ЛЭП 110-220 кВ, а не границы

сетевого района, питающего группу тяговых подстанций. Эти обстоятельства приводят к росту одного из важнейших показателей качества электроэнергии – несимметрии напряжений питающей ЭЭС по обратной последовательности k_{2U} [3]. Поэтому требуется разработка более эффективных технических решений по симметрированию тяговой нагрузки [4–8]. Для решения этой задачи необходимо создание методов моделирования систем тягового электроснабжения (СТЭ), оснащенных средствами симметрирования [4–6]. В настоящей статье рассматриваются вопросы моделирования СТЭ с симметрирующими трансформаторами (СТ) Вудбриджа [7] и трехфазным СТ, описанном в работе [8].

II. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Схема Вудбриджа (рис. 1) представляет собой вариант преобразователя двухфазной нагрузки в трехфазную путем формирования двух напряжений, отличающихся по фазе на 90° [7]. Схема предназначена для симметрирования однофазных тяговых нагрузок электрифицированных железных дорог переменного тока 1×25 кВ.

В состав схемы входит трехфазный трехобмоточный трансформатор Т1 $Y/\Delta/\Delta$ со специальной схемой соединения вторичных обмоток и однофазный повышающий трансформатор Т2 (или автотрансформатор), который нужен потому, что трехфазный трансформатор характеризуется разными напряжениями для двухфазной нагрузки. Два выходных напряжения, отличающиеся по фазе друг от друга, на схеме рис. 1 обозначены \dot{U}_1 и \dot{U}_2 . Для возможности заземления выходных узлов в каче-

стве Т2 должен быть использован трансформатор, обеспечивающий гальваническую развязку второго выхода от первого.

Представленный в работе [8] трехфазный симметрирующий трансформатор состоит из четырех обмоток (рис. 2): питающего напряжения, двух тяговых и районной. Схемы моделей рассматриваемых трансформаторов, реализованные средствами ПК Fazonord [9], показаны на рис. 3, 4. Эффект применения симметрирующих трансформаторов при движении поездов исследовался путем имитационного моделирования работы СТЭ 25 кВ по расчетным схемам, показанным на рис. 5–7. Для анализа эффекта применения симметрирующих трансформаторов осуществлялось моделирование СТЭ 25 кВ традиционного исполнения (рис. 5). Рассматривалось движение трех поездов массой 5000 тонн. График движения приведен на рис. 8. Точковый профиль представлен на рис. 9.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Результаты моделирования в виде графиков, иллюстрирующих уровни несимметрии на шинах питающего напряжения ТП2, приведены на рис. 10, 11. Интегральные результаты моделирования по несимметрии на шинах высокого напряжения этой ТП сведены в табл. 1. В табл. 2 представлены результаты, характеризующие аналогичные показатели по отклонениям напряжения на токоприемнике первого поезда.

На рис. 12 показана динамика изменения отклонений напряжения.

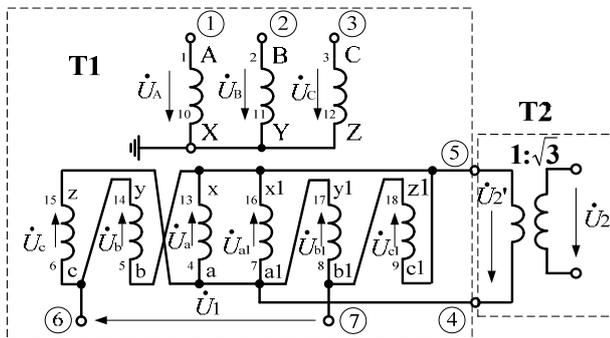


Рис. 1. Схема трансформатора Вудбриджа

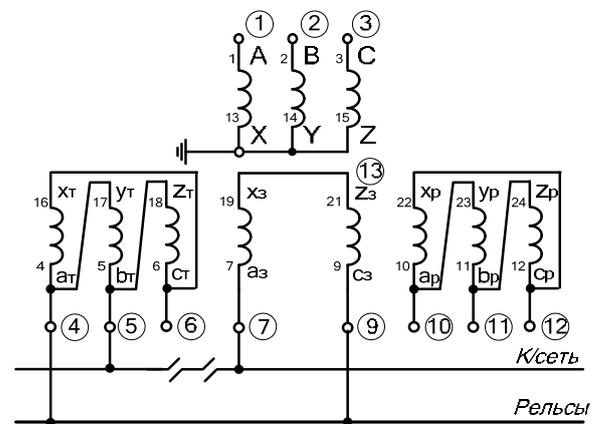


Рис. 2. Трехфазный СТ

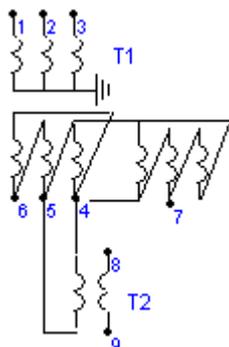


Рис. 3. Схема модели трансформатора Вудбриджа

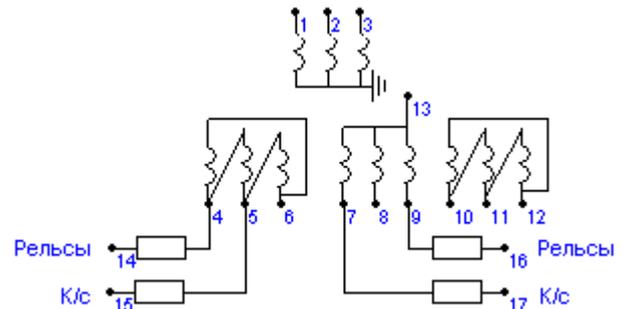


Рис. 4. Схема модели трехфазного СТ

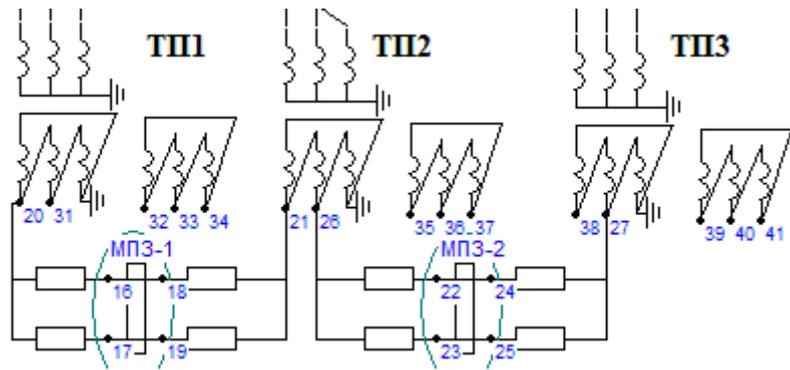


Рис. 5. Схема расчетной модели традиционной СТЭ 25 кВ

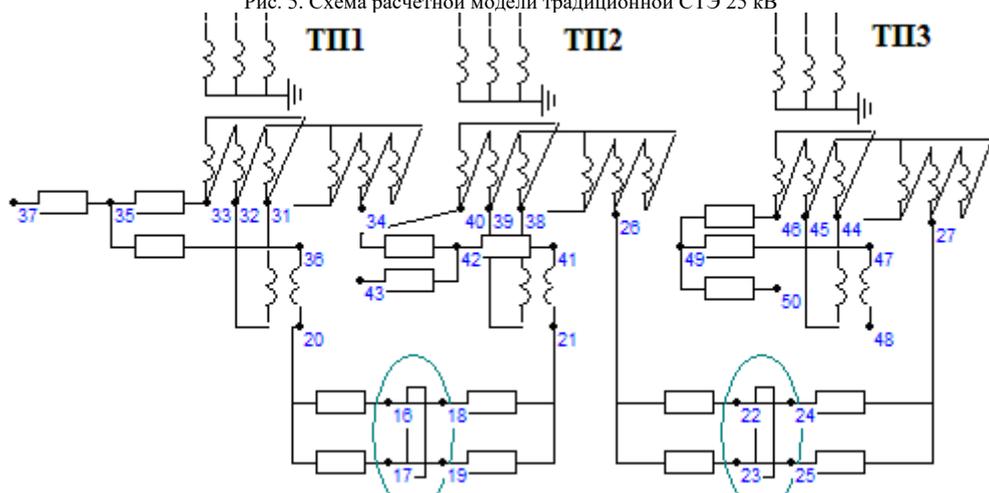


Рис. 6. Фрагмент схемы расчетной модели СТЭ с трансформаторами Вудбриджа

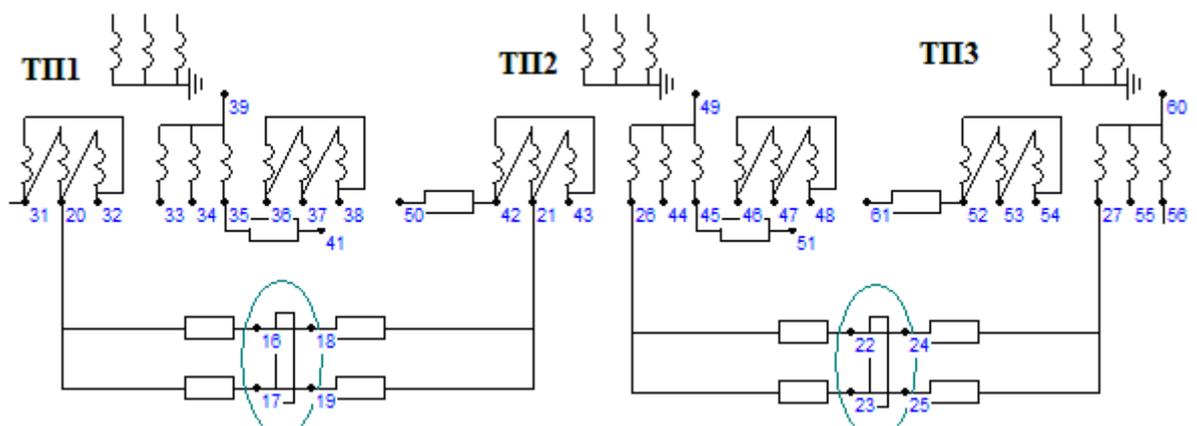


Рис. 7. Фрагмент схемы расчетной модели СТЭ с трехфазными СТ

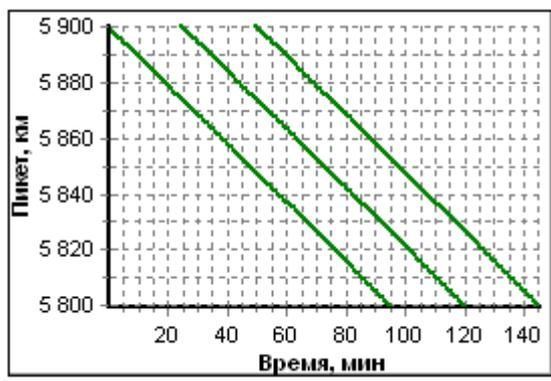


Рис. 8. График движения поездов

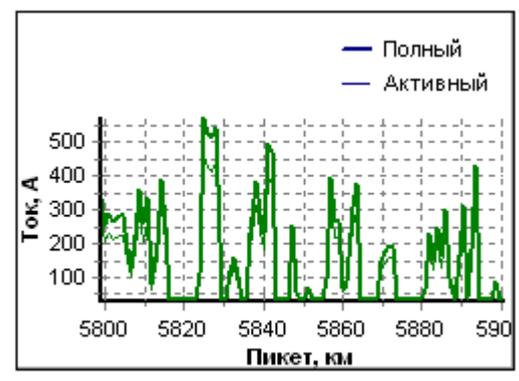


Рис. 9. Токвый профиль поезда

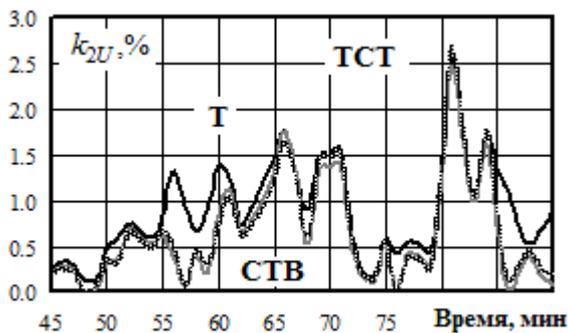


Рис. 10. Динамика коэффициента несимметрии k_{2U} ТП2:
Т – традиционная СТЭ; ТСТ – СТЭ с трехфазными СТ;
СТВ – СТЭ с трансформаторами Вудбриджа

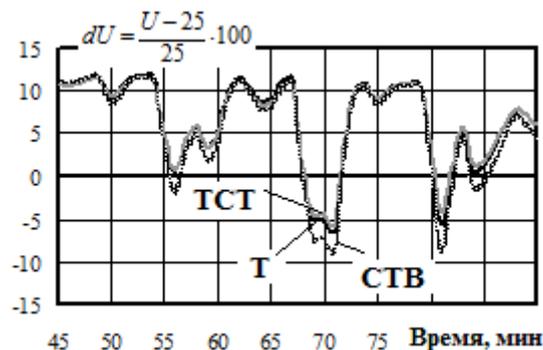


Рис. 12. Зависимость от времени отклонений напряжения на токоприемнике первого поезда

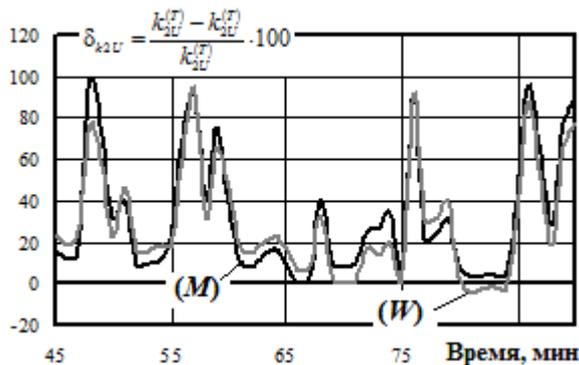


Рис. 11. Зависимость от времени параметра δk_{2U}^*

IV. ВЫВОДЫ

На основе методов моделирования систем электропитания железных дорог, разработанных в ИрГУПС, реализованы модели симметрирующих трансформаторов, предназначенные для расчетов режимов СТЭ с такими трансформаторами. Результаты моделирования показывают достаточно высокую эффективность применения СТ: в схеме с симметрирующим трансформатором Вудбриджа среднее значение коэффициента несимметрии по обратной последовательности снижается на 24 %, а в схеме с трехфазным СТ – на 27 %. В схемах с большим числом тяговых подстанций эффективность применения симметрирующих трансформаторов может быть выше. Имеет место небольшие эффекты по стабилизации уровней напряжения в СТЭ с симметрирующими трансформаторами. В схеме с трехфазными СТ наблюдается повышение минимального уровня напряжения на токоприемнике, а в схеме с трансформаторами Вудбриджа среднее значение dU уменьшается примерно на 15 %.

Список литературы

- [1]. Марквардт К.Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог. М.: Транспорт, 1982. 528 с.
- [2]. Бардушко В.Д., Закарюкин В.П., Крюков А.В. Принципы построения систем электроснабжения железнодорожного транспорта. – Москва: Теплотехник, 2014. – 166 с.
- [3]. Закарюкин В.П., Крюков А.В., Черепанов А.В. Интеллектуальные технологии управления качеством электроэнергии. – Иркутск: Издательство ИрННТУ, 2015. – 218 с.
- [4]. Закарюкин В.П., Крюков А.В., Иванова Е.С. Анализ схем симметрирования тяговых нагрузок железных дорог переменного тока // Системы. Методы. Технологии. – № 4(20). – 2013. – С. 68-73.
- [5]. Закарюкин В.П., Крюков А.В., Авдиенко И.М. Моделирование систем тягового электроснабжения, оснащенных симметрирующими трансформаторами Вудбриджа // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Иркутск: ИрННТУ. – 2015. –Т.2. – С. 109-114.
- [6]. Закарюкин В.П., Крюков А.В., Авдиенко И.М. Математические модели симметрирующих трансформаторов // Информационные и математические технологии в науке и управлении / Труды XX Байкальской Всероссийской конференции «Информационные и математические технологии в науке и управлении». – Часть I.– Иркутск: ИСЭМ СО РАН. – 2015. – С. 121-128
- [7]. Yoshihide Hase. Handbook of power system engineering. Chichester, John Wiley & Sons Ltd, 2007. 548 pp.
- [8]. Мамошин Р.Р., Бородулин Б.М., Зельвянский А.Я., Титов А.Ф. Трансформаторы тяговых подстанций с повышенным симметрирующим эффектом // Вестник ВНИИЖТ. – № 4. – 1989. – С. 22-25.
- [9]. Закарюкин В.П., Крюков А.В. Сложнонесимметричные режимы электрических систем. – Иркутск: Иркут. ун-т. 2005. – 273 с.

Таблица 1

Интегральные показатели несимметрии для ТП2

Показатель	$k_{2U}, \%$			$\delta k_{2U}, \%$	
	Традиционная СТЭ	СТЭ с трансформаторами Вудбриджа	СТЭ с трехфазными СТ	СТЭ с трехфазными СТ (M)	СТЭ с трансформаторами Вудбриджа (W)
Max	2,57	2,47	2,68	3,89	-4,28
Mid	0,90	0,66	0,68	26,76	24,33

Примечание: $\delta k_{2U} = \frac{k_{2U}^{(T)} - k_{2U}^{(X)}}{k_{2U}^{(T)}} \cdot 100$; индекс (T) относится к

традиционной СТЭ; (X) = (W), (M); индекс (W) отвечает СТЭ с трансформаторами Вудбриджа, а индекс (M) – СТЭ с трехфазными СТ.

Таблица 2

Интегральные показатели по отклонениям напряжения на токоприемнике первого поезда

Параметр	Традиционная СТЭ	СТЭ с трехфазными СТ	СТЭ с трансформаторами Вудбриджа
Mid	6,58	6,61	5,56
Max	11,77	11,58	11,48
Min	-6,50	-5,78	-8,92

РАЗРАБОТКА СВЕРХПРОВОДЯЩЕГО ТРАНСФОРМАТОРА С ФУНКЦИЕЙ ТОКООГРАНИЧЕНИЯ

Исследование перенапряжений в обмотках

Крюков Д.О., Манусов В.З.

ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет»

Новосибирск, Россия

Fire-paladin@mail.ru

Аннотация — В статье дан краткий обзор особенностей сверхпроводящих трансформаторов. Приведены их преимущества, а также новые свойства, не присущие традиционным трансформаторам, такие как: возможность ограничения токов короткого замыкания, взрыво- и пожаробезопасность. Отмечены трудности, стоявшие на пути создания сверхпроводящих трансформаторов. Кратко рассмотрены современные достижения в данной области, а также предложена парадигма, согласно которой упомянутые трансформаторы должны ориентироваться главным образом на токоограничение. Отдельно приводятся результаты этапа предварительных исследований, а именно: перенапряжений в обмотках трансформатора, сопутствующих ограничению токов короткого замыкания.

Ключевые слова — сверхпроводящий трансформатор; ограничение токов короткого замыкания; перенапряжения в обмотках;

DEVELOPMENT OF SUPERCONDUCTING TRANSFORMER WITH FAULT CURRENT LIMITER

The investigation of overvoltages in windings

Krjukov D.O., Manusov V.Z.

Novosibirsk State Technical University

Novosibirsk, Russia

Fire-paladin@mail.ru

Abstract — The article gives a brief review of the features of superconducting transformers. Their advantages are given, as well as new properties that are not inherent in traditional transformers, such as the ability to limit short-circuit currents, explosion and fire safety. The difficulties that stood in the way of creating superconducting transformers were noted. The modern achievements in this area are briefly considered, and a paradigm is proposed, according to which the transformers should focus mainly on current limitation. Separately, the results of preliminary studies, namely: overvoltage in the windings of the transformer, accompanying the limitations of short-circuit currents.

Keywords — superconducting transformer; fault current limitation; overvoltages in windings.

I. ВВЕДЕНИЕ

Начало прошлого века встретило уникальное по своей сути открытие явления низкотемпературной сверхпроводимости (температуры менее 30К). История теоретического становления и практического применения этого эффекта знает немало трудностей, преодолев лишь часть которых удалось сконструировать первые физические установки, использующие этот эффект и то, лишь для целей фундаментальной науки [1]. Крупномасштабное же применение сверхпроводимости в

области энергетики, о которых раз за разом шли дискуссии, не получали никакого шанса до открытия в 1986 году высокотемпературной сверхпроводимости.

Возможность поддержания условий возникновения сверхпроводимости с помощью жидкого азота, который значительно дешевле жидкого гелия, стало экономическим подспорьем для возобновления дискуссии о применении сверхпроводников в области электроэнергетики; привлекательность последних же была обусловлена отсутствием потерь на постоянном токе,

высокими значениями допустимой плотности тока на единицу сечения, возможностью снижения массогабаритных показателей устройства и другими преимуществами, имеющими место для различных типов устройств.

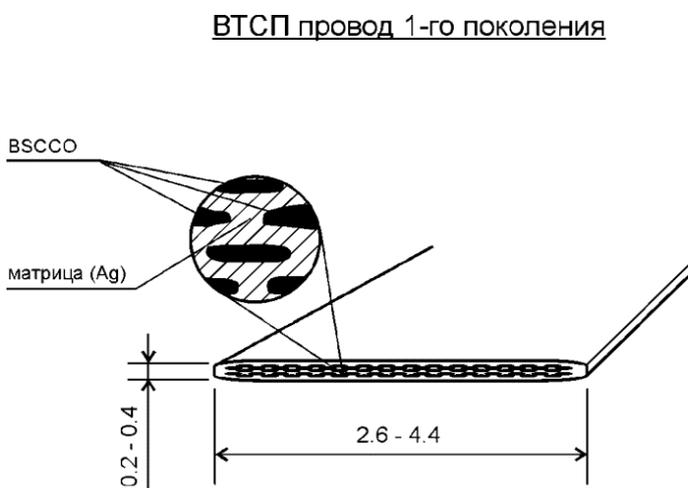
Для сверхпроводящих (далее СП) трансформаторов, о которых и пойдет речь ниже, одним из таких дополнительных преимуществ является взрыво- и пожаробезопасность, что достигается ввиду полной замены главной изоляции – трансформаторного масла, на жидкий азот, который сам по себе является диэлектриком и имеет напряжённость пробоя при температуре 77 К, равную 20кВ/мм, что близко к напряжённости пробоя трансформаторного масла при комнатной температуре [2]. Это качество позволяет использовать трансформатор в закрытых помещениях, а также помещениях повышенной опасности.

Однако, все перечисленные положительные свойства не являются довлеющими для признания превосходства СП трансформаторов над традиционными. Новым качеством, которое присуще только СП трансформатору, является возможность ограничения токов короткого замыкания. Таковы свойства сверхпроводящего материала, что при превышении током определённого критического значения, и как следствие, создание им критического значения магнитного поля в объёме сверхпроводника, последний теряет свои сверхпроводящие свойства, переходя в резистивное состояние. С другой стороны, такой переход сопряжён со многими трудностями, которые необходимо учесть при конструировании трансформатора, о чём, после краткого обзора последних достижений в этой области, пойдет речь далее.

II. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТОК

Помимо трансформаторов прочие существующие на сегодняшний день приложения сверхпроводимости для электроэнергетики: кабели, токоограничивающие устройства [3] и др. – также получают всё большее распространение. С токоограничивающими устройствами (ТОУ) трансформаторы связаны более всего, ведь, в сущности, СП трансформатор призван объединить в себе свойства ТОУ и традиционного трансформатора.

Первый трёхфазный трансформатор мощностью



630 кВА, напряжениями высокой и низкой сторон соответственно 18,7/0,42 кВ, с обмотками из высокотемпературного сверхпроводника (ВТСП), которому удалось пройти испытания непосредственно в электрической сети г. Женева, был изготовлен и введён в эксплуатацию лишь в 1997 году, спустя 11 лет после открытия высокотемпературной сверхпроводимости. Трансформатор прошёл успешные испытания в течение трёхлетнего периода [4].

Характерной особенностью первых высокотемпературных сверхпроводящих (ВТСП) трансформаторов было то, что их обмотки выполнялись преимущественно из сверхпроводящих проводов, состоящих из керамических сверхпроводящих нитей, на основе соединений висмута, заключённых в серебряную матрицу (Рис. 1). В таком проводе серебряная матрица занимала около 2/3 объёма провода, чем обуславливала высокую стоимость погонного метра провода и ставила под сомнение целесообразность выполнения устройств из него в промышленном масштабе.

Ситуация изменилась с появлением ВТСП 2-го поколения, в которых тонкий слой сверхпроводника наносился на подложку, которая выступала также в качестве скелета провода, а сверху покрывалась слоем тонким слоем серебра. Помимо этого, провод обычно покрывается ещё одним слоем металла, который играет роль корпуса провода и часто выступает в качестве токонесущего слоя в случае, если сверхпроводящее состояние разрушено. Провода второго поколения оказались гораздо дешевле предыдущих, а также обладают лучшими характеристиками в более высоких магнитных полях [5].

Современные экспериментальные ВТСП трансформаторы выполняются преимущественно из проводов второго поколения [6-8]. Отдельно хочется отметить появление ВТСП трансформатора в России [9] мощностью 1 МВА с номинальными напряжениями обмоток 10/0,4 кВ. Испытания этого трансформатора показали снижение потерь короткого замыкания трансформатора в 27 раз по сравнению с традиционным аналогом, а благодаря применению магнитопровода из аморфной электротехнической стали также удалось снизить потери холостого хода в 2,7 раз.

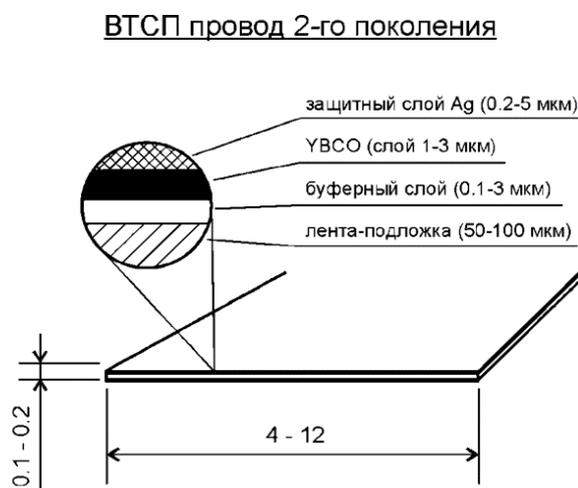


Рис. 1 – ВТСП провода первого и второго поколений (размеры приведены в миллиметрах).

Из анализа существующих публикаций, описывающих испытания ВТСП трансформаторов в режимах короткого замыкания следует, что большинство исследователей отдаёт приоритет при разработке и делают акцент на сниженных потерях трансформатора. Будучи несогласными с такой расстановкой приоритетов, мы решили более внимательно сосредоточиться именно на возможности токоограничения.

III. ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ В ОБМОТКАХ ТРАНСФОРМАТОРА

На базе новосибирского государственного технического университета ведется разработка собственного варианта исполнения сверхпроводящего трансформатора с функцией токоограничения. Отличительной особенностью устройства будет являться более глубокая проработка именно функции токоограничения, как приоритетной, по нашему мнению, для данного устройства.

Основными препятствиями на пути к эффективному токоограничению являются перегрев, неравномерное токоограничение по обмотке и перенапряжения, возникающие в обмотках СП трансформатора. Исследования перегрева трансформатора при выходе обмоток из СП состояния и критерии возврата трансформатора в СП состояние после отключения тока КЗ описаны в [10]. Проблемы неравномерного токоограничения по обмотке были преодолены при

помощи изменения конструкции обмотки трансформатора [11]. Эта запатентованная технология принадлежит новосибирскому государственному техническому университету и будет учтена в будущем изделии.

Настоящие исследования посвящены проблеме перенапряжений в обмотках трансформатора, вызванных резким изменением полного импеданса обмоток. Для чего была рассчитана схема в программном комплексе PSpice, а также создана физическая модель для исследования токоограничения и перенапряжений.

Согласно [1] превышение критического тока сверхпроводника способствует началу развития и распространения нормальной зоны, то есть зоны, в которой разрушена сверхпроводимость. Вместе с тем согласно [12] развитие нормальной зоны в устройствах из высокотемпературных сверхпроводников (например, YBCO ленты второго поколения от компании SuperOx™) происходит равномерно по всей длине, что эквивалентно тому, что, например, вся катушка (рис.2) будет сразу полностью переходить в смешанное состояние при превышении критического тока. Принимая эту гипотезу, симулируем поведение СП катушки, через которую питается нагрузка, при внезапном коротком замыкании на нагрузку. Моделируемая схема и одновременно схема опыта представлены на рисунке 3.

Вольт-амперная характеристика нелинейного сопротивления можно удовлетворительно

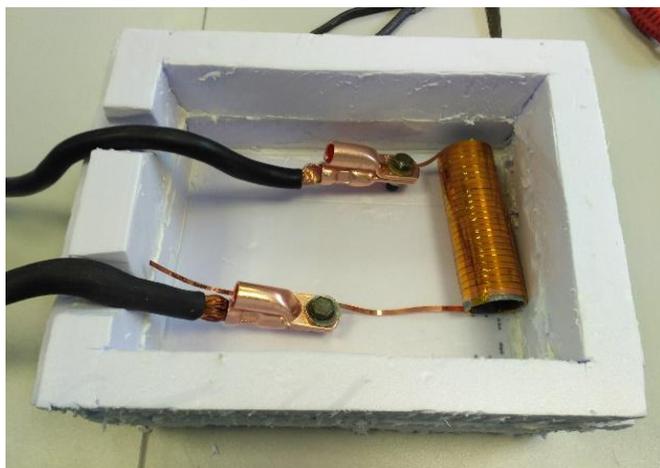


Рис. 2 – Катушка из сверхпроводящей YBCO ленты в ёмкости из полистирола для заполнения жидким азотом.

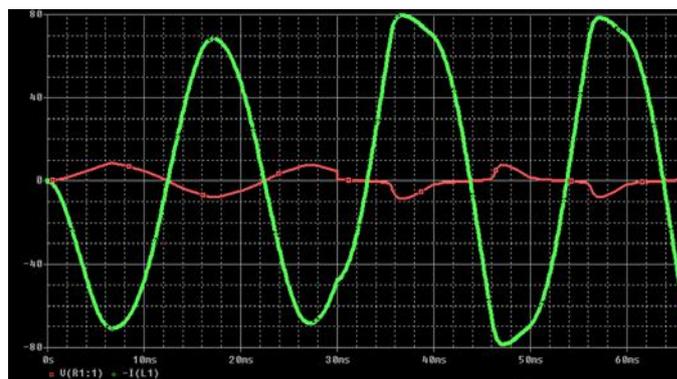


Рис. 2 – Результаты моделирования короткого замыкания за катушкой в программе PSpice. Замыкание происходит на 30мс (ток показан зелёным)

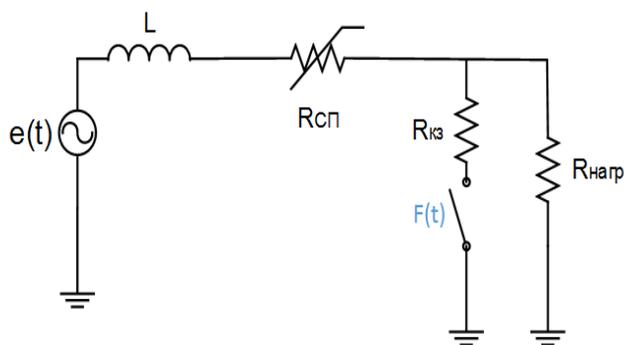


Рис. 3 – Схема, моделирующая работу токоограничивающей катушки в случае КЗ.

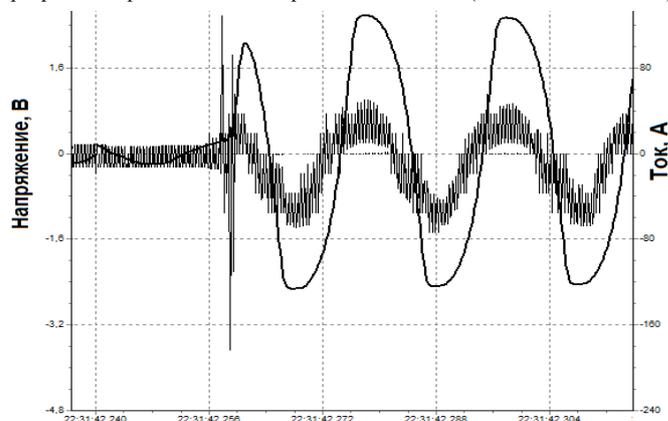


Рис. 5 – Осциллограмма переходного процесса при КЗ за катушкой. Моменту короткого замыкания соответствует коммутационное перенапряжение. (ток показан чёрной сплошной линией)

аппроксимировать с помощью степенной функции вида:

$$E = E_0 \cdot \left(\frac{I}{I_k}\right)^n, \quad (1)$$

где E_0 – коэффициент при степенной функции; I_k – критический ток сверхпроводящей ленты, или ток, при котором напряженность электрического поля в ленте будет равна 1 мкВ/см; n – показатель степени или «крутизна» ВАХ; I – ток, протекающий через сверхпроводящую ленту; E – напряженность электрического поля в ленте.

Важно отметить, что крутизна ВАХ напрямую влияет на уровень предполагаемых перенапряжений, поскольку чем более резко будет изменяться сопротивление сверхпроводника, тем более резко будет ограничиваться ток, быстрое изменение которого по закону электромагнитной индукции приведёт к перенапряжениям.

Ниже приводятся результаты математического моделирования токоограничивающей катушки (рис.4), для которой: $n=27,36$; $E_0=0,00541$; $I_k=80$ А. (определено экспериментально). В схеме принимаются следующие допущения: не учтён нагрев обмоток токами КЗ; не учтён скин-эффект; не учтена кинетическая индуктивность. Также приводится осциллограмма замеров для реальной катушки в случае короткого замыкания на нагрузке. Замеры производились при помощи анализатора FLUKE 435-II. Видно хорошее совпадение осциллограмм тока в модели и опыте.

Из осциллограмм видно, что ограничение тока сопровождается срезом вершин синусоидального сигнала. Однако можно видеть, что несмотря на довольно резкий срез сигнала тока на обмотке, не появляется существенных перенапряжений. Так на рисунке 4 видно, что в случае равенства сопротивлений нагрузки и катушки в нормальном состоянии, падение напряжения на всей цепи (красная линия) во время токоограничения, не превышает номинального рабочего. Сигнал по напряжению от осциллографа, полученный в эксперименте имеет слабую разрешающую способность и не может быть использован для количественной оценки напряжений, при этом форма этого сигнала, позволяет судить о качественном характере процесса: видно, что во время токоограничения также отсутствуют резкие скачки по напряжению.

Таким образом, подход при котором сверхпроводящая катушка рассматривается как переходящая в смешанное, а затем нормальное состояние, при превышении критического тока по всему объёму целиком оказывается верным. Как показал опыт, такой переход не вызывает существенных перенапряжений на целой катушке. Это позволяет говорить о ненужности усиления витковой изоляции в будущей конструкции трансформатора.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сниженные потери, меньшие габариты, пожаробезопасность и токоограничение делают сверхпроводящий трансформатор бесспорно привлекательным элементом современной научной электротехнической мысли. В сущности, высокая стоимость трансформатора на сегодняшний день является последним препятствием на пути внедрения устройства в промышленность. Однако следует помнить, что такая стоимость объясняется главным образом отсутствием масштабного эффекта, возникающем при крупном серийном производстве.

Тем не менее осознанная вера в скорое удешевление технологии производства сверхпроводящих проводов создаёт подспорье для всестороннего исследования этого устройства.

В данной работе было качественно продемонстрировано, что при ограничении токов короткого замыкания в обмотках трансформатора не возникают опасные для изоляции перенапряжения, которые имели место для низкотемпературных сверхпроводников и были подробно описаны в [1]. Вместе с тем получена удовлетворительная модель для описания поведения тока в режимах его ограничения.

Список литературы

- [1] Уилсон М. Сверхпроводящие магниты: Пер. с англ. – М.: Мир, 1985. – 405 с., ил.
- [2] Справочник по физико-техническим основам криогеники/ М.П. Малков, И.Б. Данилов, А. Г. Зельдович, А. Б. Фрадков; Под ред. М. П. Малкова. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 432 с., ил.
- [3] ТОО среднего напряжения [Электронный ресурс]: Сайт компании SuperOx / Режим доступа: <http://www.superox.ru>
- [4] Ш.И. Лутидзе, Э.А. Джафаров “Сверхпроводящие трансформаторы”. М.: ООО Издательство “Научтехлитиздат”, 2002. – 206с.
- [5] S Samoilenkov et al. “Customised 2G HTS wire for applications” 2016 Supercond. Sci. Technol. 29 024001
- [6] Masataka Iwakuma et al., “Development of a 1250-kVA Superconducting Transformer and Its Demonstration at the Superconducting Substation” IEEE Transactions Applied Superconductivity, 2015, v.25, N 3, p.5500206
- [7] Shaotao Dai et al., “Development of a 1250-kVA Superconducting Transformer and Its Demonstration at the Superconducting Substation” IEEE Transactions Applied Superconductivity, 2016, v.26, N 1, p.5500107
- [8] Andrew Craig Lapthorn et al. “HTS Transformer: Construction Details, Test Results, and Noted Failure Mechanisms” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 26, no. 1, january 2011
- [9] Волков Э.П. и др. Первый в России ВТСП трансформатор 1 МВА, 10/0,4 кВ // Изв. РАН. Энергетика. 2016. № 5.
- [10] Манусов Вадим Зиновьевич, Александров Николай Васильевич Ограничение токов короткого замыкания с помощью трансформаторов с высокотемпературными сверхпроводящими обмотками // Известия ТПУ. 2013. №4 С.100-105.
- [11] Пат. 132250, H01F6/06, H01F36/00. Сверхпроводящая обмотка трансформатора / Н. В. Александров, В. З. Манусов; НГТУ - 2013110092; заяв. 06.03.13; опуб. 10.08.13. - 1 с.
- [12] V.S. Vysotsky, Yu. Ilyin, T. Nakamura, Critical Current Distribution along the BI-2212 High Temperature Superconducting Coil // Advances in superconductivity – X, Proc of ISS'97, Gifu, Japan, pp. 799-802, 1998

Система автоматизированного выбора гибких сборных шин распределительных устройств

А.А. Воронин, В.А. Одрузова, Т.Б. Наурзов
ФГБОУ ВО «Самарский Государственный Технический Университет»
Самара, Россия
samgtu-elst@yandex.ru

Аннотация - В курсовом и дипломном проектировании наибольший переток мощности принимается равным мощности наиболее мощного присоединения, что приводит к завышению сечения провода, которым выполняются сборные шины. Для решения этой проблемы на кафедре «Электрические станции» СамГТУ была разработана система автоматизированного выбора сечения гибких сборных шин. Наибольший переток мощности в программе определяется по результатам анализа как нормальных, так и аварийных режимов, возникающих в распределительном устройстве. Программа была реализована на алгоритмическом языке Turbo Basic, но в настоящее время ее использование на компьютерах с современными операционными системами вызывает затруднения. При построении алгоритма расчета перетока мощности по сборным шинам использовался метод узловых напряжений, причем источники мощности в узлах схемы замещения моделировались источниками тока. Матрица узловых проводимостей формировалась логическим путем. Обратная матрица узловых проводимостей вычислялась методом Жордана. Разработанная система автоматизированного выбора гибких сборных шин может быть использована студентами электроэнергетических специальностей, а также организациями, ведущими работы по проектированию распределительных устройств повышенных напряжений. Реализация системы автоматизированного выбора гибких сборных шин на алгоритмическом языке программирования Visual Basic позволяет использовать ее на компьютерах с современными операционными системами.

Ключевые слова — сборные шины, метод узловых напряжений, матрица узловых проводимостей.

System of automated selection of flexible busbars of switchgears

Aleksandr Voronin, Veronika Odruzova
Samara State Technical University
Samara, Russian Federation
samgtu-elst@yandex.ru

Abstract - In term and graduation project the maximum power flow is assumed to be equal to the power of the most powerful connection. That leads to the increasing of the wire cross-section, which the busbars are made by. In order to decide this problem the chair «Electrical Stations» of Electrical Engineering Department of Samara State Technical University has developed a system of automated selection of cross-sections of flexible busbars. The greatest power flow in the program is determined on the results of the analysis of both normal and emergency modes, occurring in switchgear. The program was implemented in the algorithmic language Turbo Basic, but at the present time it is difficult to use it on computers with modern operating systems. The nodal solution was used during the construction of the algorithm for calculating the power flow across the busbars, and the power suppliers in the nodes of the equivalent circuit were modeled by current suppliers. The bus admittance matrix was formed logically. The inverse bus admittance matrix was calculated by the Jordan method. The developed system of automated selection of flexible busbars can be used by students of Electrical Engineering Departments as well as by companies, working on designing high voltage switchgears. The implementation of the automated selection system of flexible busbars in the algorithmic programming language Visual Basic allows using it on computers with modern operating systems.

Keywords — busbars, nodal solution, bus admittance matrix.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Сборные шины в распределительных устройствах (РУ) с напряжением 35 кВ и выше обычно выполняются сталеалюминевыми проводниками. При большой нагрузке или для предотвращения коронирования в каждой фазе могут быть использованы два и более проводника. Сечение сборных шин выбирается, как известно, по длительно допустимому току [1]:

$$I_{\max} \leq I_{\text{дл. доп.}} \quad (1)$$

Величина максимального рабочего тока определяется по максимально возможному перетоку мощности по сборным шинам:

$$I_{\max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (2)$$

где $U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение РУ, кВ.

Определение величины максимального перетока мощности в современных схемах распределительных устройств является достаточно сложной и трудоемкой задачей без применения вычислительной техники. Именно поэтому была разработана система автоматизированного выбора гибких сборных шин, выполняемых проводниками. Система реализована на алгоритмическом языке Visual Basic и рассчитана на диалоговый режим работы. Для определения наибольшего перетока мощности необходимо рассмотреть нормальный и аварийные режимы в РУ. На Рис.1 показана схема замещения системы сборных шин, выполняемой по одной из линейных схем.

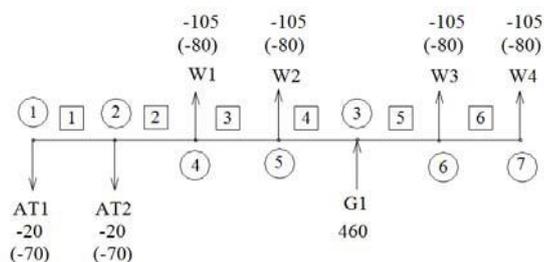


Рис. 1. Расчетная схема замещения сборных шин (линейная схема)

На схеме все точки присоединения блочных трансформаторов, автотрансформаторов (АТ) или трансформаторов связи и линий электропередач (ЛЭП) пронумерованы цифрами в кружочках, и называются узлами. Сначала нумеруются узлы подключения автотрансформаторов или трансформаторов связи, затем блочных трансформаторов, а потом линий электропередач. Последний узел называется базисным и должен обязательно принадлежать ЛЭП. Нумерация ветвей (цифры в квадратах) производится произвольно. Узлы и ветви нумеруются подряд без пропусков, начиная с единицы. На схеме замещения обязательно указываются величины перетоков мощности по линиям, трансформаторам и автотрансформаторам. Причем, если переток направлен к сборным шинам, то он берется со знаком «+», а если от них, то со знаком «-».

Для расчета перетоков по ветвям схемы используется метод узловых напряжений. Перетоки мощности по ветвям при этом моделируются токами в ветвях, а источники мощности в узлах (трансформаторы,

автотрансформаторы, линии электропередач) - источниками токов. Проводимости ветвей принимаются равными единице.

Из проводимостей ветвей формируется матрица узловых проводимостей, элементы которой являются коэффициентами при узловых напряжениях. Правой частью, в сформированной таким образом системе уравнений, являются источники тока, задаваемые в узлах. Причем, необходимо помнить, что источник тока - отходящая линия в базисном узле, не задается. В результате решения системы уравнений определяются напряжения в узлах схемы. Зная напряжения в узлах и величины проводимостей ветвей, легко определить токи в ветвях схемы:

$$I_B = G_B \cdot (E_k - E_j) \quad (3)$$

где I_B - ток в ветви; G_B - проводимость ветви; E - значение напряжения в узлах схемы; k - номера узлов, обозначающие начала ветвей; j - номера узлов, обозначающие концы ветвей.

Так как токи в ветвях моделируют перетоки мощности по ветвям, то рассчитав по выражению (3) перетоки в ветвях схемы, легко выбрать наибольший переток мощности. Для этого рассматривают нормальный режим и ряд аварийных.

В аварийных режимах сначала попеременно отключают все автотрансформаторы (трансформаторы) связи, затем блочные трансформаторы, а затем линии электропередач. Причем, при отключении одной линии, оставшиеся в работе линии должны пропустить и мощность, передававшуюся по отключенной линии. При отключении одного из автотрансформаторов (трансформаторов) связи, если их два, второй берет на себя всю мощность, которая протекала по отключенному автотрансформатору (трансформатору) связи.

Если схема распределительного устройства имеет кольцевую структуру, например, схемы с тремя выключателями на два присоединения, с четырьмя выключателями на три присоединения, различные многоугольники и т.д., то вместе с выбором сечения сборных шин производится и выбор сечения ошиновки, соединяющей сборные шины с выключателями. В этом случае узлы и ветви в расчетной схеме замещения нумеруются следующим образом (Рис.2).

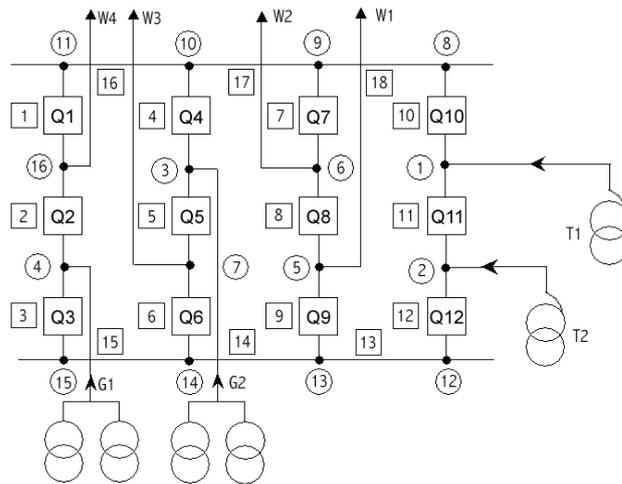


Рис. 2. Расчетная схема замещения сборных шин (кольцевая схема)

Сначала нумеруются узлы подключения автотрансформаторов (трансформаторов) связи, затем блочных трансформаторов, затем ЛЭП. Причем, номер узла подключения последней линии электропередач, которому должен быть присвоен номер базисного узла, сначала пропускается, и номера узлов присваиваются точкам подключения к сборным шинам ошиновки ячеек выключателей. Когда все эти точки будут пронумерованы, тогда нумеруется базисный узел, к которому подключается последняя ЛЭП. Ветви также нумеруются специальным образом. Сначала нумеруются ветви, содержащие выключатели, а затем ветви, заключенные между узлами, в которых подключаются к сборным шинам ошиновка выключателей.

II. ОПИСАНИЕ СТРУКТУРЫ ПРОГРАММЫ

На Рис.3 приведена структурная блок-схема системы.

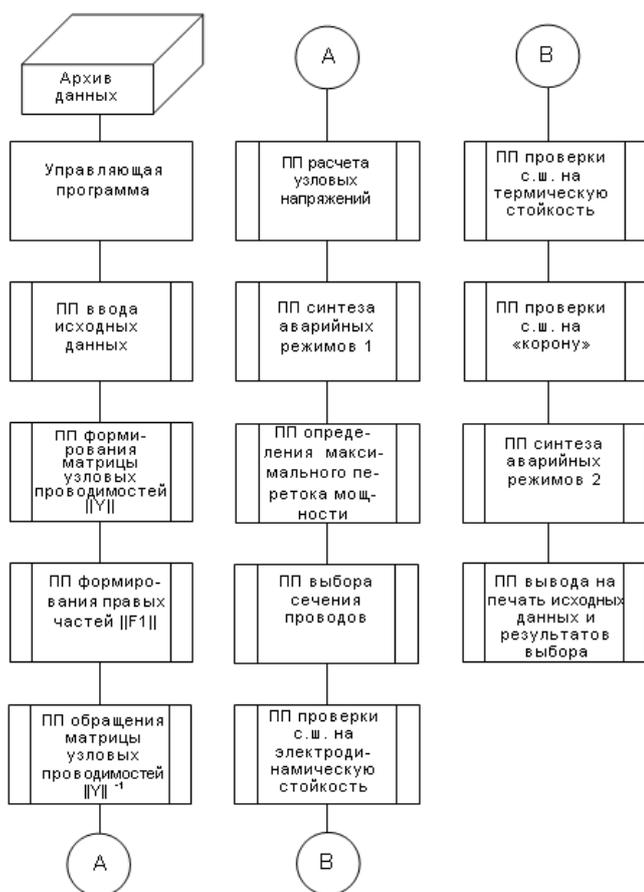


Рис. 3. Структурная блок – схема системы автоматизированного выбора гибких сборных шин.

В программном плане система автоматизированного выбора сборных шин состоит из управляющей программы, архива данных и ряда подпрограмм. Рассмотрим подробнее некоторые из них.

Блок архива данных содержит сведения о технических характеристиках проводов [2], допустимых расстояниях между соседними фазами и между проводами в расщепленной фазе [3]:

- марка провода;
- сечение алюминиевой части провода, мм^2 ;
- сечение стальной части провода, мм^2 ;

- допустимый ток нагрузки вне помещения, А;
- допустимый ток нагрузки внутри помещения, А;
- диаметр провода, мм;
- масса единицы длины провода, кг/км;
- наименьшее допустимое расстояние между соседними фазами, см;
- расстояние между проводами в расщепленной фазе, см.

Архив данных представляет собой одномерный массив. Первые шесть переменных архива расположены в порядке возрастания величины сечения провода - каждому значению индекса соответствует определенное сечение алюминиевой и стальной части провода, а так же соответствующие этому сечению величины допустимой токовой нагрузки вне и внутри помещений, диаметр провода и масса единицы его длины. Индексы следующих переменных соответствуют кодам напряжений, на которые выполняются сборные шины.

В подпрограмме ввода исходных данных в диалоговом режиме с клавиатуры дисплея вводятся следующие данные:

- число независимых узлов;
- число ветвей;
- число АТ (трансформаторов) связи, подключенных к РУ;
- число блочных трансформаторов, подключенных к РУ;
- число отходящих ЛЭП;
- $\cos \varphi$ генераторов;
- код типа установки (1 - вне помещения, 2 - внутри помещения);
- величина теплового импульса на сборных шинах РУ, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ (задается только для ЗРУ);
- начальное значение периодической составляющей тока трехфазного к.з. на сборных шинах, кА;
- величина напряжения РУ, кВ;
- код напряжения (1 - 35 кВ, 2 – 110 кВ, 3 - 220 кВ, 4 – 330 кВ, 5 - 550 кВ, 6 - 750кВ, 7 - 1150 кВ).

Далее задается топология схемы замещения:

- номера ветвей;
- номера узлов, обозначающие начала ветвей;
- номера узлов, обозначающие концы ветвей.

Затем задаются:

- код схемы РУ (1 - для линейных схем, 2 - для кольцевых схем);
- число выключателей (задается только для кольцевых схем);
- номер узла источника мощности;

- величина перетока мощности, подходящего к узлу или отходящего от узла.

III. ОПИСАНИЕ АЛГОРИТМА РАБОТЫ ПРОГРАММЫ

В подпрограмме формирования матрицы узловых проводимостей из проводимостей ветвей логическим путем производится формирование матрицы узловых проводимостей. Затем эта матрица обращается и в дальнейших расчетах используется уже обратная матрица узловых проводимостей.

Узловые напряжения определяются путем перемножения обратной матрицы на столбец свободных членов, сформированный в отдельной подпрограмме. Каждому рассматриваемому режиму соответствует свой столбец свободных членов.

После выбора сечения провода он проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а также на корону. Проверка на термическую стойкость, согласно ПУЭ, производится только для закрытых РУ. Если провод не проходит по термической стойкости или по короне, то автоматически производится увеличение сечения провода (если это возможно) или же производится дальнейшее расщепление фазы.

Проверка шин на термическую стойкость сводится к определению минимального сечения q_{min} , при котором они будут нагреты до максимально допустимой температуры:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq q, \quad (4)$$

где B_k - тепловой импульс, $A^2 \cdot c$; $C = 91$ - величина характеризующая для алюминиевых шин допустимое тепловое состояние проводника в конце короткого замыкания $A \cdot c / \text{мм}^2$.

Гибкие провода ОРУ напряжением 35кВ и выше проверяются на корону. Условие проверки имеет вид:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (5)$$

где E - напряженность электрического поля около поверхности; E_0 - начальная критическая напряженность электрического поля, кВ/см.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (6)$$

m - коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода; r_0 - радиус провода.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (7)$$

где U - линейное напряжение, кВ; D_{cp} - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

В случае необходимости предусмотрено расщепление фазы провода на 2, 3, ..., 8 частей. Напряженность

электрического поля (максимальное значение) вокруг расщепленных проводов:

$$E = k \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{эк}}}, \quad (8)$$

где k - коэффициент, учитывающий число проводов n в фазе; $r_{эк}$ - эквивалентный радиус расщепленных проводов.

После выбора провода, на печать выводятся исходные данные, рассчитываемого режима:

- наибольший переток мощности, МВт;
- наибольший ток, А;
- величина $\cos \varphi$ генераторов;
- величина тока трехфазного к.з., кА;
- класс напряжения РУ, кВ;
- число, подключенных к РУ блочных трансформаторов;
- число, подключенных к РУ автотрансформаторов или трансформаторов связи;
- число отходящих ЛЭП, подключенных к РУ.

Затем на печать выводятся справочные данные выбранного провода:

- марка выбранного провода;
- сечение алюминиевой части провода, мм^2 ;
- сечение стальной части провода, мм^2 ;
- длительно допустимый ток, А;
- наружный диаметр провода, мм;
- масса провода, кг/км;
- число проводов в расщепленной фазе.

Простота подготовки и ввода данных, небольшое время расчета (около 10 минут вместе с вводом данных и выводом результатов выбора) позволяет пользователю рассчитать не один вариант присоединения линий и трансформаторов, а путем перебора вариантов с различным порядком присоединения линий и трансформаторов произвести оптимизацию конструкции сборных шин.

IV. БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- [1] Электрические станции и подстанции: учеб.-метод. пособ. / Б.И.Костылев, А.С.Добросотских. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2014. – 167 с.
- [2] Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. – СПб: БХВ-Петербург, 2013. – 608 с.
- [3] Правила устройства электроустановок. – М: ЮРАЙТ, 2007. – 400 с.
- [4] Visual Basic for Applications в MS Excel 2010: основы работы : методические указания к выполнению лабораторных работ по информатике для обучающихся по всем программам бакалавриата и специалитета дневной формы обучения / сост. Н. Д. Берман, Н. И. Шадрин. – Хабаровск : Изд-во Тихоокеан. гос. ун-та, 2015. – 55 с.
- [5] <http://www.mini-soft.ru/document/elektronnyy-uchebnik-po-vba-excel-index>

РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТЯХ С АКТИВНО-АДАПТИВНЫМИ ЭЛЕМЕНТАМИ

Ю. П. Кубарьков, И. С. Кулаев, М. Р. Баталова, Я. М. Саматов
ФГБОУ ВО "Самарский государственный технический университет", Самара, Россия
E-mail: ikulaev@inbox.ru

Аннотация - в связи с увеличением распределенной генерации (РГ) регулирование напряжения является весьма важным вопросом. В основном, напряжение на шинах среднего напряжения регулируется с помощью трансформаторов с РПН и ПБВ, что не гарантирует требуемого значения напряжения в узлах сети, в тот момент, когда распределенные генераторы поставляют энергию в сеть. В данном докладе рассматривается регулирование напряжения с помощью установки дополнительных источников реактивной мощности. При проведении исследования использовались методы математического анализа и оптимизации. При выполнении экспериментальной части использовалось математическое моделирование с помощью программных комплексов RastrWin и MathLab. Предложены методы регулирования напряжения в узлах сети. При внедрении ИЭС ААС, оснащенных современными системами автоматизации управления, наблюдается стабилизация напряжения элементов сети и оптимизация их работы, снижение потерь электроэнергии, повышение качества электроснабжения потребителей, уровня пропускной способности системы и ее надежности.

Ключевые слова - распределенная генерация, регулирование напряжения, источник реактивной мощности, ИЭС ААС.

VOLTAGE CONTROL IN SMART GRID

Y. P. Kubarkov, I. S. Kulaev, M. R. Batalova
Samara State Technical University, Samara, Russia
E-mail: ikulaev@inbox.ru

Abstract - due to increasing distributed generation (DG) voltage control is a quite important issue. Generally voltage on medium voltage bus is controlled by transformers with ULTC and NLTC. This doesn't guarantee a target voltage value in network junction points when DG supply energy into power grid. This paper considers voltage control by means of additional reactive power sources installation. Methods of mathematical analysis and optimization were used for research. Experimental part was conducted by mathematical modeling by means of RastrWin and MathLab software. Voltage control methods in network junction points are offered. In implementing smart grid equipped with modern process control systems (PCS) you can see constant-voltage regulation of sites and their operation improvement, energy loss saving, improvement of electric service quality, system capacity and its reliability.

Key-words - distributed generation, voltage control, reactive power source, smart grid.

I. ВВЕДЕНИЕ

Для удовлетворения постоянно растущего спроса на электроэнергию необходимо инвестировать в электростанции и объекты энергопередачи. Однако эти инвестиции не могут обеспечить устойчивый рост генерации из-за ряда экологических и экономических ограничений [1]. Реактивная мощность тесно связана с контролем напряжения, и развитие высокоточных отраслей промышленности призвано подчеркнуть важность качества напряжения. С точки зрения нагрузки, концентрация реактивной мощности уменьшается у потребителя. Хотя генератор может покрыть дефицит реактивной мощности, передача реактивной мощности на большие расстояния вызывает серьезную проблему [2]. Поэтому ее нужно компенсировать на шинах потребителя. Кроме того контроль реактивной мощности необходим для стабилизации напряжения в системе.

II. СРЕДСТВА РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ НА БАЗЕ КОРРЕКТИРОВКИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Контроль напряжения и реактивной мощности является основной проблемой в работе энергосистемы. Это связано с топологическими различиями между системами распределения и передачи, развития разных стратегий управления режимом работы электрических систем.

В работе рассмотрен ряд схем регулирования реактивной мощности и стабилизации напряжения для распределительных сетей. Особый интерес представляет разработка схем управления для устранения, так называемого, провала напряжения, которые могут привести к незапланированным простоям электрооборудования. Для обеспечения эффективной и надежной работы энергосистемы контроль напряжения и реактивной мощности должен удовлетворять следующим целям [1]:

- Во всех узлах в системе напряжение должно находиться в пределах допустимых пределов.

- Повышение стабильности системы должно обеспечивать максимальное использование передачи необходимых ресурсов.

- Поток реактивной мощности должен быть минимизирован для уменьшения потерь.

При этих условиях система передачи будет передавать в основном активную мощность. Так как энергосистема обеспечивает работу большого количества потребителей и питается от многих генераторных установок, возникает проблема поддержания напряжения в узлах сети в требуемых пределах. По мере изменения нагрузки требования к уровню реактивной мощности различаются. Поскольку реактивная мощность не может передаваться на большие расстояния, управление напряжением должно осуществляться с помощью специальных устройств. Это происходит практически с тех пор, как начались создаваться первые энергосистемы. Правильный выбор и координация режимов работы оборудования для управления реактивной мощностью и напряжением являются одними из основных проблем проектирования энергетической системы [2].

Для решения этих проблем были разработаны различные компенсаторы реактивной мощности. Например, такие источники реактивной мощности, как SVC (Static Var Compensator) - статические компенсаторы реактивной мощности, системы типа STATCOM (Static Compensator), которые объединяют оба этих решения, которые называются SVC на основе STATCOM. В последние десятилетия наблюдается значительный прогресс в создании оборудования, предназначенного для повышения стабильности напряжения в энергосистемах. Это в основном связано с развитием систем электроснабжения, что требует поиска лучших способов регулирования и контроля потоков мощности и уровней напряжения.

III. УПРАВЛЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЕМ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТЬЮ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Управление напряжением в системе электропитания необходимо для надежной работы электрооборудования, для предотвращения повреждений, таких как перегрев генераторов и двигателей, для уменьшения потерь при передаче электроэнергии и поддержания способности системы выдерживать колебания напряжения. Коллапс напряжения возникает, когда система пытается обеспечить гораздо большую нагрузку, чем можно обеспечить при заданном уровне напряжения. Когда напряжение падает, ток должен увеличиваться, чтобы поддерживать подаваемую мощность, в результате чего система потребляет больше реактивной мощности, а напряжение снова падает. Если ток слишком сильно увеличивается, мощность перераспределяется, перегружая другие линии и потенциально приводя к каскадным отказам. Если напряжение падает слишком низко, некоторые генераторы автоматически отключаются, чтобы защитить себя. Коллапс напряжения возникает, когда происходит увеличение нагрузки или уменьшение генерации, что вызывает падение напряжения и приводит к дальнейшему уменьшению реактивной мощности от конденсаторов и линий, и ведет к дальнейшему снижению напряжения. Если лавина напряжения будет

продолжаться, это приведет к отключению дополнительных элементов и к дальнейшему снижению напряжения и отключению нагрузки. Результатом всего этого прогрессивного и неконтролируемого снижения напряжения является то, что система не может обеспечить Требуемой величины реактивная мощность для удовлетворения требований устойчивости.

Во время нормальной работы элементы системы могут испытывать как перенапряжения, так и снижения напряжения, что может быть скомпенсировано с помощью управления величиной U/Q [1]. Благодаря контролю за генерацией, потреблением и перетоками реактивной мощности на всех уровнях в системе, управление Величиной U/Q может поддерживать профиль напряжения в оптимальных пределах и уменьшить потери при передаче. Во многих случаях, как правило, необходимы дополнительные источники для поддержания уровня реактивной мощности. Например, генераторы многих систем передачи требуют для обеспечения их номинальной мощности $\cos \phi$ в пределах 0,85 - 0,90. Системный оператор должен выполнять действия для поддержания безопасного и экономичного уровня напряжения при сохранении уравнения баланса реактивной мощности

IV. ГИБКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ДИСТРИБУТИВНЫХ РЕШЕНИЙ

Способы повышения стабильности и контроля напряжения.

Компенсация реактивной мощности часто является наиболее эффективным способом улучшения, как возможности передачи мощности, так и стабильности напряжения. Контроль уровней напряжения осуществляется путем управления потреблением и компенсацией потоков реактивной мощности. Генерирующие устройства обеспечивают основные средства управления напряжением, поскольку автоматические регуляторы напряжения управляют возбуждением генераторов для поддержания уровня заданного напряжения на выводах генераторов.

Чтобы контролировать напряжение во всей системе, необходимо использовать дополнительные устройства для компенсации реактивной мощности.

Реактивную компенсацию можно разделить на последовательную и шунтирующую компенсацию. Ее также можно разделить на активную и пассивную компенсацию. Но в основном компенсация сосредотачивается на батареях шунтирующих конденсаторов, статических компенсаторах (SVC) и статических синхронных компенсаторах (STATCOM), которые являются частью группы активных компенсаторов, называемых гибкими системами передачи переменного тока (FACTS). Устройства, используемые для этих целей, могут быть классифицированы следующим образом:

- Шунтирующие конденсаторы
- Конденсаторы серии
- Шунтирующие реакторы
- Синхронные конденсаторы
- SVC
- STATCOM

V. STATCOM (СТАТИЧЕСКИЙ СИНХРОННЫЙ КОМПЕНСАТОР)

STATCOM (Статический синхронный компенсатор) может выполнять функцию регулирования напряжения надежным способом, поскольку он генерирует или поглощает реактивную мощность с высокой скоростью. Контроль реактивной мощности с помощью устройств FACTS может в значительной степени способствовать стабилизации напряжения. Устройства FACTS очень эффективны для поддержания стабильности напряжения во время системных аварий и регулирования уровня напряжения для большой и малой нагрузки. Но поскольку эти устройства FACTS являются, как правило, высокоточным оборудованием, его следует использовать наиболее эффективным способом. Поэтому требуется совместная работа с обычным оборудованием для регулирования реактивной мощности таких как шунтирующий конденсатор, шунтирующий реактор и трансформатор с РПН (OLTC - on-line tap change).

Во многих работах предложены подходы к управлению напряжением в требуемом диапазоне путем координации компенсаторов реактивной мощности. В [4] авторы предложили метод улучшения общего профиля напряжения путем координации STATCON (статический конденсатор) с банками конденсаторов и OLTC. Но критерий выбора управляющего воздействия очень сложный, и резерв реактивной мощности учесть достаточно сложно. Цель скоординированного управления заключается в том, чтобы свести к минимуму количество ненужных операций переключателя и обеспечить лучший профиль напряжения.

Хотя SVC может компенсировать реактивную мощность для поддержания напряжения в желаемом диапазоне напряжений, STATCOM может более эффективно управлять напряжением из-за его способности быстро компенсировать большую реактивную мощность в аварийном состоянии, таком как системные ошибки. Если STATCOM совместно используется с обычными компенсаторами реактивной мощности, включая OLTC с помощью хорошо спроектированного скоординированного алгоритма управления, цель управления напряжением может быть достигнута как в стационарном, так и в аварийном состоянии. В этой статье рассматривается метод, удовлетворяющий как регулированию напряжения в установившемся режиме, так и обеспечение резервного запаса реактивной мощности. В частности, задание напряжения STATCOM настраивается так, чтобы поддерживать напряжение самой чувствительной шины при изменении нагрузки.

STATCOM состоит из одного ПИН (преобразователь - источник напряжения) и трансформатора с подключаемым шунтом. Его эквивалентная схема показана на Рис. 1 (а). Инжектируемый STATCOMом ток переменной величины может эмулировать индуктивное или емкостное сопротивление на шине соединения с линией передачи, поскольку он почти квадратурный с линейным напряжением. На рисунке 1 (b) показана модель стационарного состояния FATCS. Типы устройств

FACTS могут быть представлены путем правильного выбора данных, показанных на рисунке 1 (b). Модель STATCOM может быть реализована путем последовательного соединения на рисунке 1 (b)

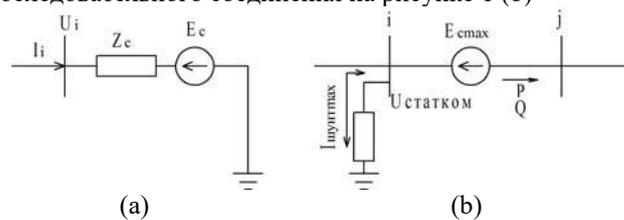


Рис.1. Модель СТАТКОМА

VI. КОММУТИРУЕМАЯ ШУНТИРУЮЩАЯ МОДЕЛЬ

На Рис. 2. показана коммутируемая шунтирующая модель PSS / E. Переключение выключателей (CB1, CB2) осуществляет реле напряжения. Когда величина напряжения на коммутируемой шунтирующей шине низкая, к шине добавляются банки конденсаторов.

Когда величина напряжения на коммутируемой шине высокая, секции реактора добавляются к шине. Поэтому коммутируемые шунтирующие элементы на шине могут состоять полностью из блоков шунтирующих конденсаторов или полностью из шунтирующих реакторов в соответствии с работой CB1 и CB2.

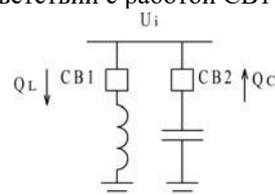


Рис.2. PSS/E модель коммутационного шунта

$$Q_L = B_L \cdot U_i^2$$

$$Q_C = B_C \cdot U_i^2$$

B_L – индуктивная проводимость

B_C – емкостная проводимость

VII. РЕГУЛИРОВАНИЕ ВЕЛИЧИНЫ НАПЯЖЕНИЯ ОТПАЙКАМИ ТРАНСФОРМАТОРА

Трансформатор с РПН оснащен механизмом поворотом расщепителя с контактным устройством для регулирования величины напряжения при переключении отпайки обмотки трансформатора. На Рис. 3. показана эквивалентная схема трансформатора, снабженного РПН.

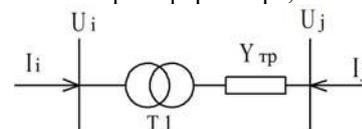


Рис.3. Схема замещения трансформатора с РПН

VIII. АЛГОРИТМ УПРАВЛЕНИЯ КООРДИНАЦИОННЫМ НАПЯЖЕНИЕМ

Подстанция, оборудованная шунтирующим устройством FACTS (STATCOM) и компенсаторами реактивной мощности, показана на Рис. 4. Флуктуация напряжения на шине вызывается изменением нагрузки в энергосистеме. В стационарном режиме уменьшение нагрузки на шине приводит к увеличению напряжения шины, увеличение нагрузки на шине приводит к уменьшению напряжения шины.

В дневном графике нагрузка на шинах снижается ранним утром, а днем загрузка шин увеличивается. Если величина напряжения колеблется при изменении нагрузки на шине, измененное напряжение на шине сначала контролируется STATCOM, переключается шунт переключения, и, наконец, OLTC приводится в работу.

На Рис. 4. напряжение на шинах нагрузки более чувствительно к изменению напряжения на шина2, чем напряжение шина1. Поэтому напряжения шин нагрузки можно более эффективно контролировать, регулируя напряжение шины2. В предлагаемом алгоритме, опорное напряжение STATCOM регулируется в ответ на изменение напряжения на шина2, которое сведено к минимуму путем контроля и координации величин между STATCOM и компенсатором реактивной мощности.

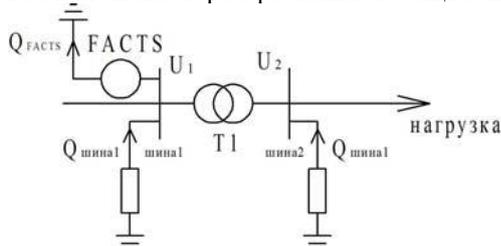


Рис.4. Подстанция, оборудованная шунтирующим устройством FACTS и компенсаторами реактивной мощности

IX. ЧИСЛЕННЫЕ РАСЧЕТЫ РЕЖИМА

Для сравнения эффективности использования рассмотренных методов регулирования напряжения, были проведены расчеты режима работы фрагмента системы электроснабжения нефтеперерабатывающего комплекса напряжением 6 кВ при использовании устройств компенсации реактивной мощности в разных узлах сети.

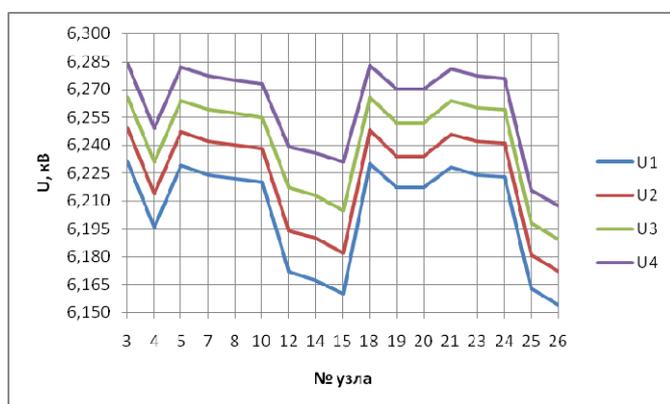


Рис. 4. Уровни напряжения в сети 6 кВ при использовании FACT. U1 – начальный режим; U2 – Q 450 квар в 13 узле; U3 – Q 450 квар в 13 и 17 узлах; U4 – Q 450 квар в 13, 16 и 17 узлах.

Для этого в выбранных узлах (13, 16 и 17) предполагалась установка FACT, управление режимом работы которых можно осуществлять, регулируя их место

установки и величину вырабатываемой мощности. Уровни напряжения в узлах сети приведены на Рис. 4.

X. ВЫВОДЫ

В этой работе рассмотрено изменение величины напряжения на шинах из-за изменения нагрузки, метода контроля величины напряжения и обеспечения резерва реактивной мощности. При аварийных режимах контроль реализуется посредством координационного управления между STATCOM и обычными компенсаторами реактивной мощности.

Предлагаемый метод реализуется с помощью программирования с использованием PSS / E в качестве механизма анализа. В работе представлен оптимальный метод управления координацией напряжений на шинах, который затем моделируется в реальной энергосистеме.

Результаты моделирования показывают, что отклонение напряжения, вызванное изменением нагрузки, эффективно контролируется путем регулировки заданного значения напряжения STATCOM на наиболее чувствительную шину для изменения нагрузки.

Кроме того, используя предлагаемую координацию между реактивной мощностью конденсаторов, обеспечивается мгновенный резерв реактивной мощности.

После того, как резерв реактивной мощности исчерпан, отклонение напряжения на шине нагрузки можно свести к минимуму, отрегулировав STATCOM опорное напряжение в пределах допустимой величины резерва реактивной мощности.

Точки работы обычных компенсаторов реактивной мощности и заданное значение напряжения STATCOM для любой системы подстанций могут быть определены путем моделирования с использованием предложенного метода. Этот метод позволяет минимизировать количество переключений механических шунтирующих устройств реальной системы управления на подстанциях.

Список литературы

- [1] Pablo A. Ruiz and Peter W. Sauer, "Reactive Power Reserve Issues," in Proceedings of IEEE Power Symposium, North American, Sept. 2006.
- [2] Abdel-Rahman, M. H., Youssef, F. M. H., Saber, A. A., "New Static Var Compensator Control Strategy and Coordination with an Under-Load Tap Changer," IEEE Trans. Power Del., vol. 21, no. 3, pp. 1630–1635, July 2006.
- [3] J. Duncan Glover, Power System Analysis and Design: CENGAGE Learning, 2010.
- [4] Fuerte-Esquivel C.R., Acha E., and Ambriz-Perez, "A Thyristor Controlled Series Compensator Model for the Power Flow Solution of Practical Power Networks," IEEE Trans. Power Systems. pp. 58-64, 2000.

ВЫБОР ШАГА ПЕРЕСТРОЙКИ ПО ЧАСТОТЕ ПРИ ИСПЫТАНИЯХ ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ НА ВНЕШНЕЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ

А.С. Подгорный¹, П.А. Николаев², А.Д. Николаев³

¹ФГБОУ ВПО «ПВГУС», ²ПАО «АВТОВАЗ», ³ФГБОУ ВПО «ТГУ»

Тольятти, Россия

E-mail: npa690@yandex.ru, zxcvbnm8927@yandex.ru.

Аннотация — в работе была решена задача выбора оптимального шага по частоте при испытаниях электромобилей на внешнее электромагнитное воздействие. При решении указанной задачи был использован подход, где электрические цепи электромобиля были представлены в виде высокочастотных резонансных контуров. Проверка предложенного решения осуществлялась на базе лаборатории электромагнитной совместимости Волжского автомобильного завода. Экспериментальная проверка подтвердила предложенный подход при оценке помехоустойчивости электромобилей. Предложенный алгоритм выбора оптимального шага перестройки по частоте позволяет найти частотные диапазоны с низкой помехоустойчивостью электромобилей, и определив характер сбоя доработать электромобиль до соответствия требованиям.

Ключевые слова — электромобиль; электромагнитное воздействие; испытания; помехоустойчивость; резонансный контур.

THE CHOICE OF STEP ADJUSTMENT THE FREQUENCY WHEN TESTING ELECTRIC VEHICLES TO EXTERNAL ELECTROMAGNETIC INTERFERENCE

A.S. Podgorny¹, P.A. Nikolaev², A.D. Nikolaev³

¹Volga region state University of service, ²AVTOVAZ, ³Togliatti state University

Togliatti, Russian Federation

E-mail: npa690@yandex.ru, zxcvbnm8927@yandex.ru

Abstract — in the work solved the problem of choosing the optimal step frequency in testing electric vehicles to external electromagnetic interference. In the solution of this problem approach has been used where the electric circuit of the electric vehicle was presented in the form of high frequency resonant circuits. Validation of the proposed solution was carried out at the laboratory of electromagnetic compatibility of the Volga automobile plant. Experimental check has confirmed the proposed approach when evaluating the immunity of electric vehicles. The algorithm for selecting the optimal step adjustment of the frequency allows to find the frequency bands with low noise of electric vehicles, and defining the nature of a failure to Refine the electric vehicle up to compliance.

Keywords — electric vehicle; electromagnetic interference; tests; interference immunity; a resonant circuit.

I. ВВЕДЕНИЕ

Сейчас для обеспечения электромагнитной безопасности электромобилей существуют международные требования устойчивости к внешнему электромагнитному воздействию.

В этих требованиях прописаны методы испытаний и уровни электромагнитных воздействий. Согласно [1] автомобиль проходит испытания на электромагнитное воздействие в диапазоне частот от 20 МГц до 2 ГГц. Одной из имеющих место проблем является выбор

оптимального шага перестройки по частоте воздействия во время испытаний. Применение регламентированного шага [2] во многих случаях допускает пропуски диапазонов с низкой помехоустойчивостью электромобилей. Это приводит к неверным интерпретациям результатов испытаний и выдачи положительных заключений на тестируемый образец. Если выбрать очень маленький шаг, то значительно увеличивается время на проведение тестов, что недопустимо. Необходимо решить задачу, при которой при перестройке частоты электромагнитного воздействия

гарантированно находить области частот, где происходит нарушение работоспособности тестируемого электромобиля.

II. РЕШЕНИЕ

Для того, чтобы найти область частот с низкой помехоустойчивостью электромобиля необходимо чтобы электромагнитное поле гарантированно попадало в эту область. Известно, что сбой вследствие влияния помех происходит из-за резонансных свойств электрооборудования автотранспортных средств [3]. Поэтому адекватно решить задачу на базе подхода в основе, которого лежит анализ электрических цепей и резонансных контуров. Очевидно, что при резонансе напряжений в цепи будет наводиться максимальный уровень электромагнитных помех. Соответственно шаг перестройки по частоте должен быть не более чем полоса пропускания резонансного контура. Полоса пропускания и резонансная частота связаны между собой добротностью контура [4]

$$Q = \frac{f_p}{f_в - f_н}; \quad (1)$$

где $f_в$ и $f_н$ – верхняя и нижняя частоты полосы пропускания колебательного контура, а f_p – резонансная частота.

В исходные условия задачи входит известная начальная частота $f_н$. С учетом того, что $f_в \cdot f_p = f_p \cdot f_н$ преобразуем (1) и получим

$$f_p = \frac{2Qf_н}{2Q-1}. \quad (2)$$

Для перекрытия диапазона необходимо начинать новое воздействие на частоте резонанса. Таким образом достигается наиболее плотный шаг воздействий. Нетрудно найти первый шаг перестройки по частоте, который равен

$$h_1 = f_{н1} \left(\frac{1}{2Q-1} \right). \quad (3)$$

С учётом принятых выше условий

$$f_{н2} = f_{п1}. \quad (4)$$

$$h_2 = f_{н1} \left(\frac{2Q}{(2Q-1)^2} \right). \quad (5)$$

Как видно, перестройка по частоте с перекрытием в половину диапазона есть геометрическая прогрессия с параметром $\left(\frac{2Q}{2Q-1} \right)$. Отсюда

$$f_{н_m} = f_{н1} \left(\frac{2Q}{2Q-1} \right)^{m-1}, \quad (6)$$

где $m=1, 2, 3, \dots$

Дальнейший анализ сводится к выбору добротности. Из известных источников [5] можно сделать вывод о том, что этот параметр для автомобилей не превышает 30.

Решение получено для случая совпадения воздействующей частоты и резонанса. На практике такая ситуация наблюдается не каждый раз, но подобный алгоритм позволяет гарантированно найти диапазон с низкой помехоустойчивостью. Затем выделив этот диапазон можно его детально исследовать и найти более

детально уровни помехоустойчивости.

По окончании оценочных испытаний детально исследуются области частот, в которых было обнаружено нарушение работоспособности. Находятся уровни помехоустойчивости и дается заключение о соответствии электромобиля предъявляемым ему требованиям.

III. ЭКСПЕРИМЕНТ

Экспериментальные исследования показали эффективность предложенного подхода (рис.1). На представленном рисунке показаны уровни помехоустойчивости электромобиля функционального класса С, связанные со сбоем комбинации приборов и классе Е, связанные со сбоем системы управления двигателем, которая восстанавливала свою работоспособность после операции отключение/включение электропитания с аккумуляторной батареи.

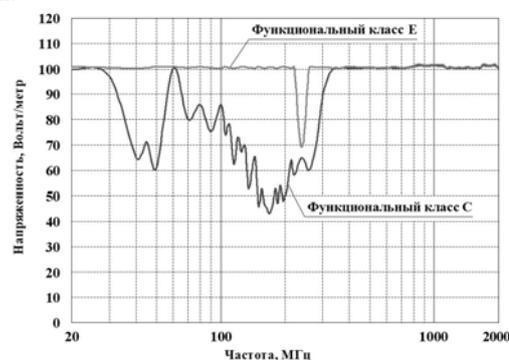


Рис. 1. Помехоустойчивость электромобиля:

IV. ВЫВОДЫ

Предложенный алгоритм выбора оптимального шага перестройки по частоте позволяет найти частотные диапазоны с низкой помехоустойчивостью электромобилей, и определив характер сбоя доработать электромобиль до соответствия требованиям.

V. ВКЛАД АВТОРОВ

Подгорний А.С. вывел формулу шага перестройки по частоте. Николаев П.А. и Николаев А.Д. провели экспериментальные исследования помехоустойчивости электромобиля.

Список литературы

- [1] Правила № 10. Единообразные предписания, касающиеся официального утверждения транспортных средств в отношении электромагнитной совместимости. – Добавление 9. – Пересмотр 3. – ЕЭК ООН, 2008.
- [2] ISO 11451-1. Автомобили – Электрические помехи, вызванные излучением электромагнитной энергии в узкополосном диапазоне – Методы автомобильных испытаний. – Часть 1. – Техническая поправка 1. – Издана 01.06.1996. – 1995.
- [3] Газизов Т.Р. Электромагнитный терроризм на рубеже тысячелетий / Под ред. Т.Р. Газизова – Томск: Томский государственный университет, 2002. – 206 с.
- [4] Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники / Л.А. Бессонов – М.: Высшая школа, 1996. – 638 с.
- [5] Николаев П.А., Кечиев Л.Н.. Электромагнитная совместимость автотранспортных средств / Под ред. Л.Н. Кечиева. – М.: Грифон, 2015. – 424 с. – (Библиотека ЭМС).

Перспективы применения параллельных активных фильтров гармоник в распределительных сетях низкого напряжения

А.И.Орлов¹, Д.В.Бортник²

¹ФГБОУ «Марийский государственный университет»

Йошкар-Ола, Россия

E-mail: karlorlov@gmail.com

²ООО «ПКФ Пересвет»

Йошкар-Ола, Россия

E-mail: bortnik_denisl6@mail.ru

Аннотация — Развитие и широкое распространение устройств силовой и микроэлектроники, современных осветительных приборов и других потребителей электроэнергии с нелинейными вольт-амперными характеристиками приводит к снижению качества электроэнергии, особенно в электрических сетях напряжением 0,4 кВ. Известны ряд способов решения проблем качества электроэнергии, однако, как показывают результаты измерений, проблемы качества электроэнергии остаются нерешенными. Работа посвящена оценке одного из перспективных способов минимизации проблемы качества электроэнергии – применению параллельных активных фильтров гармоник в распределительных сетях низкого напряжения. Методы исследования основывались на анализе экспериментально полученных осциллограмм потребителей электроэнергии, а также на численном компьютерном моделировании низковольтной распределительной сети при наличии нелинейных нагрузок и фильтрокомпенсирующих устройств различных типов. Методологическую основу исследования составляла теоретическая электротехника и методическое обеспечение обработки статистических данных. Выполнен анализ влияния типичных коммунально-бытовых потребителей на показатели качества электроэнергии. На основе результатов компьютерного моделирования выполнен сравнительный анализ способов повышения качества электроэнергии в низковольтных распределительных сетях с технико-экономической точки зрения. Дана оценка перспективы применения параллельных активных фильтров гармоник в этих условиях. Установлено, что применение параллельных активных фильтров гармоник, размещаемых на вводах в здания является перспективным способом решения проблем низкого качества электроэнергии.

Ключевые слова — активный фильтр, пассивный фильтр, гармоники, реактивная мощность, качество электрической энергии.

Prospects of application of parallel active filters of harmonics in distribution networks of low voltage

A.I. Orlov¹, D.V. Bortnik²

¹FGBOU "Mari State University", Yoshkar-Ola, Russia

E-mail: karlorlov@gmail.com

²ZAO "PKF" Peresvet ", Yoshkar-Ola, Russia

E-mail: bortnik_denisl6@mail.ru

Abstract — The development and widespread of power and microelectronics devices, modern lighting devices and other consumers of electric power with nonlinear volt-ampere characteristics, leads to a decrease in the quality of electricity, especially in 0.4 kV electric networks. A number of ways of solving power quality problems are known, however, as the measurement results show, power quality problems remain unresolved. The work is devoted to the evaluation of one of the most promising ways to minimize the problem of power quality - the use of parallel active harmonic filters in low voltage distribution networks. The research methods were based on the analysis of the experimentally obtained oscillograms of electric power consumers, also on numerical computer simulation of the low-voltage distribution network in the presence of nonlinear loads and filter compensating devices of different operating principles. The methodological basis of the research was theoretical electrical engineering and methodological support for the processing of statistical data. Analysis of the impact of typical household consumers on electricity quality indicators is done. A comparative analysis of ways to improve the quality of electricity in low-voltage distribution networks from the technical and economic point of view based on the results of computer modeling is done. Estimated the prospects of using parallel active harmonic filters under these conditions. A promising way of solving the problem of power quality is using of parallel active harmonic filters placed at the inputs into buildings is established.

Key-words: Active filter, passive filter, harmonics, reactive power, quality of electrical energy.

I. ВВЕДЕНИЕ

Широкое распространение электронных устройств, несмотря на повышение производительности труда, вызывает проблемы качества электроэнергии. Мощные единичные нелинейные нагрузки, такие как выпрямители, инверторы, а также множество маломощных нелинейных потребителей могут потреблять значительное количество гармоник тока различного спектра. В результате падений напряжения на полных сопротивлениях электрической сети, гармонические составляющие тока вызывают искажения напряжения в точках общего присоединения нагрузки, в которых нормируется предельный уровень гармоник по ГОСТ 32144-2013. Превышение этого уровня вызывает ряд проблем, связанных с потерями в трансформаторах, ложными срабатываниями релейной защиты. Балластные устройства люминесцентных и ртутных ламп в некоторых схемах содержат конденсаторы. При определенных условиях может возникнуть резонанс, приводящий к выходу ламп из строя. Высшие гармоники отрицательно влияют на работу другой электроники и электроприборов. Отсутствие общепринятого универсального подхода к решению проблемы качества электроэнергии, вызванной нелинейными нагрузками, определяет актуальность темы исследования.

Целью работы является анализ гармонических составляющих тока бытовых потребителей электроэнергии, а также оценка возможности компенсации гармонических искажений тока и напряжения, вызванных такими потребителями.

II. ВЛИЯНИЕ БЫТОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

На рис. 1 представлены экспериментально полученные осциллограммы токов типичных бытовых потребителей электроэнергии и амплитуды гармонических составляющих по отношению к основной гармонике. Лампа накаливания мощностью 60 Вт, график тока которой приведен на рис. 1 (а), является линейной нагрузкой. Фактически кривая напряжения повторяет по форме представленную кривую тока. Наличие 3 и других гармоник, доля которых по отношению к основной менее 5 %, связано с несинусоидальностью питающего напряжения в точке общего присоединения рассматриваемого потребителя.

Осциллограмма тока микроволновой печи показана на рис. 1 (б). Данная осциллограмма получена через 25–30 с после включения печи. В этом режиме преобладают нечетные гармоники порядка 3, 5 и 7. В начальный момент времени после включения печь потребляет значительный ток 5 гармоника. Гармонический состав тока жидкокристаллического телевизора, представленный на рис. 1 (в), включает 3, 5, 9 и 13 гармоника. Присутствуют также гармоники высших порядков с амплитудой более 1 % от основной.

Компьютер, а также нелинейные источники света, графики тока которых представлены на рис. 1 (г, д, е, ж), потребляют резко несинусоидальный ток, гармонический состав которого включает большое число высших гармоник.

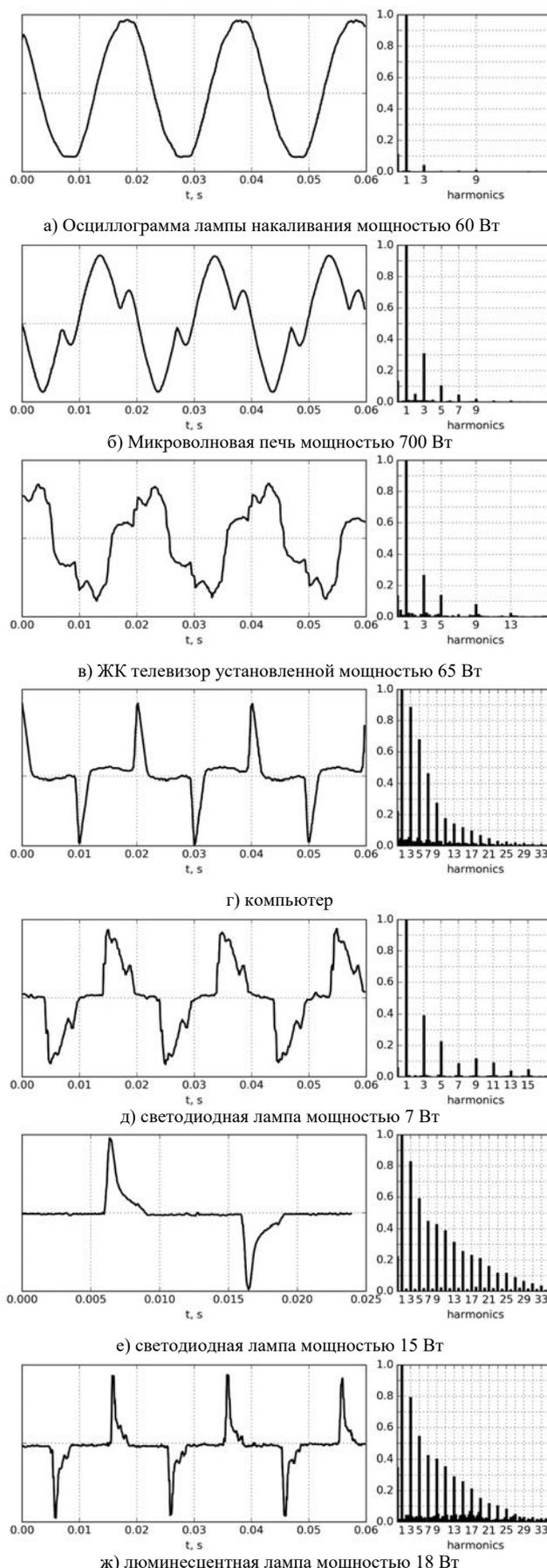


Рис.1 – Осциллограммы тока типичных бытовых потребителей электроэнергии, а также их гармонический состав в процентах по отношению к основной гармонике.

Среди рассмотренных потребителей с нелинейной вольтамперной характеристикой к наиболее мощным устройствам относятся микроволновая печь и ЖК телевизор. Несмотря на то, что светодиодные и люминесцентные лампы потребляют резко несинусоидальный ток, их влияние не так велико по причине незначительной мощности. Однако совокупность большого количества таких электроприемников способно оказать существенное влияние на качество электроэнергии. Таким образом, большинство бытовых потребителей электроэнергии потребляет несинусоидальный ток и создают проблемы качества электроэнергии. Очевидно, что в будущем доля таких электроприемников будет возрастать, что подтверждает важность разработки и выбора рациональных методов компенсации высших гармоник в электрических сетях с коммунально-бытовой нагрузкой.

III. СПОСОБЫ СНИЖЕНИЯ ВЛИЯНИЯ ВЫСШИХ ГАРМОНИК НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ СЕТЬ.

Распространенным решением обозначенной проблемы является применение пассивных фильтров. Несмотря на простоту конструкции, относительно невысокую стоимость, высокую эффективность подавления отдельных гармоник и возможность компенсации реактивной мощности индуктивной нагрузки данный способ имеет недостатки:

- 1) проектирование пассивных фильтров требует выполнения анализа рассматриваемой электрической сети и определение характера нагрузки;
- 2) существует опасность возникновения параллельных и/или последовательных резонансов между пассивным фильтром и сопротивлением энергосистемы, что приводит к его перегрузке и падению эффективности;
- 3) зависимость параметров фильтра от температуры, допусков индукторов и конденсаторов (обычно в диапазоне 5 %) и других рабочих параметров;
- 4) необходимость наличия узкополосного фильтра на каждую доминантную гармонику и, следовательно, неудовлетворительные массогабаритные показатели;
- 5) ограниченный частотный диапазон эффективной работы.

Комплексным решением проблемы качества может быть применение активных фильтров гармоник, которые лишены указанных недостатков. Возможности активных фильтров включают подавление всего спектра или отдельных высших гармоник, коррекцию коэффициента мощности, симметрирование многофазной нагрузки, регулирование напряжения, уменьшение фликера напряжения и/или их комбинаций.

Коммунально-бытовая нагрузка имеет, как правило, активно-индуктивный характер с достаточно высоким коэффициентом мощности. Для решения проблемы качества электроэнергии в этих условиях подходит параллельный активный фильтр гармоник. Другие типы активных фильтров, такие как последовательный активный фильтр или комбинированный активный фильтр (сетевой кондиционер) не подходят в силу своих функциональных возможностей, более высокой стоимости и сложности. [1]

В работе предложено использовать малогабаритный параллельный активный фильтр гармоник, с

возможностью подключения как у потребителей так и на шинах трансформаторной подстанции.

IV. СТРУКТУРА И ПРИНЦИП РАБОТЫ ПАРАЛЛЕЛЬНОГО АКТИВНОГО ФИЛЬТРА ГАРМОНИК

Параллельный активный фильтр гармоник, структура которого показана на рис. 2, включается параллельно нелинейной нагрузке как можно ближе к ее вводу. Силовая часть фильтра включает инвертор, накопительный конденсатор, токоограничивающую индуктивность в виде реактора или трансформатора. Напряжение накопительного конденсатора на стороне постоянного напряжения поддерживается системой управления на уровне выше линейного напряжения сети – более 550 В в сетях 0,4 кВ. Конденсатор обеспечивает необходимую разность потенциалов для создания тока требуемой величины и направления при коммутации силовых ключей инвертора. Измерительная часть включает датчики и измерительные преобразователи тока нагрузки и фильтра, напряжения фильтра и накопительного конденсатора. [2, 3] Выбранная структура системы управления, показанная на рис. 2, включает регулятор напряжения накопительного конденсатора DC, генератор эталонного тока G, сумматоры, контроллер тока CC, ШИМ-модулятор PWM.

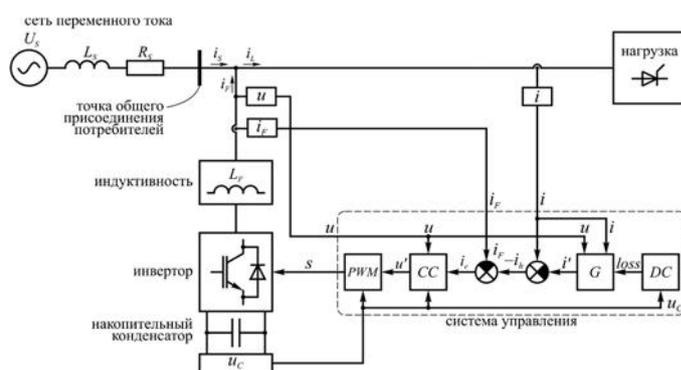


Рис.2 – Блок-схема параллельного активного фильтра гармоник.

Основным блоком в системе управления, который определяет характеристики фильтра, является генератор эталонного тока G [2]. Известны исполнения генераторов эталонного тока, принцип работы которых основан на использовании теории мгновенной мощности [5], синхронной (dq0) системы отсчета [4], на минимизации среднеквадратичного значения тока [5]. Форма кривой питающего напряжения в электрических сетях 0,4 кВ близка к синусоидальной, поэтому оптимальной с точки зрения сложности реализации является схема генератора эталонного тока, принцип работы которой основан на использовании теории мгновенной мощности. [5]

V. РЕЗУЛЬТАТЫ КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ.

С целью исследования степени влияния нелинейных нагрузок коммунально-бытового характера на качество электроэнергии у потребителей и на шинах трансформаторной подстанции (ТП) выполнено моделирование распределительной сети микрорайона № 9а г. Йошкар-Олы в программе MATLAB Simulink. На рис. 3 приведен фрагмент компьютерной модели ТП-3 с подключенными параллельными активными фильтрами на

вводе в дома – блоки «3ph ActiveFilter». Нагрузка жилого дома скомбинирована на основе данных, полученных экспериментальным путем.

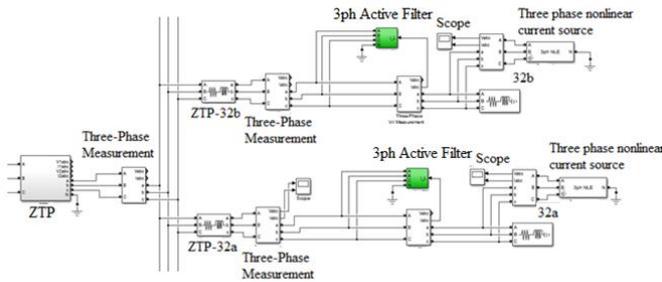


Рис 3. Фрагмент компьютерной модели нагрузки ТП-3 при наличии параллельных активных фильтров гармоник: ZTP – двухтрансформаторная подстанция мощностью 2х800 кВА; ZTP-32a, ZTP-32b – блоки, замещающие полное сопротивление кабеля от ТП до потребителей; 32a,32b – потребители (жилой дом или общественное здание); Three phase nonlinear current source – управляемый источник высших гармоник.

Результаты моделирования распределительной сети без фильтрокомпенсирующих устройств, при наличии пассивных фильтров 3 и 5 гармоник, а также при наличии параллельных активных фильтров показаны соответственно на рис. 4 (а, б, в). Приведенные кривые тока получены на вводе одного и того же потребителя.

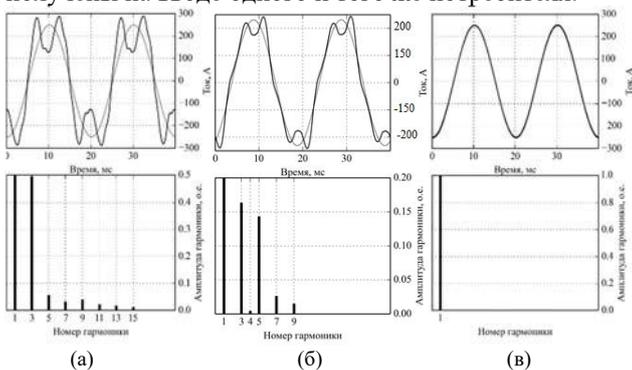


Рис. 4. Осциллограммы тока жилого дома № 32а без фильтрокомпенсирующих устройств (а), при наличии пассивных фильтров (б), параллельных активных фильтров (в).

Согласно нормам ГОСТ 32144-2013 [7] значения суммарных коэффициентов гармонических искажений напряжения k_U , усредненных в интервале времени 10 мин не должны превышать 8 % в течении 95 % времени интервала в одну неделю и 12 % в течении 100 % времени интервала в одну неделю. По данным рис. 4 видно, что без применения фильтрокомпенсации требования стандарта не выполняются. Применение активных фильтров у потребителей позволяет снизить суммарный коэффициент искажения синусоидальности тока с 12 % до 1,07 % и ниже, что положительно влияет на качество напряжения в точке общего присоединения потребителей.

VI. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Экспериментально установлено, что большинство коммунально-бытовых электроприемников имеют нелинейные вольт-амперные характеристики и в совокупности отрицательно влияют на качество электрической энергии в точках общего присоединения потребителей.

2. Результаты моделирования показывают, что применение пассивных фильтров не в полной мере решает

задачу улучшения качества электрической энергии по следующим причинам. Во-первых, пассивные фильтры устанавливаются в трансформаторных подстанциях, а потребитель может находиться на значительном расстоянии от ТП. Во-вторых, для эффективного подавления заданных гармоник пассивные фильтры имеют достаточно узкую полосу пропускания в окрестности 3 и 5 гармоник. Кроме того, пассивные фильтры, в отличие от активных фильтров, становятся неэффективными при кратковременном или перманентном изменении спектра высших гармоник, генерируемых нагрузкой.

3. Применение активных фильтров, устанавливаемых в местах присоединения нагрузки, при сопоставимой с пассивными фильтрами цене позволяет сократить суммарные коэффициенты гармонических искажений напряжения на шинах подстанций с 11,52–16,0 до 0,25–1,07, тока с 13,66–24,98 до 0,16–0,31 по результатам моделирования при выбранных параметрах нагрузки.

4. Таким образом, применение активных фильтров гармоник в условиях увеличения разнообразия нелинейных потребителей и их мощностей, является перспективным направлением развития городских распределительных сетей. В будущем установка устройств такого класса может стать повсеместной производственной необходимостью.

Список литературы

- [1] Орлов А.И., Бортник Д.В. Параллельный активный фильтр гармоник как агент системы фильтрокомпенсации в низковольтных распределительных сетях // Материалы Девятой международной научной школы «Наука и инновации-2014». Йошкар-Ола, 2014, С. 126–134.
- [2] Бортник Д.В., Орлов А.И. Методы управления параллельными активными фильтрами гармоник / Материалы докладов X Международной молодежной научной конференции «Тинчуринские чтения». В 3 т.; Т. 1. Казань, 2015. С. 105.
- [3] Заявка на пат. № 2015104364, 10.02.2015. Однофазный активный фильтр / Бортник Д.В., Орлов А.И.; опубл. 27.08.2016 Бюл. № 24 2015. 8 с.
- [4] Özkaya H. Parallel Active Filter Design, Control, and Implementation. Msc Thesis, 2007, 361 p.
- [5] Akagi, H. Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning, 2007, 314 p.
- [6] Бортник Д.В. Автоматическое фильтрокомпенсирующее устройство для линий электропередачи 0,4 кВ / Студенческая наука. – МарГУ, 2013, 580 с.
- [7] ГОСТ Р 54149–2013. «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». Госстандарт России.

Исследование возможности снижения сечения магнитопровода асинхронного двигателя за счёт исключения режима холостого хода

Д.В. Гуков, С.А. Новиков, С.Д. Загуляев

ФГКВБОУ ВПО «Военный институт (инженерно-технический) Военной академии материально-технического обеспечения им. генерала армии А.В. Хрулева» МО РФ

Санкт-Петербург, Россия

E-mail: zagulyaev.sd@yandex.ru

Аннотация — Распределение магнитного поля у асинхронного двигателя, работающего под нагрузкой, будет существенно отличаться от двигателя, работающего в режиме холостого хода. Короткозамкнутый ротор будет вытеснять часть основного магнитного потока, размагничивая ротор. Поток статора разделится на несколько уменьшенный (по сравнению с режимом холостого хода) основной магнитный поток и поток рассеяния. Общий поток статора не изменится. Он всегда пропорционален приложенному напряжению. Но произойдёт перераспределение ролей тока намагничивающего и тока нагрузки в создании магнитного поля статора. Значительно большую роль в создании магнитного поля будет играть ток I_2 , а намагничивающий ток снизится. Если считать, что намагничивающий ток мы можем иметь такой же по величине, каким он был в режиме холостого хода, то вправе снизить сечение магнитопровода статора до такой степени, чтобы намагничивающий ток вырос до величины, соответствующей холостому ходу

Ключевые слова — электродвигатели; намагничивающий ток; индуктивности рассеяния

Investigation of the possibility of reducing the section of the magnetic transmission of the asynchronous engine for the account of the exclusion of the dynamic mode

D.V. Gukov, S.A. Novikov, S.D. Zagulyaev**

Military technical Institute of Military Academy of logistics, St. Petersburg, Russia

E-mail: zagulyaev.sd@yandex.ru

Abstract — The distribution of the magnetic field of an asynchronous motor running under load will be significantly different from an engine running at idle. A short-circuited rotor will displace part of the main magnetic flux, demagnetizing the rotor. The stator stream will be divided into a slightly reduced (in comparison with the idling mode) the main magnetic flux and the scattering flux. The total stator current will not change. It is always proportional to the applied voltage. But there will be a redistribution of the roles of the magnetizing current and the load current in creating the stator magnetic field. A much larger role in the creation of the magnetic field will be played by the current I_2 , and the magnetizing current will decrease. If we assume that the magnetizing current can be of the same magnitude as it was in the idle mode, then it is right to reduce the section of the stator magnetic core to such an extent that the magnetizing current increases to the value corresponding to the idle run

Keywords — electric motors; magnetizing current; inductance of scattering

1. ВВЕДЕНИЕ

Многие асинхронные двигатели работают только под нагрузкой. Это двигатели вентиляторов, насосов, различных транспортёров и др. Распределение магнитного поля у асинхронного двигателя, работающего под нагрузкой, будет существенно отличаться от двигателя, работающего в режиме холостого хода. Короткозамкнутый ротор будет вытеснять часть основного магнитного потока, размагничивая ротор. Поток статора разделится на несколько уменьшенный (по сравнению с режимом холостого хода) основной

магнитный поток и поток рассеяния. Общий поток статора не изменится. Он всегда пропорционален приложенному напряжению. Но произойдёт перераспределение ролей тока намагничивающего и тока нагрузки в создании магнитного поля статора. Значительно большую роль в создании магнитного поля будет играть ток ротора I_2 , а намагничивающий ток снизится. Если считать, что намагничивающий ток мы можем иметь такой же по величине, каким он был в режиме холостого хода, то вправе снизить сечение магнитопровода статора до такой степени, чтобы намагничивающий ток вырос до величины, соответствующей холостому ходу (на самом деле иметь намагничивающий ток таким же, как в режиме

холостого хода под нагрузкой нежелательно, поскольку это снизит коэффициент мощности, повысит потребляемый ток).

Это определяет следующие возможности снижения массы асинхронного двигателя:

- снижение сечения магнитопровода статора за счёт подмагничивания нагрузочной составляющей тока нагрузки I_2 ;
- снижение сечения магнитопровода ротора пропорционально снижению основного магнитного потока.

Физически снижение сечения магнитопровода статора будет обеспечено более глубоким насыщением стали нагрузочной составляющей тока статора. При этом намагничивающий ток будет таким же, как в режиме холостого хода.

Иными словами, сечение магнитопровода можно уменьшить за счёт учёта падения напряжения на индуктивности и активном сопротивлении обмотки статора. До намагничивающей ветви на Т-образной схеме замещения доходит не все сетевое напряжение, а лишь его часть за вычетом падения напряжения на активном сопротивлении и индуктивности рассеяния обмотки статора.

II. ИСПЫТАНИЯ ДВИГАТЕЛЯ

Испытывался асинхронный двигатель АД с короткозамкнутым ротором типа 4АМ80 В2У3, степень защиты IP 44. Номинальные данные: мощность $P_n=2,2кВт$; ток $I_n=4,7А$; оборотов в минуту $n_{ном}=2850об/мин.$; коэффициент мощности $cos\phi=0,87$; КПД 83%. Двигатель был соединен валом с генератором постоянного тока ГПТ. К генератору была подключена нагрузка, параметры которой изменялись в процессе проведения опыта (Рис. 1).

Исследуемый двигатель питался от индукционного регулятора ИР, что позволяло менять питающее напряжение в широких пределах. В ходе проведения опыта контролировались следующие параметры: питающее напряжение U_1 , активная мощность двигателя P_1 , ток, потребляемый двигателем I_1 .

Порядок проведения опытов следующий. Устанавливаем напряжение, питающее двигатель – 360 В и поддерживаем его постоянным при изменении нагрузки. Сначала проводим опыт холостого хода, затем даём несколько режимов частичной нагрузки. Показания приборов фиксируем.

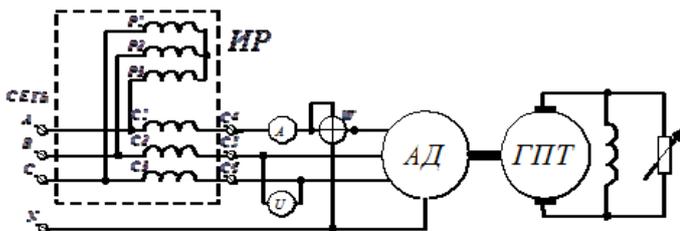


Рис. 1. Схема исследования, где ИР-индукционный регулятор, АД – Исследуемый двигатель, ГПТ – генератор постоянного тока

Далее устанавливаем питающее напряжение равным 380, 400, 420, 440 и 460 В и повторяем опыты. Результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1 РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТОВ

$U_{пит}, В$	Увеличение нагрузки от XX до номинальной						
	W(Вт)	280	376	560	720	1040	
360	W(Вт)	190	280	376	560	720	1040
	I(A)	2,625	2,775	3	3,6	4,25	5,625
380	W(Вт)	200	290	382	564	730	1040
	I(A)	3,7	3,725	3,75	3,9	4,3	5,55
400	W(Вт)	230	320	430	590	750	1070
	I(A)	3,875	3,9	3,95	4,175	4,675	5,625
420	W(Вт)	280	360	450	620	786	1100
	I(A)	4,7	4,7	4,7	4,875	5,2	5,9
440	W(Вт)	336	420	510	680	830	1140
	I(A)	5,7	5,65	5,65	5,7	5,85	6,35
460	W(Вт)	450	530	610	770	930	1230
	I(A)	6,85	6,75	6,7	6,65	6,65	6,95

Из экспериментальных данных рассчитаем индуктивную мощность, приходящуюся на одну фазу:

$$Q_L = \sqrt{S^2 - P^2} [вар] \quad (1)$$

Результаты для различных значений питающего напряжения представлены на рис. 2. На оси абсцисс отложена активная мощность в долях от номинальной P/P_n . На оси ординат индуктивная мощность (вар).

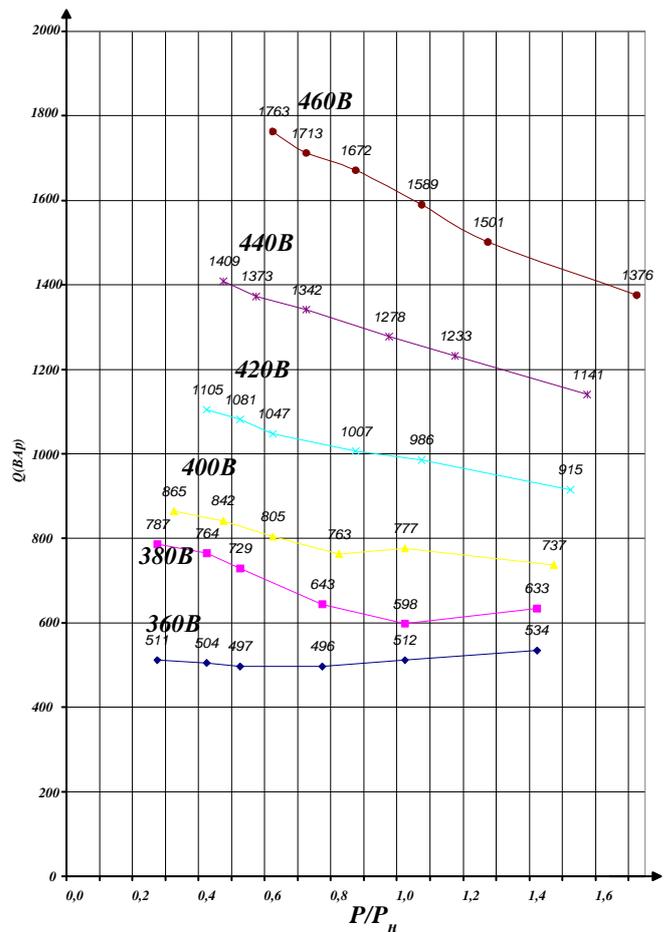


Рис. 2. Индуктивная мощность, приходящаяся на одну фазу, в зависимости от нагрузки и приложенного напряжения

Если рассмотреть упрощенную Т-образную схему замещения асинхронного двигателя (рис. 3), то вид кривых понятен.

Если пренебречь намагничивающей ветвью, то при неизменном питающем напряжении индуктивная мощность должна монотонно увеличиваться с ростом нагрузки на двигатель из-за роста падения напряжения на индуктивностях обмоток статора и ротора jX_1 и jX_2 . Вместе с тем, намагничивающий ток у асинхронного двигателя соизмерим с номинальным, и пренебрегать им нельзя. Именно он определяет падающий характер кривых индуктивной мощности. С ростом нагрузки увеличивается падение напряжения на индуктивности рассеяния первичной обмотки. Напряжение на намагничивающей ветви падает, что и определяет снижение намагничивающего тока. Машина размагничивается.

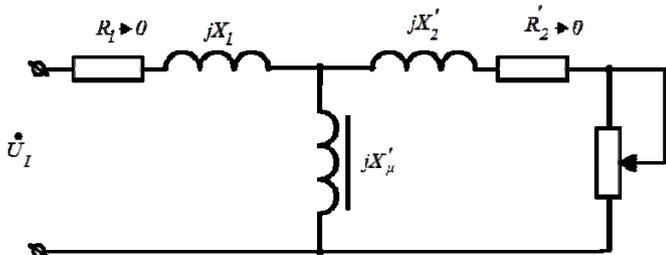


Рис. 3. Упрощенная Т-образная схема замещения асинхронного двигателя

Причём, при малом напряжении (360 В) влияние намагничивающей ветви слабо, т. к. сталь не насыщена, что определяет слабо возрастающий характер кривой индуктивной мощности. Сильнее сказывается увеличение индуктивной мощности на jX_1 и jX_2 , чем её падение в намагничивающей ветви.

При более высоких питающих напряжениях 400–460 В характер кривых убывающий - пересиливает намагничивающая ветвь.

Таким образом, с ростом нагрузки наблюдается значительное снижение напряжения, приложенного к намагничивающей ветви.

Объяснить такое поведение кривых по Г-образной схеме замещения нельзя, так как намагничивающий ток там неизменен и кривые должны быть возрастающими. Это показывает существенное влияние падения напряжения на индуктивности рассеяния статора при различных нагрузках.

Рассчитаем намагничивающий ток I_μ . Из номинальных данных машины индуктивное сопротивление машины $X=18,7 \text{ Ом}$. Порядок расчёта следующий:

1. Считаем реактивную мощность машины в индуктивностях рассеяния первичной и вторичной обмотках

$$I^2 \cdot X = -I^2 \cdot 18,7 [\text{вар}] \quad (2)$$

2. Вычитаем из полной реактивной мощности машины мощность в индуктивностях рассеяния обмоток. Результат - индуктивная мощность в намагничивающей ветви

$$Q - I^2 \cdot X [\text{вар}] \quad (3)$$

Рассчитываем намагничивающий ток, поделив полученное напряжение на фазное напряжение $U/I, 73$

$$I_\mu = \frac{Q - I^2 \cdot X}{\frac{U_n}{\sqrt{3}}} [A] \quad (4)$$

Результаты представлены на рис. 4.

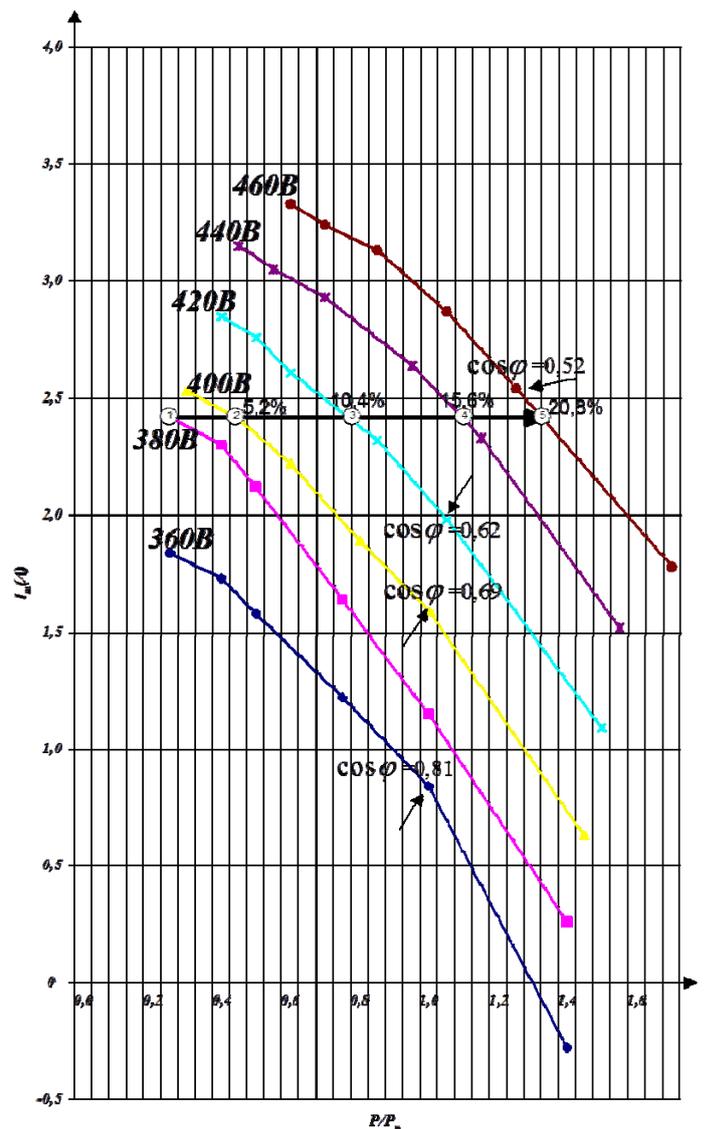


Рис. 4. Намагничивающий ток в зависимости от нагрузки и приложенного напряжения

Из графиков видно, что с ростом нагрузки на двигатель намагничивающий ток снижается. Если сохранить намагничивающий ток I_μ таким же, как в режиме холостого хода (точка 1), то первичное напряжение может быть увеличено с 380 В до:

- 400 В при увеличении нагрузки на двигатель на 0,15 от P_n (точка 2), что составляет 5,2%;
- 420 В при 0,4 P_n (точка 3) - на 10,4%;
- 440 В при 0,7 P_n (точка 4) - на 15,6%;
- 460 В при 0,95 P_n (точка 5) - на 20,8%.

То есть, если исключить работу при малых нагрузках и использовать двигатель только при номинальном режиме, то питающее напряжение может быть увеличено с 380 до 460 В. Намагничивающий ток I_μ не увеличится и составит

около $2,5 A$, как и на холостом ходу. Двигатель будет способен отдать большую мощность, так как максимальный момент с увеличением напряжения возрастёт пропорционально квадрату напряжения. А номинальная нагрузка при более высоком питающем напряжении будет лишь частичной нагрузкой для двигателя. Такие режимы, как известно, характеризуются низким $\cos\phi$.

Значения $\cos\phi$ представлены на диаграмме при "номинальной" нагрузке. Видно, что $\cos\phi$ падает с $0,81$ при $U_1 = 380 B$ до $0,52$ при $U_1 = 460 B$.

III. Выводы

Если говорить о практической реализации данного способа снижения массогабаритных показателей, то целесообразна переделка двигателя, а не увеличение питающего напряжения. Напряжение, подаваемое на двигатель, останется прежним – $380 B$, а сечение магнитопровода можно снизить. В грубом приближении пропорционально повышению питающего напряжения в проведённом эксперименте ($20,8\%$).

Целесообразно снижать сечение в отдельных участках магнитной цепи по-разному. Так сечение зубцовой зоны не должно быть снижено. В наибольшей степени сечение целесообразно снизить у короткозамкнутого ротора. И в несколько меньшей степени - в ярме статора, если это возможно из конструктивных соображений. При такой переделке характеристики двигателя изменятся мало, так как переделка лишь учитывает перераспределение магнитного поля при номинальной нагрузке (но в худшую сторону).

Таким образом, у асинхронных двигателей сечение магнитопровода может быть снижено за счет исключения режима холостого хода. В ходе исследования асинхронных двигателей было выявлено ряд особенностей:

- В ходе исследования приходится прибегать к сильно упрощенному методу расчета с грубыми допущениями.
- Выделить намагничивающий ток таким же способом как у трансформатора не представляется возможным [1, 2, 3, 4].
- Намагничивающий ток двигателя соизмерим с номинальным, что значительно выше, чем у трансформатора. Работа двигателя под нагрузкой с таким же намагничивающим током, как и на холостом ходу определяет превышение тока выше номинального, снижение $\cos\phi$, рост потерь. В отличие от сварочного трансформатора у асинхронного двигателя энергетические параметры более важны, чем масса. Отсюда механический перенос методики исследования трансформатора на

двигатель не допустим, а способ снижения массогабаритных показателей, снижающий энергетические показатели, не корректен.

- Режим работы асинхронного двигателя далёк от короткого замыкания. Поэтому потенциальные возможности снижения сечения магнитопровода значительно меньше. А, учитывая, что фаза падения напряжения на индуктивности рассеяния статора не совпадает с фазой приложенного напряжения, возможности еще меньше и у современных двигателей могут составить всего 2-3%, причем этот потенциал, как правило, уже частично используется, поскольку ток холостого хода завышен. Однако у двигателей малой мощности, старых годов выпуска, а также в тех случаях, когда массогабаритные показатели важнее энергетических, снижение массогабаритных показателей за счет исключения холостого хода возможно до 5-15%.
- Из результатов моделирования вытекает новый (неочевидный) способ повышения $\cos\phi$ асинхронного двигателя. Это увеличение сечения ротора. Это должно привести к перераспределению индуктивностей рассеяния в сторону преобладания статора. Отсюда падение напряжения на индуктивности статора от намагничивающего тока снизится.

Для более точного выявления возможностей снижения массогабаритных показателей асинхронных двигателей за счет исключения режима холостого хода требуются узконаправленные исследования в данном направлении.

Список литературы

- [1] Гуков Д. В. «Методические рекомендации по применению трансформаторов с исключённым режимом холостого хода», – Санкт-Петербург, ВИТУ, 2001, 10с. – Инв. № 561950.
- [2] Гуков Д. В., Пелёдов А. Л., Еруманс А. А. Концепция снижения массы и габаритов сварочных трансформаторов за счёт исключения режима холостого хода – Сборник докладов и тезисов международной научно-практической конференции «Постсоветское градостроительство. Проблемы и перспективы». Под редакцией Митягина С. Д., Санкт-Петербург, 2001. С. 184.
- [3] Гуков Д. В., Еруманс А. А. Возможности снижения массы и габаритов сварочного оборудования. Путь в науку – формирование творческой личности будущего инженера: Тезисы доклада на конференции 22 – 23 мая 1997 г. – Камышин, 1997. С. – 68-71.
- [4] Гуков Д. В., Перцев А. В. Устройство для исключения режима холостого хода. Информационный листок № 490-95 от 20.06.95 Санкт-Петербургский центр научно-технической информации. – 2 с.
- [5] Вольдек И.А., Попов В.В. Электрические машины. Машины переменного тока. – Санкт-Петербург.:Питер, 2010. – 350 с.
- [6] Кацман М.М. Электрические машины. – М.: Академия, 2008. – 496 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТЕРИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПРОБОЯ СПЭ-ИЗОЛЯЦИИ КАБЕЛЕЙ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ЕЕ СТАРЕНИЯ

Д. А. Поляков, К. И. Никитин, И. В. Комаров, В. Н. Пугач, А. С. Татевосян
ФГБОУ ВО "Омский государственный технический университет", Омск, Россия
E-mail: polyakowdmitry@yandex.ru

Аннотация — Одним из актуальных вопросов развития электроэнергетики является повышение надежности функционирования энергосистем. Известно, что при эксплуатации кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (особенно на напряжение 110 кВ и выше) основной причиной возникновения технологических нарушений является пробой изоляции. В связи с этим, актуальным является исследование по разработке способов и устройств для прогнозирования пробоев изоляции и определения ее остаточного ресурса. Хорошие результаты по определению предпробивного состояния изоляции показывает способ мониторинга характеристик частичных разрядов. Однако для определения остаточного ресурса в долгосрочной перспективе этого метода, как правило, недостаточно. Поэтому необходимо исследовать процессы старения изоляции под воздействием множества факторов в совокупности и на основе их мониторинга производить расчет остаточного ресурса. При моделировании процессов старения изоляции необходимо знать критерий, при котором возникнет пробой изоляции для его прогнозирования в долгосрочной перспективе. При проведении исследования производился аналитический расчет и компьютерное моделирование напряженности электрического поля в изоляции с сосредоточенным и распределенным дефектами различной формы и размера. Проведен анализ полученных расчетов и моделей. На его основе определен критерий возникновения пробоя в изоляции в зависимости от размеров дефектов. Разработан критерий возникновения пробоя изоляции кабелей из сшитого полиэтилена. Полученный результат предполагается использовать для уточнения ранее разработанной модели старения изоляции для прогнозирования остаточного срока службы изоляции до пробоя и полного износа.

Ключевые слова — пробой изоляции кабелей, СПЭ-изоляция, дефект изоляции, дендрит, моделирование электрического поля.

DETERMINATION OF THE XLPE-INSULATED CABLES BREAKDOWN CRITERION FOR THE RESEARCH OF ITS AGING PROCESS

D. A. Polyakov, K. I. Nikitin, I. V. Komarov, V. N. Pugach, A. S. Tatevosyan
Omsk State Technical University, Omsk, Russian Federation
E-mail: polyakowdmitry@yandex.ru

Abstract — One of the topical issues in the development of the electric power industry is the increase of power systems reliability. It is known that the main reason for the occurrence of technological violations during operation of XLPE-insulated cables (especially for the 110 kV voltage or higher) is insulation breakdown. In this regard, it is relevant to study the development of methods and devices for predicting insulation breakdowns and determining its residual life. Good results in determining the insulation pre-breakdown condition are obtained using the partial discharges characteristics monitoring. However, to determine the residual life in the long term, this method is usually not enough. Therefore, it is necessary to investigate the aging process of insulation under the influence of many factors in the aggregate and to calculate the residual life on the basis of their monitoring. When modeling aging insulation processes, it is necessary to know the criterion under which an insulation breakdown will occur to predict it in the long term. The analysis of the received calculations and models is carried out. On its basis, the criterion for the appearance of breakdown in isolation is determined, depending on the size of the defects. The criterion of the XLPE-insulated cables breakdown has been developed. The obtained result is supposed to be used to refine the previously developed model of insulation aging to predict the residual service life of insulation before breakdown and total wear.

Keywords — breakdown of cable insulation, XLPE-insulation, insulation defect, electrical treeing, simulation of the electric field.

1. ВВЕДЕНИЕ

Одним из актуальных направлений научных исследований в области электроэнергетики является

разработка способов и устройств контроля состояния изоляции кабельных линий электропередачи (КЛЭП) для уменьшения количества коротких замыканий на них. Известно, что одной из самых частых причин

технологических нарушений на КЛЭП является пробой изоляции.

Однако современный уровень развития техники позволяет производить мониторинг широкого спектра воздействий, оказываемых на изоляцию кабельных линий. Анализ всех деструктивных воздействий на изоляцию кабелей позволит не только контролировать состояние изоляции, но и рассчитывать ее остаточный ресурс и даже прогнозировать пробой изоляции [1, 2].

Известен ряд математических моделей старения изоляционного материала, учитывающих воздействие температуры и электрического поля на изоляцию [3-8]. Учет только этих двух факторов оправдан конструкцией кабеля, изоляция которого, как правило, не подвергается внешним воздействиям, оказывающим влияние только на оболочку кабеля. Однако в указанных моделях не учитывается тот факт, что разрушение материала происходит по закону изменения случайной величины, которым в данном случае может быть использован закон распределения Вейбулла как общепринятый статистический закон в теории надежности.

Ранее была разработана математическая модель старения изоляционного материала [9], моделирующая разрушение отдельных клеток материала, координаты которых выбраны случайной функцией. После чего при достижении определенного количества разрушенных клеток материала на одной прямой считается, что происходит пробой изоляции. Недостатком данной модели является упрощенный расчет количества клеток, которые необходимо разрушить для возникновения пробоя изоляции.

II. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Целью статьи является исследование процессов, происходящих в изоляции кабеля при его эксплуатации, а также определение размеров и формы дефекта, способного привести к пробое изоляции.

Определение размеров дефекта, способного привести к пробое изоляции в сечении кабеля позволит уточнить математическую модель старения изоляции [9].

В рамках статьи предлагается решить следующие задачи:

- Произвести аналитический расчет и компьютерное моделирование электрического поля в изоляции одножильного коаксиального силового кабеля на напряжение 10 кВ;
- Произвести компьютерное моделирование электрического поля с дефектами в изоляции различной формы и определить размеры дефекта, при котором напряженность электрического поля в диэлектрике будет выше пробивной.

III. ТЕОРИЯ

В качестве объекта исследования решено использовать одножильный коаксиальный кабель на напряжение 10 кВ марки АПвПуг 1x70/35-10. Все расчеты и моделирование производились для указанного кабеля.

A. Распределение электрического поля в изоляции кабеля

Конструкция кабеля такова, что он представляет собой цилиндрический конденсатор. Известно, что напряженность электрического поля цилиндрического конденсатора может быть рассчитана по формуле:

$$E(r) = \frac{\tau}{2\pi\epsilon\epsilon_0 r} \quad (1)$$

где E – напряженность электрического поля, τ – линейная плотность заряда конденсатора, ϵ и ϵ_0 – относительная и абсолютная диэлектрическая проницаемость соответственно, r – радиус.

Однако линейная плотность заряда неизвестна при компьютерном моделировании. Известной величиной является напряжение на изоляции. В связи с этим, формула (1) была преобразована и приведена к виду:

$$E(r) = \frac{U}{\ln\left(\frac{R_в}{R_ж}\right)r} \quad (2)$$

где U – напряжение, $R_в$ – внутренний радиус экрана, $R_ж$ – внешний радиус жилы.

Известно, что внешний радиус жилы составляет 4,72 мм, внутренний радиус экрана составляет 8,52 мм. Исходя из этих размеров, при напряжении 7 кВ напряженность электростатического поля в изоляции кабеля будет иметь зависимость от радиуса, представленную на рис. 1. Величина напряжения 7 кВ была принята как 85% амплитудного значения напряжения фазы. Также было принято допущение, что поле в кабеле электростатическое, так как процессы, происходящие при частичных разрядах [3, 10] и процессы при пробое изоляции намного более быстротечные, чем период напряжения промышленной частоты.

Также, кроме расчета, было проведено моделирование электрического поля в изоляции кабеля с использованием профессиональной версии программы Elcut 5.6. Результаты моделирования представлены на рис. 2 (картина электростатического поля в изоляции кабеля) и рис. 3 (распределение напряженности электрического поля в изоляции кабеля при удалении от центра кабеля). Работа программы Elcut основывается на применении метода конечных элементов для расчета электрических, магнитных и тепловых полей.

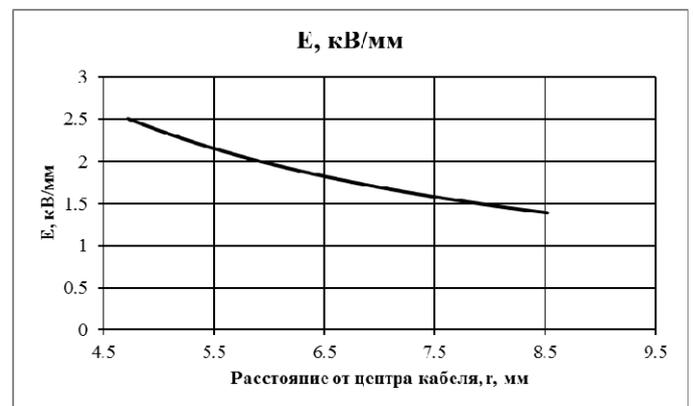


Рис. 1. Расчетное распределение напряженности электрического поля в изоляции кабеля.

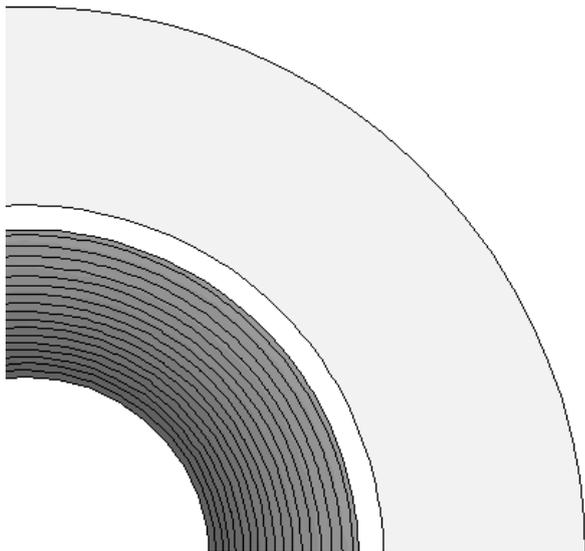


Рис. 2. Картина поля в изоляции кабеля.

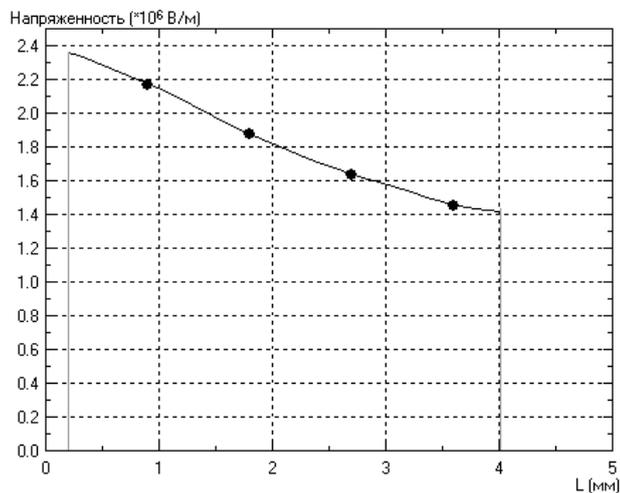


Рис. 3. Распределение напряженности электрического поля в изоляции кабеля по результатам компьютерного моделирования.

В. Распределение электрического поля в кабеле с дефектом

Расчет распределения электростатического поля в диэлектрике с дефектом является более сложной задачей, для которой нет аналитического решения. В данном случае расчет электрического поля сводится к численным методам расчета.

Основной задачей работы является определение размеров и формы дефекта в изоляции, способного привести к пробое изоляции. В качестве условия возникновения пробоя используется условие возникновения в изоляции напряженности электрического поля выше пробивной. Важно учитывать фактор старения изоляции кабелей в процессе эксплуатации. Исходя из этого, в качестве пробивной напряженности решено использовать величину $E_{пр} = 6$ кВ/мм, которая была определена в [11] для кабеля с полиэтиленовой изоляцией после восьми лет в эксплуатации.

Дефект изоляции был принят как эквипотенциальная поверхность, так как внутри дефекта возникают частичные разряды, фактически шунтирующие сам дефект. Электростатическое поле моделируется в момент возникновения частичного разряда, так как в этот момент времени наиболее вероятно возникновение пробоя изоляции за счет увеличения напряженности электрического поля в изоляции и возникновения лавины электронов в области дефекта.

Первоначально проводилось моделирование электростатического поля в кабеле с дефектом круглой формы в сечении. Результаты моделирования показали, что для возникновения пробивной напряженности электрического поля в области дефекта, необходимо, чтобы размер сферического дефекта был соизмерим с толщиной изоляционного материала. Вероятность возникновения дефекта такого размера в изоляции кабеля практически равна нулю, следовательно, было принято решение произвести моделирование электрического поля с несколькими дефектами с круглым сечением.

Далее проводилось исследование электрического поля в кабеле с двумя и тремя дефектами круглого сечения. Выявлено, что напряженность электрического поля в изоляции существенно зависит от расстояния между дефектами и их расстояния от токопроводящей жилы и экрана. Однако суммарный диаметр всех дефектов также должен быть соизмерим с толщиной изоляции для возникновения пробивной напряженности, соответственно такое условие также маловероятно.

Исходя из полученных результатов, было решено изменить форму дефекта в изоляции. Чаще всего дефект изоляции представляет собой древовидную структуру – дендрит [12], каналы которого гут быть заполнены водой или газом. При этом, вероятность возникновения дендрита наиболее велика вблизи токопроводящей жилы, так как в этой области наиболее высокая напряженность электрического поля и температура, определяемая термическим действием тока в жиле. Известно, что скорость химических реакций при термической деструкции полиэтилена подчиняется закону Аррениуса и возрастает примерно в 2 раза при увеличении температуры на 10 °С.

Таким образом, принято решение производить моделирование с дефектом эллиптического сечения различных размеров. Важным условием, которое определяет величину напряженности электрического поля, является радиальный наибольший размер канала дендрита. В связи с этим, при моделировании электрического поля решено изменять только размер дефекта по радиусу изоляции кабеля.

Однако важным является тот факт, что при моделировании дефекта, прорастающего от токопроводящей жилы к экрану нельзя задавать его как эквипотенциальную поверхность, касающуюся жилы, так как в этом случае моделирование будет некорректным. В связи с этим, решено принять потенциал на поверхности дефекта равным потенциалу жилы, так как при частичном разряде потенциал разность потенциалов будет сведена к нулю.

После проведения моделирования была получена картина электростатического поля в изоляции с дефектом (рис. 4), способным вызвать пробой изоляции. Толщина

эллиптического сечения дефекта принята 50 мкм. Распределение напряженности электрического поля в области между острием дефекта и экраном кабеля представлено на рис. 5.

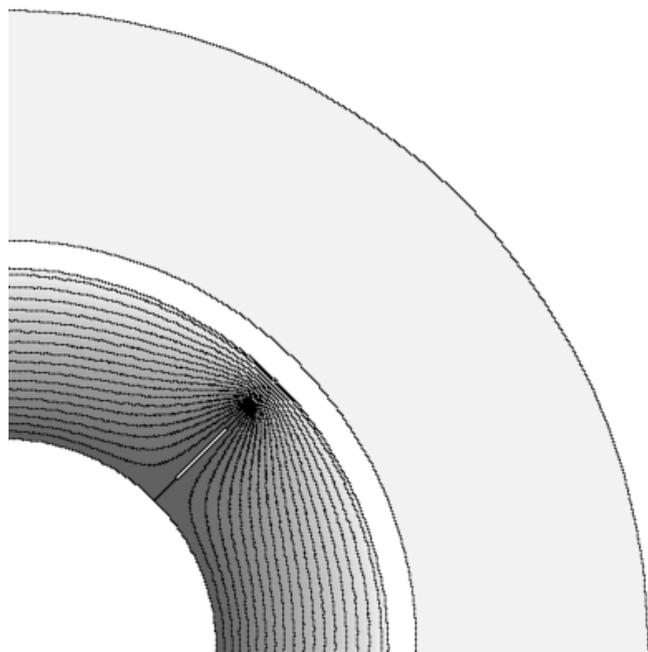


Рис. 4. Картина поля кабеля с дефектом.

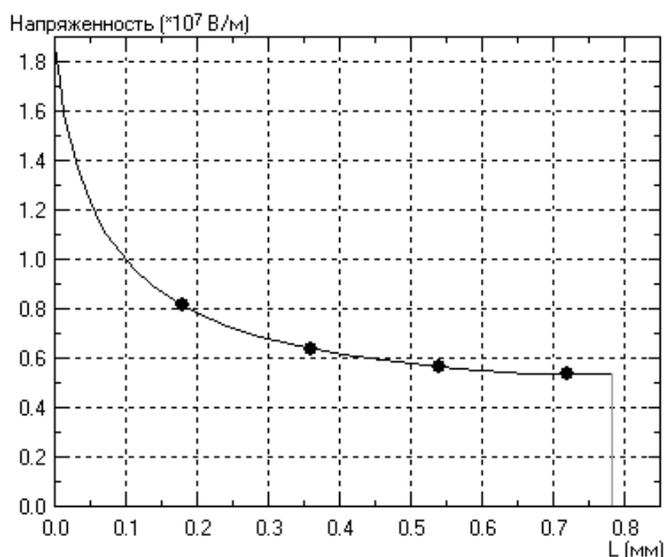


Рис. 5. Распределение напряженности электрического поля в изоляции кабеля в области между острием дефекта и экраном кабеля.

IV. ВЫВОДЫ И ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Установлено, что для возникновения пробивной напряженности размер дефекта по радиусу должен составлять не менее 3 мм при толщине изоляции 3,8 мм и сечении токопроводящей жилы в 70 мм².

2. При указанном размере дефекта напряженность электрического поля почти во всем изоляционном промежутке между острием дефекта и экраном кабеля выше пробивной напряженности, принятой равной 6 кВ/мм.

3. Исходя из полученных результатов, критерием возникновения пробоя изоляции является возникновение дефекта, радиальное измерение которого составляет не менее 79% от толщины изоляции. Полученные результаты будут использованы для уточнения статистической модели старения изоляции.

Список литературы

- [1] Никитин К. И. Опережающий автоматический ввод резерва собственных нужд электрических станций и подстанций / В. Н. Горюнов, К. И. Никитин, М. М. Сарычев // Омский научный вестник. 2011. № 3 (103). С.211-213.
- [2] Никитин К. И. Опережающее автоматическое включение резерва / К. И. Никитин, М. М. Сарычев, В. Д. Степанов, Е. Н. Ерёмин, К. В. Хацевский // Омский научный вестник. 2012. № 1 (107). С. 237-238.
- [3] Кучинский, Г. С. Частичные разряды в высоковольтных конструкциях. / Г. С. Кучинский // Л.: «Энергия». Ленингр. Отд-ние. 1979. – 224 с., ил.
- [4] Mazzanti, G. The combination of electro-thermal stress, load cycling and thermal transients and its effects on the life of high voltage ac cables / G. Mazzanti // IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 16. – no. 4. – pp. 1168-1179. – August 2009. – doi: 10.1109/TDEI.2009.5211872 URL: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5211872&isnumber=5211830>
- [5] Mazzanti, G. Analysis of the Combined Effects of Load Cycling, Thermal Transients, and Electrothermal Stress on Life Expectancy of High-Voltage AC Cables / G. Mazzanti // in IEEE Transactions on Power Delivery. – vol.22. – no. 4. – pp. 2000-2009. – Oct. 2007. doi: 10.1109/TPWRD.2007.905547 URL: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4302537&isnumber=4302501>
- [6] Crine, J. P. On the interpretation of some electrical aging and relaxation phenomena in solid dielectrics / J. P. Crine // in IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 12, no. 6, pp. 1089-1107, Dec. 2005. doi: 10.1109/TDEI.2005.1561789 URL: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=1561789&isnumber=33159>
- [7] Parpal, J. L. Electrical aging of extruded dielectric cables. A physical model / J. L. Parpal, J. P. Crine, Chinh Dang // in IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. – Vol. 4. – no. 2. – pp. 197-209. – Apr 1997. doi: 10.1109/94.595247 URL: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=595247&isnumber=13036>
- [8] Zhurkov, S. N. Kinetic Concept of Strength of Solids / S. N. Zhurkov // Intern. J. Fract. Mech. – Vol. 1. – pp. 311- 323. – 1965.
- [9] Иванова, К. С. Статистическая модель старения изоляции / К. С. Иванова, К. И. Никитин, Д. А. Поляков, А. В. Радченко // Электроэнергетика глазами молодежи: Науч. труды IV международной науч.-тех. конф. – Новочеркасск, Лик, 2013. – Т1. – С. 324-327.
- [10] Вдовико, В. П. Частичные разряды в диагностировании высоковольтного оборудования / В. П. Вдовико. – Новосибирск: Наука. – 2007. – 155 с.
- [11] Борисов, П. А. Водные триинги и принцип определения участков кабельной линии содержащих водные триинги при трассировке кабельных линий / П. А. Борисов // Известия ТулГУ. Технические науки. – 2013. – №12-2. – С. 176-182. URL: <http://cyberleninka.ru/article/n/vodnye-triingi-i-printsip-opredeleniya-uchastkov-kabelnoy-linii-soderzhaschih-vodnye-triingi-pri-trassirovke-kabelnyh-linii>
- [12] Chen, X. Nonlinear time series analysis of partial discharges in electrical trees of XLPE cable insulation samples / X. Chen, Y. Xu and X. Cao // in IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 21, no. 4, pp. 1455-1461, August 2014. doi: 10.1109/TDEI.2014.004307 URL: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6877970&isnumber=6877964>

ВЛИЯНИЕ НАСЫЩЕНИЯ СТАЛИ МАГНИТОПРОВОДА СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ПРИ ВКЛЮЧЕНИИ В РЕЖИМ ХОЛОСТОГО ХОДА НА ИСКАЖЕНИЕ СИНУСОИДАЛЬНОЙ ФОРМЫ КРИВЫХ НАПРЯЖЕНИЯ И ТОКА

В.В. Вахнина, А.В. Дайнеко
ФГБОУ ВО "Тольяттинский государственный университет"
г. Тольятти, Россия
E-mail: fancydude@yandex.ru

INFLUENCE OF SATURATION OF STEEL CORE OF POWER TRANSFORMER ON POWER QUALITY INDICATORS

V.V. Vahnina, A.V. Daineko
Togliatti State University
Togliatti, Russian Federation
E-mail: fancydude@yandex.ru

I. АННОТАЦИЯ

Состояние вопроса: При эксплуатации силовых трансформаторов в системах электроснабжения возможны режимы, при которых происходит насыщение магнитной системы трансформаторов: включение силового трансформатора в режим холостого хода, короткое замыкание во внешней системе электроснабжения, подключенной к вторичной обмотке силового трансформатора, перевозбуждение силового трансформатора при повышении напряжения на первичной обмотке и номинальной частоте. Насыщение сердечника силового трансформатора приводит к смещению рабочей точки в область нелинейного режима. Этот переход приводит к нарушению синусоидальности тока, а соответственно к увеличению уровня высших гармоник в его спектре, а следовательно к снижению показателей качества электроэнергии, поставляемой потребителям.

Материалы и методы: При проведении исследования влияния насыщения стали магнитопровода силового трансформатора при включении в режим холостого хода на искажение синусоидальной формы кривых напряжения и тока, основным элементом является метод математического анализа. При выполнении экспериментальной части методом исследования являлось математическое моделирование. В качестве инструмента моделирования применялось программное обеспечение MATLAB.

Результаты: Получена модель силового трансформатора с учетом насыщения стали магнитопровода при включении в режим холостого хода. Проведена оценка влияния насыщения стали магнитопровода на искажение синусоидальной формы кривых напряжения и тока.

Выводы: Полученная модель может быть использована при оценке влияния насыщения магнитопровода силового трансформатора при включении в режим холостого хода на искажение синусоидальной формы кривых напряжения и тока.

Ключевые слова: силовой трансформатор, насыщение магнитопровода, искажение синусоидальной кривой напряжения

Background: When operating power transformers in power supply systems, the modes are possible in which the magnetic system of transformers is saturated: the power transformer is switched to no-load mode, a short circuit in the external power supply system connected to the secondary winding of the power transformer, overexcitation of the power transformer with an increase in the voltage on the primary winding and nominal frequency. Saturation of the core of the power transformer leads to a shift of the operating point to the nonlinear regime. This transition leads to a violation of current sinusoidal, and, accordingly, to an increase in the level of higher harmonics in its spectrum, and consequently to a decrease in the quality indicators of electricity supplied to consumers.

Materials and Methods: When carrying out a study of the effect of saturation of the magnetic core of a power transformer when it is switched at no-load for distortion of the sinusoidal shape of the voltage and current curves, the main element is the method of mathematical analysis. When performing the experimental part, the method of research was mathematical modeling. As a modeling tool, MATLAB software was used.

Results: A model of a power transformer is obtained, taking into account the saturation of the magnetic core steel when it is switched at no-load. The influence of saturation of the magnetic core steel on the distortion of the sinusoidal shape of the voltage and current curves is estimated.

Conclusions: The obtained model can be used in evaluating the effect of saturation of the magnetic circuit of a power transformer

when it is switched at no-load de for distortion of the sinusoidal shape of the voltage and current curves.

Key-words: Power transformer, saturation of the magnetic circuit, distortion of the sinusoidal shape of the voltage

II. ВВЕДЕНИЕ

Силовые трансформаторы (СТ) являются наиболее важными и распространенными элементами электроэнергетических систем (ЭЭС). Силовые трансформаторы различаются по мощности, классу напряжения, схемам соединения обмоток, конструкции магнитопровода и обмоток. При эксплуатации СТ в ЭЭС возможны режимы, при которых происходит насыщение их магнитной системы, например: перевозбуждение СТ при повышении напряжения на первичной обмотке и номинальной частоте или при понижении частоты и номинальном напряжении; короткое замыкание во внешней ЭЭС, подключенной к вторичной обмотке силового трансформатора; одновременное намагничивание магнитной системы силового трансформатора переменным и постоянным магнитными полями, включение силового трансформатора в режим холостого хода. Подмагничивание сердечника силового трансформатора приводит к смещению рабочей точки в область нелинейного режима. Этот переход вызывает нарушение синусоидальности тока, увеличение уровня высших гармоник в его спектре, что приводит к дополнительным потерям в электрических машинах, трансформаторах и электрических сетях; сокращению срок службы изоляции электрических машин и аппаратов; сбоям в работе систем релейной защиты, автоматики, телемеханики и связи; снижению коэффициент мощности электродвигателей.

III. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НАСЫЩЕНИЯ СТАЛИ

МАГНИТОПРОВОДА СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ПРИ ВКЛЮЧЕНИИ В РЕЖИМ ХОЛОСТОГО ХОДА НА ИСКАЖЕНИЕ СИНУСОИДАЛЬНОЙ ФОРМЫ КРИВЫХ НАПРЯЖЕНИЯ И ТОКА

Включение силового трансформатора в режим холостого хода вызывает насыщение стали магнитопровода силового трансформатора и вызывает бросок тока намагничивания, который в несколько раз превышает номинальный ток трансформатора и сопровождается высоким уровнем аperiodической составляющей [1]. Гармонический состав тока намагничивания содержит значительную постоянную составляющую (амплитуда $\approx 65\%$ от тока промышленной частоты) и вторую гармонику (амплитуда $\approx 28\%$ от тока промышленной частоты) [1].

В данной статье будет рассмотрено влияние включения в режим холостого хода силового трансформатора типа ТДН-16000/110 со схемой соединения обмоток Y/Δ , подключенного к ЭЭС, на такой же силовой трансформатор, подключенной к этой же ЭЭС, с учетом насыщения стали магнитопровода обоих трансформаторов. Для проведения моделирования используется пакет расширения SimPowerSystems системы динамического моделирования MatLab-Simulink [1, 2, 3].

Каталожные данные трансформатора ТДН-16000/110 со схемой соединения обмоток Y/Δ представлены в таблице 1.

ТАБЛИЦА I. КАТАЛОЖНЫЕ ДАННЫЕ ТДН-16000/110 СО СХемой СОЕДИНЕНИЯ ОБМОТК Y/Δ

Параметр	Значение	Параметр	Значение
$S_{ном}$, МВ·А	16,0	$U_{1ном}$, кВ	115,0
U_k , %	10,5	$U_{2ном}$, кВ	10,5
P_k , кВт	85,0	I_0 , %	0,7
P_0 , кВт	19,0	$f_{ном}$, Гц	50,0

Для расчета параметров схемы замещения силовых трехфазных трансформаторов и для учета влияния насыщения стали магнитопровода использовалась методика, предложенная

Новашем И.В. и Румянцевым Ю.В. [1]. Для проведения анализа работы силового трансформатора при его включении на Параметры схемы замещения представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Параметры схемы замещения трансформатора ТДН-16000/110 со схемой соединения обмоток Y/Δ

Параметр	Значение, о.е.
$R1=R2$	0,0027
$L1=L2$	0,0525
R_m	842,1
L_m	142,9

Схема модели представлена на рис. №1. Модель содержит два силовых трансформатора Т1 и Т2, энергосистему бесконечной мощности S, два силовых выключателя СВ1, СВ2 и чисто активную трехфазную нагрузку мощностью 10 МВт, соединенную в треугольник. Длительность расчетов составляет 0.2 секунды. В момент времени 0,04 с. происходит процесс включения трансформатора Т2 на холостой ход.

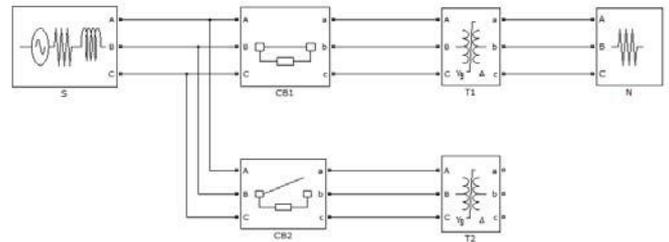


Рис.1 – Схема модели

На рис. 2 представлен ток фазы А энергосистемы бесконечной мощности. На рис. 3 представлен ток в первичной обмотке трансформатора Т1, на рис. 4 представлен бросок тока фазы А в первичной обмотке трансформатора Т2. Как видно из графиков, до момента включения трансформатора Т2 на холостой ход, ток фазы энергосистемы бесконечной мощности и трансформатора Т1 имеет синусоидальный характер. В момент включения силового выключателя СВ2 происходит значительное искажение синусоидальной формы тока как в первичной обмотке трансформатора Т1, так и в энергосистеме в целом.

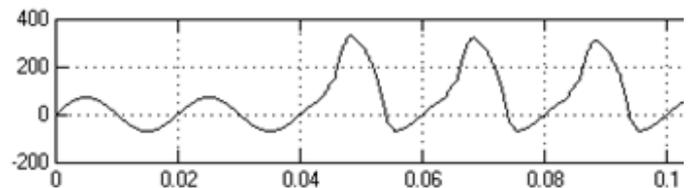


Рис. 2 – ток фазы А энергосистемы бесконечной мощности

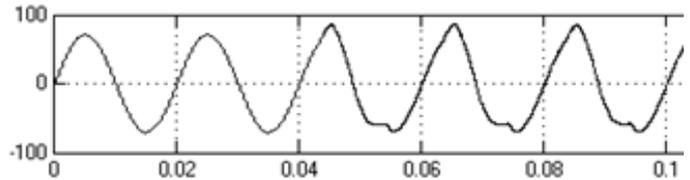


Рис. 3 – ток в первичной обмотке трансформатора Т1

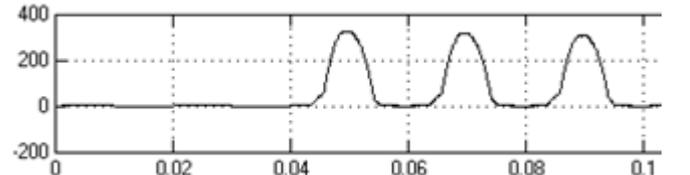


Рис. 4 – Бросок тока фазы А в первичной обмотке трансформатора Т2

Гармонический состав токов энергосистемы бесконечной мощности, фазы А в первичной обмотке трансформатора Т1, тока фазы А в первичной обмотке трансформатора Т2 представлен на рис. 5, 6, 7. Ток энергосистемы бесконечной мощности содержит значительную постоянную составляющую ($\approx 56\%$ от тока промышленной частоты), и вторую гармонику ($\approx 31\%$ от тока промышленной частоты). Ток первичной обмотке трансформатора Т1 содержит вторую гармонику ($\approx 18\%$ от тока промышленной частоты), третью гармонику ($\approx 9\%$ от тока промышленной частоты) и постоянную составляющую ($\approx 7\%$ от тока промышленной частоты).

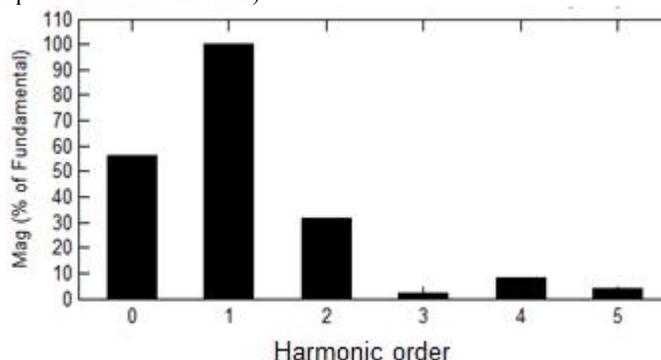


Рис. 5 – Гармонический состав тока фазы А энергосистемы бесконечной мощности

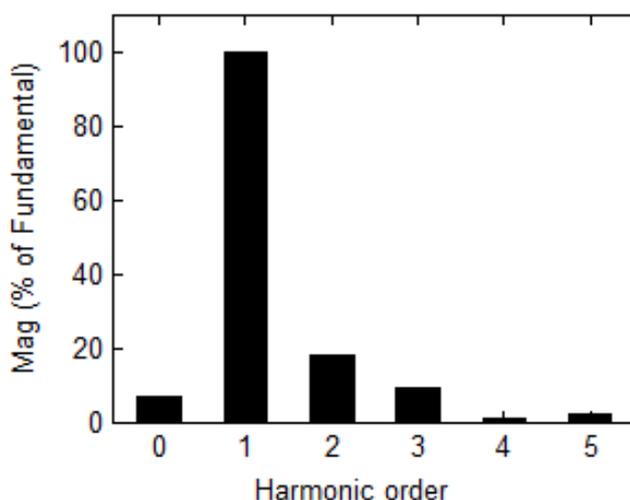


Рис. 6 – Гармонический состав тока фазы А в первичной обмотке трансформатора Т1

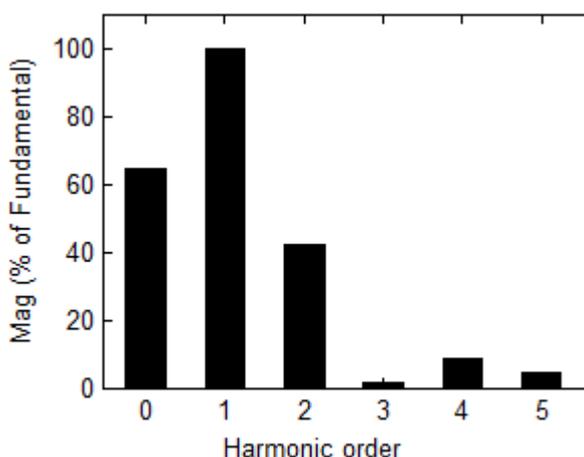


Рис. 7 – Гармонический состав тока фазы А в первичной обмотке трансформатора Т2

На рис. 8 представлено напряжение фазы А первичной обмотки трансформатора Т1. На рисунке видно что, до момента включения трансформатора Т2 на холостой ход, напряжения трансформатора Т1 было синусоидальным. В момент включения силового выключателя СВ2 происходит искажение синусоидальной формы напряжения первичной обмотки трансформатора Т1.

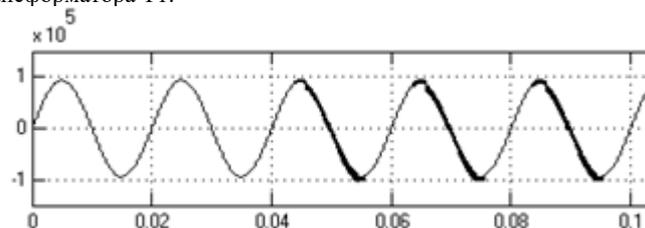


Рис. 8 – Напряжение фазы А трансформатора Т1 по высокой стороне

Гармонический состав напряжение фазы А трансформатора Т1 представлен на рис. 9. содержит незначительную постоянную составляющую ($\approx 2\%$ от напряжения промышленной частоты), вторую ($\approx 2\%$ от напряжения промышленной частоты) и третью гармоники ($\approx 2\%$ от напряжения промышленной частоты).

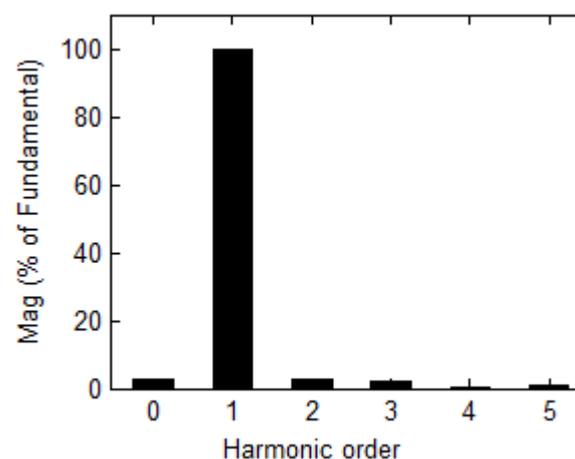


Рис.9 – Гармонический состав напряжения фазы А трансформатора Т1

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе предложена модель, созданная в системе динамического моделирования MatLab-Simulink, для оценки влияния включения силового трансформатора на холостой ход на искажение синусоидальной формы кривых напряжения и токов в электроэнергетической системе и соседних трансформаторах с учетом насыщения стали магнитопроводов силовых трансформаторов. Проведена количественная оценка гармонического состава токов и напряжений в электроэнергетической системе и трансформаторе, включенном параллельно трансформатору, включаемому на холостой ход. В ходе проведения работы было установлено, что включение силового трансформатора на холостой ход вызывает значительное искажение синусоидальной формы тока как в обмотках трансформатора, включаемому на холостой ход, так и в энергосистеме в целом. Что приводит к снижению качества электроэнергии, поставляемой потребителям. Искажение синусоиды напряжения при этом не соответствуют требованиям ГОСТа 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», так как коэффициенты гармонических составляющих напряжения второй и третьей гармоники

превышают допустимые пределы. Таким образом, можно сделать вывод, что включение силового трансформатора на холостой ход вызывает недопустимое ухудшение качества электроэнергии в электроэнергетической системе. Несинусоидальность напряжения вызывает такие негативные последствия как: снижение коэффициента мощности и вращающего момента электродвигателей; выход из строя конденсаторных батарей из-за перегрузки по току; высшие гармоники приводят к ускоренному старению изоляции кабелей, электрических машин, трансформаторов, а также конденсаторов. Следовательно, необходимо избегать режимов холостого хода силовых трансформаторов для поддержания качества электроэнергии в допустимых пределах, а также для предотвращения указанных выше негативных последствий искажения синусоидальной формы кривых напряжения и тока.

Список литературы

- [1] Новаш И.В. Расчет параметров модели трехфазного трансформатора из библиотеки MATLAB-SIMULINK с учетом насыщения магнитопровода / И.В. Новаш, Ю.В. Румянцев // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2015. – №1. – С. 12-24.
- [2] Ануфриев, И. Е. Самоучитель MatLab 5.3/6.x / И. Е. Ануфриев. – СПб.: БХВ-Петербург, 2003. – 736 с.
- [3] Дьяконов, В. Simulink 4. Специальный справочник / В. Дьяконов. – СПб.: Питер, 2002. – 528 с.
- [4] Sim Power Systems. User's Guide Version 3. – The MathWorks, Inc. – 2003. – 620 p.
- [5] Герман-Галкин, С. Г. MatLab & Simulink. Проектирование мехатронных систем на ПК / С. Г. Герман-Галкин. – СПб.: КОРОНА-Век, 2008. – 368 с.
- [6] Вольдек, А. И. Электрические машины: учеб. для студентов вузов / А. И. Вольдек. – 3-е изд., перераб. – Л.: Энергия, 1978. – 832 с.
- [7] С п р а в о ч н и к по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 368 с.
- [8] Китаев, В. Е. Электрические машины: учеб. пособие для техникумов / В. Е. Китаев, Ю. М. Корхов, В. К. Свириг; под ред. В. Е. Китаева. – М.: Высш. шк., 1978. – Ч. 1: Машины постоянного тока. Трансформаторы. – 549 с.
- [9] Dommel, H. W. Electromagnetic Transients Program Reference Manual (EMTP Theory Book) / H. W. Dommel. – Portland: Bonneville Power Administration, 1986.
- [10] EMTDC: Transient Analysis for PSCAD Power System Simulation. User's Guide V4.3.1. – Manitoba HVDC Research Centre, 2010. – 233 p.
- [11] Martínez Duró, M. Damping Modelling in Transformer Energization Studies for System Restoration: Some Standard Models Compared to Field Measurements // IEEE Bucharest Power Tech Conference, 2009. – P. 1–8.
- [12] Juan, A. Martinez-Velasco. Power System Transients: Parameter Determination. – CRC Press, 2009. – 644 p.
- [13] Neves, W. L. A. Saturation Curves of Delta-Connected Transformers from Measurements / W. L. A. N e v e s, H. W. Dommel // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1995. – Vol. 10, No 3. – P. 1432–1437.
- [14] Rioual, M. Energization of a No-Load Transformer for Power Restoration Purposes: Modeling and Validation by on Site Tests / M. Rioual, C. Sicre // IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. – 2000. – Vol. 3. – P. 2239–2244.
- [15] Kahrobaee, S., Algrain, M. C., Asgarpoor, S. Investigation and Mitigation of Transformer Inrush Current During Black Start of an Independent Power Producer Plant // S. Kahrobaee, M. C. Algrain, S. Asgarpoor / Energy and Power Engineering. – 2013. – No 5. – P. 1–7.
- [16] Assessing and Limiting Impact of Transformer Inrush Current on Power Quality / I. M. Nagpa [et al.] // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2006. – Vol. 21, Iss: 2. – P. 890–896.
- [17] Руководящие указания по релейной защите. Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю. – М.: Энергия, 1980. – 86 с.
- [18] Электрические цепи с ферромагнитными сердечниками в релейной защите / А. Д. Дроздов [и др.]. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 255 с.
- [19] ГОСТ 32144-2013. «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». – Введ. 2014-06-01. – М.:Стандартинформ, 2014.–19 с.

Функциональные различия в управлении режимами электрических сетей с передачей постоянного тока на базе преобразователей тока и напряжения

К.В. Желнина, М.Е. Гольдштейн

ФГАОУ ВО " Южно-Уральский государственный университет (национальный исследовательский университет)",
Челябинск, Россия

Аннотация - Актуальным при управлении режимами электроэнергетических систем является перераспределение мощностей между неоднородными сечениями или линиями электропередач (ЛЭП), обеспечение устойчивости систем, повышение пропускной способности ЛЭП. В ряде случаев решить эти задачи можно, применяя в электроэнергетической системе электропередачи (ППТ) и вставки постоянного тока (ВПТ), которые могут быть выполнены, как на преобразователях тока (ПТ) так и на преобразователях напряжения (ПН). Сегодня еще недостаточно исследованы различия в функциональных возможностях ППТ/ВПТ на базе ПТ и ПН. Исследование проводилось для одного из проблемных районов Челябинской энергосистемы. Для расчета и анализа установившихся режимов работы электрической сети использован программный комплекс RASTR.WIN с вводом в него моделей ППТ/ВПТ на базе ПТ и ПН. Анализ режимов электрической сети горнозаводского района при перспективных электрических нагрузках показал недопустимые перегрузки одной из двухцепных линий электропередач, а также неоптимальное распределение потоков энергии между параллельными сечениями. Выполнен анализ режимов района при переводе двухцепной электропередачи на постоянный ток, как с применением ПТ, так и ПН. Перевод двухцепной электропередачи на постоянный ток позволяет увеличить ее пропускную способность. Применение ППТ на базе ПН существенно расширяет возможности регулирования режимов сетевого района по сравнению с применением ППТ на базе ПТ.

Ключевые слова: электропередачи и вставки постоянного тока, преобразователь тока, преобразователь напряжения, режим электрической сети.

Functional difference in managing of regimes of electrical grids with direct current transmission which based on current source converter (CSC) and voltage source converter (VSC)

Ksenija Zhelnina, Mihail Gol'dshtejn

South Ural State University (national research university)
Chelyabinsk, Russian Federation

Abstract - The relevant issues in managing regimes of electrical grids are redistribution of power between non-uniform cross-section or transmission lines, providing sustainability of the system, increasing transmission capacity of lines. In some cases it can be resolved by implementing high voltage direct current (HVDC) transmission and Back to Back (BB), which might be based either on current source converter (CSC) or on voltage source converter (VSC). Nowadays it is not research enough the difference between functional opportunities HVDC/ BB based on these converters. The research was made for the one of the most problem areas of Chelyabinsk region. The calculation and analysis of steady state were done by means of the program package RASTR. WIN. The analysis of electrical grid of the area with the prospective loads showed unacceptable overload of one of the transmission lines and the distribution of power in two parallel non-uniform cross-sections was not optimal. The analysis of regimes of the region was done after rearranging the transmission line to the direct current with using CSC and VSC. Rearranging the transmission line to the direct current let increase its transmission capacity. Using HVDC based on VSC expands flexibility of the grid in comparison to HVDC based on CSC.

Key-words: High voltage direct current transmission, Back to Back, current source converter, voltage source converter, regime of the electrical grid.

I. ВВЕДЕНИЕ

Возможны режимы энергосистем, в которых их элементы работают в предельных условиях, в то время как другие элементы слабо загружены. В этих случаях актуальным становится повышение пропускной способности линий электропередач (ЛЭП), устойчивости синхронных генераторов и перераспределение потоков мощности в неоднородных сетях. Внедрение в электроэнергетику технологий передач (ППТ) [1-5] и вставок постоянного тока (ВПТ) помогает решать часть этих задач. Проведем сравнение расширяющихся функциональных возможностей управления режимами района электрической сети при переводе одной из двухцепных передач переменного тока на постоянный при применении первоначально концевых подстанций на базе преобразователей тока (ПТ), а затем и преобразователей напряжения (ПН).

II. МЕТОДЫ И ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом исследования выбран представленный на рис. 1 проблемный район Челябинской энергосистемы Злауост – Аша 500-110 кВ. В этом районе самым крупным потребителем является завод АМЗ с потребляемой мощностью $S_{AM3} = 113,6 + j52,4$ МВА. Расчет режимов сетевого района проводился с помощью программного комплекса RASTR.WIN, предназначенного для расчета и анализа установившихся режимов электрических систем.

Вследствие большого уровня потребляемой заводом мощности питающие его ЛЭП оказываются загруженными. В нормальном режиме самой загруженной является двухцепная линия Кропачево -110 – Симская с токовой нагрузкой 74,2 % от допустимого тока. В послеаварийном режиме при отключении одной из цепей ЛЭП нагрузка линии составляет 134 %. При этом токовая нагрузка других ЛЭП, по которым энергия передается в том же направлении, что и по линии Кропачево-110 – Симская, не превышает допустимых значений. Следовательно, целесообразным является часть мощности с этой ЛЭП перераспределить по наименее загруженным линиям.

Реализовать такой вариант можно путем перевода двухцепной ЛЭП переменного тока Кропачево -110 – Симская на биполярную линию постоянного тока. При этом передача постоянного тока может быть основана как на базе преобразователей тока, так и преобразователей напряжения. Номинальный и допустимый ток передачи при этом увеличивается в 3 раза.

III. СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ ПЕРЕДАЧИ ПОСТОЯННОГО ТОКА НА БАЗЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ ТОКА И ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ

Так как в исходном режиме мощность по этой ЛЭП идет к п/с Симская, то п/с Кропачево выполняем выпрямительной, а п/с Симская – инверторной. Схемы и оборудование этих подстанций одинаковы. В каждом полюсе включено по одному двухмостовому преобразователю, каждый мост которого подключен к

преобразовательному трансформатору с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН).

Во всех длительных режимах работы передачи угол регулирования на выпрямительной подстанции α поддерживают на уровне 10 град. эл., угол δ инверторов 15 град. эл. [5]. Параметры ППТ рабочего режима, рассчитанные с помощью программы DCT, разработанной на кафедре ЭССиС ЮУрГУ и более 20 лет используемой в учебном процессе, приведены в таблицах 1 и 2, которые содержат значения передаваемой активной мощности в начале P_B и конце P_I передачи, потребляемой преобразовательными подстанциями (соответственно выпрямительной и инверторной) реактивной мощности Q_B и Q_I , ток передачи I_d , напряжения вентильных обмоток трансформаторов E_{2B} , E_{2I} , углы коммутации γ_B , γ_I и угол опережения включения тиристорных инверторов β .

Таблица 1 – Параметры ППТ рабочего режима выпрямительной подстанции

P_B , МВт	U_B , кВ	I_d , А	E_{2B} , кВ	γ_B , град. эл.	Q_B , МВАр
-142,8	184	776	20,81	14,8	-26,17

Таблица 2 – Параметры ППТ рабочего режима инверторной подстанции

P_I , МВт	U_I , кВ	E_{2I} , кВ	β , град. эл.	γ_I , град. эл.	Q_I , МВАр
139,7	180	20,74	25	10	-50,86

При таком режиме работы напряжения в некоторых узлах сети достигают значения 55 кВ вследствие потребления преобразовательными подстанциями большой реактивной мощности Q_B и Q_I .

Появляется дефицит реактивной мощности в сетевом районе. Поэтому для обеспечения реактивной мощностью преобразователей на концевых подстанциях дополнительно устанавливаются источники реактивной мощности. В рассматриваемом режиме их мощность для выпрямительной подстанции составляет $Q_{ир.в} = 41,8$ МВАр в режиме потребления, а для инверторной подстанции $Q_{ир.и} = 109,9$ МВАр в режиме генерации.

При вводе в электросетевой район электропередачи постоянного тока появляется возможность регулирования потоков мощности. В таблице 3 представлены параметры ряда режимов такой передачи при регулировании значения передаваемой активной мощности P_B . Регулирование выполняется с переключением отпаяк РПН на трансформаторах преобразовательных подстанций для сохранения нормируемых значений углов преобразователей преобразовательных подстанций, а также соответствующие этому режиму значения потерь ΔP .

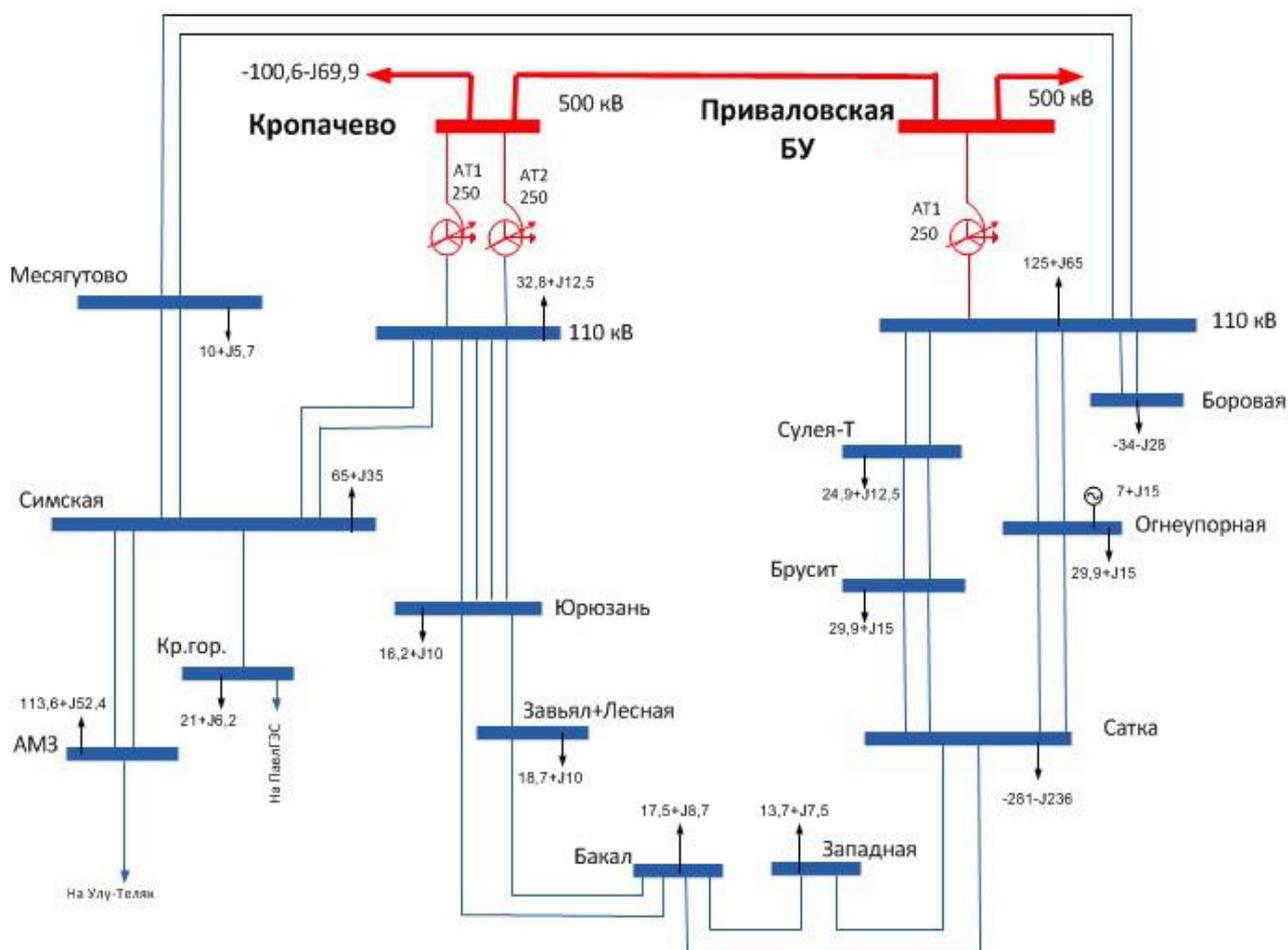


Рис. 1 – Сетевой район Златовост – Аша 500-100 кВ

Таблица 3 – Параметры режима ППТ при изменении передаваемой мощности P_v

P_v , МВт	P_i , МВт	Q_v , Мвар	Q_i , Мвар	Qирм.в., Мвар	Qирм.и., Мвар	ΔP , МВт
-35	34,8	-6,4	-9,3	-88,6	144,6	29,39
Месягутово-Симская 100 %						
-40	39,7	-7,33	-10,86	-86,9	141,3	26,42
Месягутово-Симская 96,3 %						
-50	49,6	-9,16	-14,1	-83,4	135,2	22,79
Месягутово-Симская 87,8 %						
-101,5	100	-40,74	-31,65	-41,6	113	10,24
Перегруженных линий нет						

Преобразователь напряжения характеризуется большими возможностями управления потоками электроэнергии. Изменяя угол управления вентилей и, следовательно, угол фазового сдвига между векторами напряжения преобразователя и напряжением сети, получим режим генерации или потребления из сети активной мощности. Регулируя значение напряжения преобразователя с помощью широтно-импульсной модуляции, получим режим генерации или потребления

реактивной мощности. Таким образом, управляя ключами преобразователя напряжения, можно работать в любом из четырех квадрантов его PQ – диаграммы [3, 4, 6, 7].

Используя такие функциональные возможности преобразователя напряжения и конечных подстанций, выполненных на таких преобразователях, рассмотрим разные варианты режимов электрической сети. При работе передачи постоянного тока с номинальной активной мощностью и отсутствующей реактивной получаем следующую загрузку ЛЭП (в процентах от допустимого тока): АМЗ – Симская – 121,7%; Месягутово – Приваловская 82,8 %, АМЗ – Улу-Теляк – 81,2 %; Месягутово – Симская – 122,9 %. Но напряжения в узлах низкие (опускаются до 55 кВ). Таким образом, конечные подстанции должны работать, выдавая реактивную мощность для восстановления нормального режима сети. Реактивную мощность могут генерировать или потреблять преобразователи напряжения конечных подстанций. Дополнительных источников реактивной мощности не требуется. В таблице 4 приведены параметры режима передачи постоянного тока при регулировании значения активной мощности P_v и реактивной мощности Q_v только преобразователями напряжения.

Таблица 4 – Параметры режима ППТ при регулировании активной и реактивной мощности преобразователями напряжения.

Рв, МВт	Ри, МВт	Qв, Мвар	Qi, Мвар	ΔР, МВт
-35	34,8	-95	135,3	29,39
Месягутово-Симская 100 %				
-40	39,7	-94,23	130,44	26,42
Месягутово-Симская 96,3 %				
-50	49,6	-92,56	121,1	22,79
Месягутово-Сим 87,8 %				
-101,5	100	-82,1	82,1	10,24
Перегруженных линий нет				

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Ввод передачи постоянного тока в электросетевой район дает возможность регулирования потоков мощности, тем самым изменяя значения токов и потерь в линиях. Регулирование может производиться как с помощью передач постоянного тока на базе преобразователей тока, так и преобразователей напряжения. Однако, преобразователи тока могут работать только в I и IV квадрантах PQ – диаграмм. В этом заключается их недостаток, так как для поддержания параметров режима в допустимых пределах необходима установка на преобразовательных подстанциях дополнительных источников реактивной мощности. Преобразователи напряжения работают во всех 4 квадрантах PQ – диаграмм, что дает дополнительные функциональные возможности в управлении режимами энергосистем. В частности, уменьшая передаваемую по передаче активную мощность, можно генерировать реактивную мощность, необходимую в узлах примыкания передачи к энергосистемам и без дополнительных ее источников. Следует заметить, что диапазон совместного регулирования активной и реактивной мощности конечных преобразовательных подстанций определяется PQ – диаграммами их преобразователей напряжения.

В рассматриваемом сетевом районе переводом двухцепной ЛЭП Кропачево – Симская с переменного тока на постоянный удалось увеличить пропускную способность этой передачи, сделав ее нагрузку в предельных режимах значительно меньше допустимой. Кроме того, используя возможности регулирования активной мощности передачи и реактивной мощности в примыкающих узлах, провести перераспределение мощностей по другим ЛЭП переменного тока (например, загрузить ЛЭП Приваловская-110 – Месягутово, и Месягутово – Симская) и тем самым более равномерно загрузить ЛЭП, по которым энергия передается в одном направлении.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исследование проводилось для наиболее проблемного электросетевого района Челябинской энергосистемы Златоуст – Аша 500-110 кВ, содержащего крупного потребителя. На основе проведенных исследований режимов горнозаводского района Челябинской энергосистемы показано, что перевод одной из двухцепных линий электропередачи с переменного тока на постоянный позволяет существенно увеличить ее пропускную способность. Важным фактором перехода электропередачи на постоянный ток является также возможность проводить перераспределение потоков мощности в сети переменного тока. Сравнение передачи постоянного тока показало, что передача постоянного тока на базе преобразователей напряжения имеет большие функциональные возможности по сравнению с передачей постоянного тока на базе преобразователей тока. Передача на базе преобразователей напряжения позволяет регулировать режимы электрических сетей и не требует дополнительных источников реактивной мощности для восстановления нормального режима работы электросетевого района.

Список литературы

- [1] Виджей К. Суд HVDC and FACTS Controllers: применение статических преобразователей в энергетических системах: Пер. с англ.: НП «НИИА», 2009. – С. 344.
- [2] Ситников, В.Ф. Совершенствование методов и средств управления режимами энергетических систем на основе элементов гибких электропередач (FACTS). – Иваново, 2009.
- [3] Гольдштейн М.Е., Корбуков Н.В. Допустимые длительные режимы передачи постоянного тока на базе преобразователей напряжения. Электроэнергетика глазами молодежи: науч. Тр. IV междунар. Научн.-техн. конф., Т1, г. Новочеркасск, 14-18 октября 2013 г./ М-во образования и науки РФ, Юж.-Рос. Гос. Политех. ун-т им. М.И. Платова. – Новочеркасск: Лик, 2013. – С. 148 – 151.
- [4] Bulatov B.G., Gol'dshtein M.E., Korbukov N.V. Modeling of HVDC and DC Links Based Voltage Converters in Software for Calculating Long-Time Regimes of Power Systems. Power Technology and Engineering. March 2016, Volume 49, Issue 6, pp 468-471.
- [5] Ю.П. Рыжов Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения: учебник для вузов – М: Издательский дом МЭИ, 2007.
- [6] Кочкин, В.И. Преобразователь напряжения как управляемый элемент электрических сетей / В.И. Кочкин, М.В. Пешков, Д.В. Романенко // Известия НИИПТ. – 2004. – №60. – С. 128-146.
- [7] Кочкин В.Н., Нечаев О.П. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий.–М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002.

Особенности проектирования измерительных трансформаторов напряжения для современных устройств защиты и автоматики.

В.Е. Антропов¹, А.В. Канивец², И.А. Шишкин¹

¹ФГБОУ ВО "Самарский государственный технический университет", Самара, Россия

² ООО «Тольяттинский трансформатор», Тольятти, Россия

E-mail: veantr@mail.ru

Измерительные трансформаторы выполняют функцию передачи информации между силовой частью и органами измерения, контроля, защиты и управления. Современные защиты имеют большую чувствительность, большее быстродействие и меньшую потребляемую мощность от трансформаторов тока и трансформаторов напряжения. Эти обстоятельства предъявляют новые требования к статическим и динамическим характеристикам трансформаторов напряжения. Разработанный метод и реализованный на его основе алгоритм позволяет проектировать трансформатор напряжения с заданными статическими и динамическими характеристиками.

Ключевые слова - трансформатор напряжения; устройства защиты; проектирование; характеристики.

Features design voltage transformers to modern devices of protection and automatics.

V.E. Antropov¹, A. V. Kanivets², I. A. Shishkin¹

¹Samara State Technical University, Samara, Russian Federation

² LLC "Togliatti transformer", Togliatti, Russian Federation

E-mail: veantr@mail.ru

Measuring transformers perform the function of transferring information between the power unit and the measurement, control, protection and control bodies. Modern protectors have greater sensitivity, greater speed and less power consumption from current transformers and voltage transformers. These circumstances present new requirements to the static and dynamic characteristics of voltage transformers. The developed method and the algorithm implemented on its basis allow the design of a voltage transformer with specified static and dynamic characteristics.

Key words - voltage transformer; protection devices; design; characteristics.

1. СОВРЕМЕННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТРАНСФОРМАТОРАМ НАПЯЖЕНИЯ

Измерительные трансформаторы напряжения (ТН) широко применяются в электроустановках высокого напряжения и являются основным звеном в цепях электрических измерений, учета электроэнергии, релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗА).

Появление быстродействующих выключателей и широкое применение микропроцессорных устройств защиты, контроля и управления, предъявляют новые требования и к остальным элементам РЗА и в первую очередь к ТН.

Основным параметром ТН – является класс точности [1], определяемый предельными значениями допускаемых погрешностей (относительной и угловой). Класс точности зависит от величины нагрузки вторичной обмотки и падает с ее увеличением. В большинстве случаев ТН имеет несколько вторичных обмоток, обеспечивающих различные классы точности и служащих для разных целей. В современных условиях преобладает тенденция на производства ТН большой мощности для обеспечения подключения максимального числа присоединений. Однако такой

трансформатор может не обеспечить класс точности при его малой загруженности и выйти за пределы допустимой положительной погрешности. Для уменьшения относительной погрешности в ТН используют уравнительную обмотку, которая позволяет компенсировать погрешность и повысить класс точности.

Погрешность ТН в первую очередь зависит от геометрических размеров и материала магнитопровода, числа витков и сечения провода обмотки и нагрузки.

Ужесточение требований к учету и качеству электроэнергии предлагает переход на электронные счетчики [2]. Микропроцессорные анализаторы показателей качества электроэнергии (ПКЭ) анализируют гармонические составляющие напряжения до 40-й гармоники. Обеспечить класс точности, в этом случае возможно только при определенных амплитудно-частотных (АЧХ) и фазовых частотных (ФЧХ) характеристиках ТН. Решение этой проблемы необходимо учитывать на стадии проектирования трансформатора.

II. ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ

В отличие от обобщенного метода проектирования силовых трансформаторов [3], при расчете ТН вводятся дополнительные параметры при разработке технических заданий на проектирование. Это в первую очередь класс точности и динамические параметры ТН, ограничения по габаритам. В расчетную часть добавляется расчет уравнивающей обмотки. Для уточнения статических и динамических параметров ТН, производится расчет полей рассеяния обмоток. Для достижения заданных показателей ТН, и в первую очередь снижения относительной и угловой погрешностей, магнитопровод выполняют с увеличенным поперечным сечением (чтобы не был насыщен при рабочих режимах), а обмотки трансформатора с пониженным сопротивлением, что позволяет получить более жесткую внешнюю характеристику.

В реальных трансформаторах напряжения (см.Рис.1), обмотка высокого напряжения разбивается как минимум на два каскада. Средняя точка такой обмотки соединяется, с помощью металлической связи, с магнитопроводом трансформатора. Такое решение, позволяет снизить в два раза потенциалы выводов обмотки высокого напряжения относительно заземленных частей трансформатора и соответственно уменьшить минимально допустимые изоляционные расстояния в главной и продольной изоляции обмоток. Это позволяет уменьшить массо-габаритные показатели трансформатора и снизить расходы на изоляционные материалы.

Короткозамкнутая обмотка (П), служит для уменьшения э.д.с. рассеяния и выравнивания нагрузки и напряжения между частями обмоток высокого напряжения.

Электростатический экран, осуществляет защиту обмоток от импульсных перенапряжений.

Вторичная обмотка, как правило, разбивается на основную (выводные концы, а и х) и дополнительную (а_д и х_д). Обмотки различаются по величине нагрузки и классу точности.

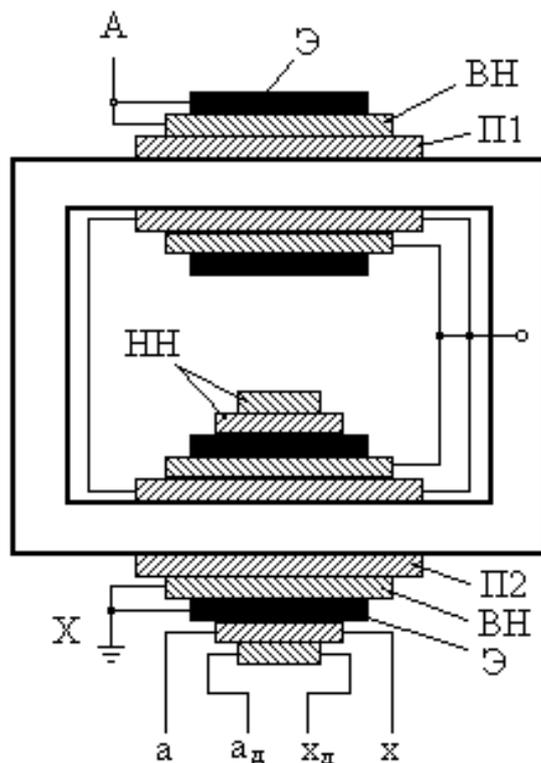


Рис.1 Конструкция трансформатора напряжения.
ВН – первичная обмотка,
НН – вторичная обмотка,
П1 и П2 – выравнивающие обмотки,
Э – электростатический экран

В отличие от обычного двухобмоточного трансформатора, в составных элементах схемы замещения, учитываются активные и индуктивные сопротивления выравнивающих обмоток.

Полное сопротивление вторичных обмоток, определяется как сумма сопротивлений вторичных обмоток и сопротивлений их индуктивностей рассеивания:

$$Z_2 = r_2' + r_2'' + j\omega(L_2' + L_2'') \quad (1)$$

Емкостные сопротивления между витками, между обмотками, между обмотками и экранирующим экраном, при проектировании не учитывались ввиду их малых значений для данных частот питающего напряжения

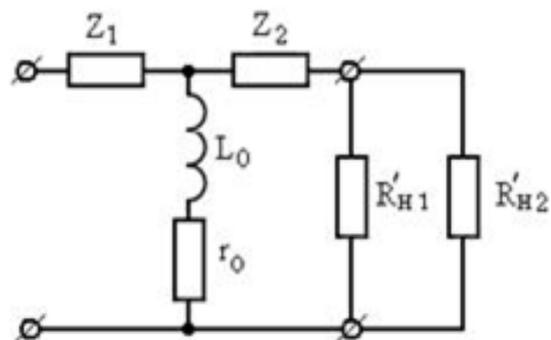


Рис.2 Схема замещения трансформатора напряжения

III. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ

Эквивалентная Т – образная схема приведенного трансформатора напряжения изображена на рис.2.

$Z_1 = R_1 + j\omega L_1$ - полное сопротивление первичной обмотки, включающее активное сопротивление и индуктивное сопротивление рассеяния первичной обмотки.

$Z_2 = R_2' + j\omega L_2'$ - полное приведенное сопротивление вторичной обмотки, с учетом выравнивающих обмоток.

r_0 - сопротивление активных потерь в магнитопроводе

L_0 - основная индуктивность первичной обмотки

$R'_{Н1}, R'_{Н2}$ - приведенные сопротивления нагрузок, подключенных к вторичным обмоткам

Вводим

$$Z_0 = r_0 + j\omega L_0$$

Приходим к системе уравнений четырехполюсника:

$$\begin{aligned} U_1 &= (Z_1 + Z_0)I_1 + Z_0I_2 \\ U_2 &= Z_0I_1 + (Z_2 + Z_0)I_2 \end{aligned} \quad (2)$$

При расчете коэффициентов передачи следует учитывать нелинейности элементов схемы замещения и в первую очередь таких, как r_0 и L_0 .

Сопротивление r_0 напрямую зависит от потерь на вихревые токи и гистерезис в стали. Удельные потери в стали (p) в зависимости от индукции B и частоты перемагничивания стали f , задаются таблицами или графически. Приближённо можно определить по выражению:

$$p \sim B^m f^n$$

где, m и n – расчетные коэффициенты, значения которых определяется маркой стали и способом ее обработки

Нелинейность зависимости

$$L_0 = f(B)$$

оказывает заметное влияние при насыщении магнитной системы трансформатора напряжения. Данная зависимость определяется расчетными методами, для каждого варианта магнитопровода и параметров обмотки.

На основе математического моделирования электромагнитных, механических и тепловых процессов разработан метод проектирования ТН с заданными статическими и динамическими характеристиками. Алгоритм, реализованный на основе разработанного метода, включает несколько расчетных модулей. До начала расчета, для заданных значений параметров ТН (габариты, место расположения, оболочка корпуса, способ охлаждения, напряжение обмоток, режим нагрузки, класс точности и т.д.), выбираются конструкция ТН, материалы для магнитной системы и системы обмоток с их изоляции. По нормам испытательных напряжений определяются размеры основных изоляционных промежутков для главной и продольной изоляций. На первом этапе расчета определяются главные размеры магнитопровода и обмоток ТН. Строится картина распределения магнитного поля ТН.

IV. РАСЧЕТ МАГНИТНОГО ПОЛЯ ТРАНСФОРМАТОРА НАПРЯЖЕНИЯ

Расчет основного магнитного поля и поля рассеяния трансформатора, позволяет уточнить параметры схемы замещения ТН и более точно определить реактивную составляющую напряжения короткого замыкания, дополнительные потери в обмотках и металлических частях конструкции, механические осевые силы, воздействующие на различные части обмоток. На этом этапе определяется оптимальная конструкция и выбирается расположение обмоток ТН по стержням и относительно друг друга. Размещение обмоток, является

важным этапом, так как от этого зависят распределение потоков рассеяния магнитного поля. Расположение обмоток влияет также на механические воздействия обмоток и распределение тепловых потоков в ТН.

Расчет магнитных полей проводился с применением программного обеспечения *ELCUT*. В конструктивном исполнении был выбран ТН, выполненный на шихтованном магнитопроводе из электротехнической стали, помещенный в фарфоровый кожух. В качестве охлаждающей и изоляционной среды использовано трансформаторное масло.

Произведенный расчет позволяет уточнить значения индуктивностей, используемых в схеме замещения ТН и определить их значения при различных значениях индукции магнитного поля в стержне магнитопровода.

На рис.3 приведена зависимость магнитной проводимости от индукции магнитного поля, для электротехнической стали 3408, по кривой намагничивания [4].

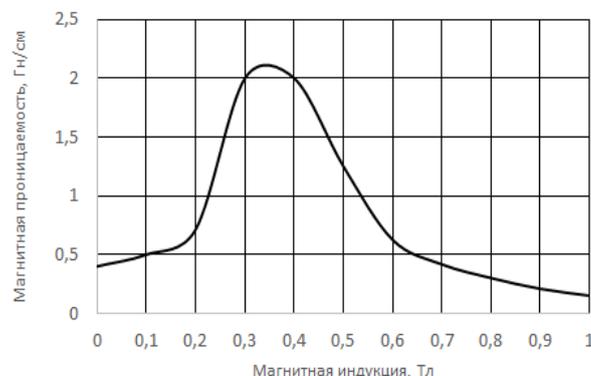


Рис.3. Зависимость магнитной проницаемости стали от индукции магнитного поля

После проведения электромагнитного расчета, осуществляется проверка обмоток ТН на механическую прочность при коротком замыкании. Значения ударного и установившегося тока короткого замыкания рассчитываются по системе дифференциальных уравнений, составленных для схемы замещения ТН. По полученным значениям определяются механические силы между обмотками, механические напряжения в изоляционных опорных и междукатушечных конструкциях. Указанные величины не должны превышать максимальные допустимые значения для выбранных материалов обмотки и изоляционных конструкций.

В тепловом расчете, в общем случае, определяется превышения температуры обмоток, магнитопровода, охлаждающей среды и оболочки ТН над окружающей средой. Исходными данными для расчета являются: потери в магнитопроводе, конструктивных элементах и обмотках, их размеры и материал из которого они изготовлены. На каждом участке, определяется тепловой поток и температурный перепад. Допустимые значения превышений температуры регламентированы и зависят от класса изоляции. Существенное значение на величину превышения температуры, оказывает конструкция и расположение обмоток.

У. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТАТИЧЕСКИХ И ДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТРАНСФОРМАТОРА НАПРЯЖЕНИЯ

На окончательном этапе проектирования ТН рассчитываются: ток холостого хода и напряжение короткого замыкания. По этим значениям определяются параметры схемы замещения ТН. На основе схемы замещения строится векторная диаграмма и внешняя характеристика, определяются статические и динамические характеристики ТН. Находятся относительная и угловая погрешность для различных режимов нагрузки. Определяется класс точности ТН для отдельных диапазонов нагрузки.

Для построения АЧХ и ФЧХ ТН определяется зависимость основных параметров схемы замещения от частоты питающей сети. АЧХ и ФЧХ ТН позволяет найти класс точности для высших гармонических составляющих напряжения.

Коэффициент передачи объекта (Кп), из отношения выходного напряжения U_2 к приложенному напряжению U_1 , определяем из системы уравнений (2).

Учитывая, что

$$U_2 = Z_H \cdot I_2$$

$$Z_H = r'_H + j\omega L'_H$$

где Z_H - полное приведенное сопротивление нагрузки,

Общее решение для K_n :

$$K_n = W(j\omega) = \frac{U_2}{U_1} = \frac{Z_H}{A \cdot Z_H + B}$$

$$A = 1 + \frac{Z_1}{Z_0}$$

$$B = Z_1 + Z_2 + \frac{Z_1 \cdot Z_2}{Z_0}$$

На рис.4 приведены амплитудно-фазовые частотные характеристики (АФЧХ) ТН.

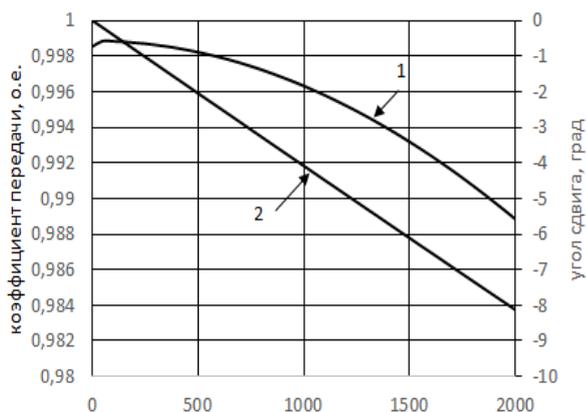


Рис. 4 Амплитудно – фазовая частотная характеристика ТН
1 – коэффициент передачи ТН
2 – угол сдвига между первичным и вторичным нарезаниями

Из приведенных графиков следует, что допустимая погрешность в 0,1 %, будет превышена при частоте выше 1800 Гц (36-я гармоника). Угол сдвига превышает допустимые ± 5 %, при частоте 1000 Гц (20-я гармоника).

Внешняя характеристика определяется по выражению:

$$\frac{U_2(j\omega)}{I_2(j\omega)}$$

Внешняя характеристика спроектированного трансформатора напряжения приведена на Рис.5

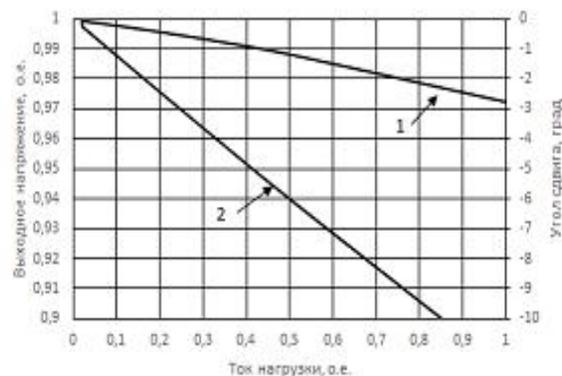


Рис.5 Внешняя характеристика ТН
1 – выходное напряжение
2 – угол сдвига

Из приведенных графиков следует, что спроектированный трансформатор напряжения на рабочее напряжение 110 кВ, мощностью 2500 ВА, обеспечивает класс точности 0,1 % в пределах до 0,5 от номинальной мощности. При этом угловая погрешность не превышает допустимых значений во всем диапазоне заявленной мощности.

Список литературы

- [1] ГОСТ 1983-2015 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия. - Введ. 2017-03-01.— М.: Изд-во стандартов, 2016.— 44 с.
- [2] ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. - Введ. 2014-07-01.— М.: Изд-во стандартов, 2014.— 20 с.
- [3] П. М. Тихомиров. Расчет трансформаторов- 5-е изд., перераб. и доп. - М. : Энергоатомиздат, 1986. - 527 с. : ил. - Библиогр.: с. 524. - (в пер.)
- [4] Холоднокатаные электротехнические стали: Справ. изд. Молотилов Б.В., Миронов Л.В.,Петренко А.Г. и др. – М.: Металлургия, 1989, - 168 с.

МОДЕЛЬ РАСЧЕТОВ ТОКОВ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ ДЛЯ КОМПЛЕКСНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА КОММУТАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

М.Д.Сенюк¹, А.И. Хальясмаа¹, С.А. Ерошенко¹

¹ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»,
Екатеринбург, Россия

E-mail: lkhalyasmaa@mail.ru, mdsenuk@gmail.com, s.a.eroshenko@urfu.ru

Аннотация — в настоящее время парк выключателей 110 и 220 кВ в Единой энергетической системе России более чем на 50% состоит из масляных выключателей. Из-за небольшого коммутационно ресурса, трудностей в обслуживании и эксплуатации производство выключателей такого типа прекращено. В силу выше перечисленных причин, на сегодняшний день остро стоит проблема замены физически и морально устаревшего масляного коммутационного оборудования. Из-за значительных финансовых затрат решение о замене силового выключателя должно быть технико-экономически обосновано. В настоящее время такая проверка осуществляется по полному току короткого замыкания (КЗ) а шинах подстанции. Основная проблема существующей проверки силовых выключателей заключается в не учете их физического состояния и технических параметров.

Основным инструментом для данного исследования является математическое моделирование энергосистемы в программном комплексе RastWin. Модель оценки функционального состояния силовых выключателей строится на основе нейро-нечеткого логического вывода.

В статье была выполнена оценка функционального состояния 19 силовых выключателей 110 кВ четырёх подстанций 110/10 кВ крупного района электрических сетей (РЭС) Свердловской области, выполнены расчеты токов КЗ на шинах подстанций в различных схемно-режимных ситуациях. Также был выполнен анализ влияния токов КЗ на функциональное состояние силовых выключателей с учетом данных технической диагностики и испытаний оборудования. В результате анализа выявлены зависимости влияния токов КЗ на элементы силового выключателя.

В результате сравнения полученных оценок функционального состояния электрооборудования и протоколов технического осмотра оборудования можно сделать вывод о целесообразности использования разработанной модели расчетов токов коротких замыканий согласно МЭК 60909 для комплексной оценки технического состояния коммутационного оборудования.

Ключевые слова — короткое замыкание, силовой выключатель, оценка технического состояния

THE SHORT CIRCUIT CURRENTS CALCULATIONS MODEL FOR INTEGRAL FORECASTING OF THE SWITCHING FACILITIES RESIDUAL LIFE

M.D. Senyuk¹, A.I. Khalyasmaa¹, S.A. Eroshenko¹

¹Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin
Ekaterinburg, Russia

E-mail: lkhalyasmaa@mail.ru, mdsenuk@gmail.com, s.a.eroshenko@urfu.ru

Abstract — at the present time the park of switches 110 and 220 kV in the Unified Energy System of Russia consists of 50% oil switches. Due to the short commutation life, the complexity of operation and maintenance, power circuit breakers of this type are not produced. For the foregoing reasons as of today there is much concern about the replacement of the worn-out and obsolete oil switching equipment. Due to the high financial expenses the decision on the power circuit breaker replacement must be technically and economically justified. At the present time the checkout is carried out by the total short-circuit (SC) current at the substation buses. The main problem of the existing checkout of the power circuit breakers is in their physical state and technical parameters neglectation.

The main tool for this study is the mathematical modeling of the power system at the RastWin software package. The model for evaluating the functional state is built on the basis of a neuro-fuzzy logical inference.

The functional state assessment of the nineteen 110 kV power circuit breakers at four 110/10 kV substations of the large power distribution zone (PDZ) of the Sverdlovsk region was performed as the paper. Within the framework of the presented study the analysis of the SC currents impact on the power circuit breakers functional state was performed with consideration of the equipment technical diagnostics and tests. On the basis of the performed analysis the latent dependences of the SC currents impact on the power circuit breaker elements and its reliability were revealed.

As a result of an electric equipment functional condition estimates comparison and equipment technical inspection reports it is possible to draw a conclusion according to IEC 60909 for the integral forecasting of the switching facilities residual life and making the decision on the power circuit breakers replacement or repair with consideration of their functional state analysis.

Keywords — short circuit, power circuit breaker, health assessment

I. ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетические системы являются одними из самых сложных технических систем и характеризуются высокой скоростью протекания различных физических процессов, сложностью накопления электроэнергии в промышленных масштабах и необходимостью применения автоматических устройств для ее управления. В условиях непрерывного ввода новых мощностей в Единую национальную электрическую сеть (ЕЭС) России происходит постоянное развитие электроэнергетического комплекса, что в свою очередь, ведет к вводу нового электросетевого и генерирующего оборудования. Ввод нового оборудования также может быть обусловлен мерами по устранению «узких мест» в энергосистеме.

Новое электросетевое строительство оказывает положительное влияние на режимы работы электроэнергетической системы.

Ввод новых мощностей и электросетевое строительство ведут к утяжелению протекания электромагнитных переходных процессов в аварийных режимах и увеличивают число источников тока в режиме (короткого замыкания) КЗ, что также способствует увеличению суммарного тока КЗ в месте повреждения. Проблема роста токов КЗ непосредственно сказывается на надёжности, режимах работы и функциональном состоянии силовых выключателей, которые наряду с силовыми трансформаторами являются одним из наиболее ответственных видов электрооборудования.

II. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

По приблизительным оценкам в ЕЭС России эксплуатируется около 30 000 выключателей классов напряжения от 110 до 750 кВ, в том числе по классам напряжения: 110 кВ – 80,5%, 220 кВ – 15,2%, 330 кВ – 1,2%, 500 кВ – 3%, 750 кВ – 0,1%. Большую часть выключателей составляют масляные баковые выключатели с номинальным напряжением 110 кВ и 220 кВ (54%). Среди выключателей 110 кВ масляные баковые выключатели составляют 58%, среди выключателей 220 кВ – 45% [1]. Можно видеть, что масляные выключатели составляют значительную часть парка силовых выключателей ЕЭС России.

В настоящее время силовые масляные выключатели уже не производятся в виду небольшого коммутационно ресурса, использования в качестве дугогасительной среды трансформаторного масла, трудностей в обслуживании и эксплуатации. В силу выше перечисленных причин, на сегодняшний день остро стоит проблема замены физически и морально устаревшего масляного коммутационного оборудования. Из-за значительных финансовых затрат решение о замене силового выключателя должно быть технико-экономически обосновано.

Такая проверка осуществляется по полному току КЗ на шинах подстанции. Основная проблема существующей проверки силовых выключателей заключается в неучёте их физического состояния и технических параметров.

В настоящее время проблема оценки остаточного ресурса силовых выключателей рассматривается и анализируются в многих работах. Условно, работы по

оценки остаточного ресурса силовых выключателей можно разделить на три направления:

- Оценка остаточного ресурса на основе данных измерений параметров выключателей без вывода из эксплуатации;
- Оценка остаточного ресурса с помощью мониторинга в реальном времени параметров силовых выключателей;
- Оценки остаточного ресурса на основе анализа надёжности функционирования силовых выключателей.

Стоит отметить, что в существующих работах по оценке остаточного ресурса силовых выключателей нигде не учитывается влияния токов КЗ на функциональное состояние силовых выключателей.

Как известно, отключение КЗ является самым тяжёлым режимом для силового выключателя. При отключении тока КЗ почти все элементы силового выключателя подвергаются механическому, термическому и химическому воздействию: ввода, дугогасительная камера, изолирующая среда, изоляторы и т.д. Не учёт влияния токов КЗ на функциональное состояние силовых выключателей может привести к ошибочным выводам о его функциональном состоянии. Ошибка в оценке состояния выключателя может привести не только к финансовым затратам компании-собственника оборудования, но и к ухудшению надёжности энергосистемы в целом.

В данной статье представлены результаты исследования по целесообразности использования моделей расчетов токов КЗ согласно МЭК 60909 для комплексного прогнозирования остаточного ресурса коммутационного оборудования и принятии решений о замене или ремонте силовых выключателей с учетом анализа его функционального состояния.

III. ОЦЕНКА ФУНКЦИОНАЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ СИЛОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Авторами статьи [2] предложена модель системы поддержки принятия решений для оценки функционального состояния силовых выключателей на основе нейро-нечеткого логического вывода на базе алгоритма Такаги-Сугено. Модель оценки технического состояния выключателя базируется на принципе декомпозиции и формируется для оценки состояния двух его основных узлов: бака выключателя и его вводов, каждый из которых в свою очередь делится на составные элементы. Ниже на примере масляного выключателя У-110-2000-40 представлена реализация принципа декомпозиции для оценки состояния силового выключателя 110 кВ:

$$Q = B \cup (T \cup DK \cup TI \cup M \cup H) \cup S, \quad (1)$$

где B – оценка состояния вводов; T – оценка состояния бака; DK – оценка состояния дугогасительной камеры; TI – оценка состояния изоляции бака; M – оценка состояния привода; H – оценка состояния системы подогрева; S – сработанный ресурс. Оценка состояния

вывода выключателя формируется на основе оценок его элементов, согласно формуле (2):

$$B = BC \cup CT \cup O \cup II, \quad (2)$$

где BC – состояние контактов ввода; CT – оценка состояния трансформаторов тока; O – оценка состояния масла; II – оценка состояния внешней изоляции.

Своя структура нейро-нечеткого логического вывода формируется для каждого из элементов выключателя на базе данных технического диагностирования и испытаний. Испытания и диагностика для выключателей выполняется в соответствии с [2].

IV. РАСЧЕТНЫЙ ПРИМЕР И РЕЗУЛЬТАТЫ

В расчетном примере выполнен расчет токов КЗ на шинах подстанций в максимальном режиме энергосистемы (все замкнуто) в программном комплексе RastrWin для крупного района электрических сетей (РЭС) Свердловской области. Произведена оценка минимального и максимального токов КЗ для выбранных подстанций и выполнен анализ чувствительности линий, с целью их возможного дальнейшего отключения для максимального снижения тока КЗ.

A. Расчет токов короткого замыкания

Выполнен расчет распределения токов КЗ вдоль линий электропередачи с шагом 10% от длины линии. В соответствии с журналом оперативных переключений по анализируемому району электрических сетей смоделировано несколько схем электрической сети и для них рассчитаны токи КЗ, считая внешнюю энергосистему (другие РЭС) неизменной.

Для каждой схемы был рассчитан суммарный ток на шинах подстанций и токи за выключателями. Ток за выключателем представляет из себя максимальный ток, который может протекать через рассматриваемый выключатель. При КЗ наибольший ток, протекающий через выключатель, возникает при КЗ на его выводах. При проверке по току через выключатель номинальный ток отключения сравнивается не с суммарным током КЗ на шинах, а с наибольшим током, который может протекать через рассматриваемый выключатель. На Рисунке 1 представлена графическая схема проверки по току через выключатель.

Такая проверка даст возможность выявить точный перечень выключателей с недостаточной коммутационной способностью и определить объекты энергосистемы, где необходимо производить замену выключателей или ограничение тока КЗ.

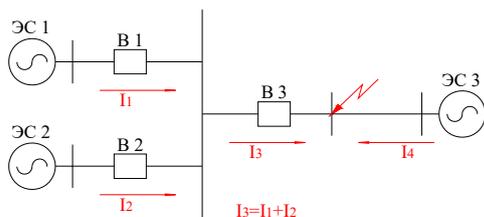


Рис. 1. Проверка по току через выключатель

В результате анализа были исследованы 19 силовых выключателей 110 - 220 кВ различного типа: масляные, маломасляные и элегазовые в различных ремонтных схемах. Уменьшение тока КЗ в ремонтных схемах по сравнению с нормальной схемой составляет от 10 до 40,6%. Высокая чувствительность уровней токов КЗ в рассматриваемом РЭС объясняется сложной топологией электрической сети: ремонты электросетевого оборудования приводят к размыканию кольцевых участков и к увеличению эквивалентного сопротивления до точки КЗ и, как следствие, к уменьшению тока КЗ. В Таблице I представлены результаты расчетов трехфазных и однофазных токов КЗ, протекающих через выключатели четырех подстанций.

В ходе проверки были выявлены силовые выключатели, которые рекомендованы к замене по критерию номинального тока отключения.

Таблица I. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ОДНОФАЗНЫХ И ТРЕХФАЗНЫХ ТОКОВ КЗ ЧЕРЕЗ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ 110-220 КВ

ПС	Марка выключателя	Ток откл., кА	Макс. ток КЗ через выключатель, кА, I ⁽³⁾ /I ⁽¹⁾	Мин. ток КЗ через выключатель, кА, I ⁽³⁾ /I ⁽¹⁾
ПС-1	МКП-110 М	31,5	16,1/17,1	13,3/14,7
	МКП-110 Б	18,4	13,8/15,2	0/0
	МКП-110	31,5	13,3/14,6	10,8/12,6
	МКП-160Д	13,2	11,9/12,4	7,8/7,8
	МКП-110 М	31,5	11,9/12,4	0/0
	МКП-110 Б	18,4	16,1/17,1	13,3/14,7
	МКП-110 М	31,5	16,1/16,5	13,3/14,1
	МКП-110	31,5	13,4/14,9	0/0
ПС-2	У-220	25	2,5/2,8	2,1/2,5
	У-110	40	17,6/17,1	13,5/14,8
	У-110	40	16,1/17,5	13,5/14,8
	У-110	40	12,3/13,8	8,5/10,1
	У-110	40	12,3/13,8	0/0
	У-110	40	16,1/17,1	13,5/14,8
	У-110	40	14,2/16,1	0/0
	МКП-110	31,5	14,2/16,1	11,6/13,8
ПС-3	ВЭБ-110	40	16,8/13	15,1/11,7
	ВЭБ-110	40	16,8/13	15,1/11,7
ПС-4	ВЭБ-110	40	14,6/13,8	9,5/8,2

Также в расчетном примере была выполнена оценка функционального состояния 19 силовых выключателей 110-220 кВ для подстанций, на которых оценивались токи КЗ. В качестве инструмента моделирования применялся программный комплекс MATLAB. Исходными данными являлись данные технического диагностирования электрооборудования за последние 10 лет.

По результатам оценки технического состояния выключателей на основе авторской методики – на базе нейро-нечеткого логического вывода, описанной в [4], были получены следующие оценки технического состояния выключателей.

Таблица II. ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ 110-220 КВ

ПС	Марка выключателя	Состояние оборудования
ПС-1	МКП-110 М	Неисправное, но работоспособное.
	МКП-110 Б	Исправное
	МКП-110	Исправное
	МКП-160Д	Исправное
	МКП-110 М	Исправное
	МКП-110 Б	Неисправное, но работоспособное.
	МКП-110 М	Исправное
	МКП-110	Исправное
ПС-2	У-220	Исправное
	У-110	Неисправное, но работоспособное.
	У-110	Неисправное, но работоспособное.
	У-110	Исправное
	МКП-110	Исправное
ПС-3	ВЭБ-110	Исправное
	ВЭБ-110	Исправное
ПС-4	ВЭБ-110	Исправное

Как видно из Таблицы II, неисправному, но работоспособному состоянию (когда техническим требованиям соответствуют лишь те свойства подьекта, которые характеризуют его способность выполнять заданные функции) соответствуют практически все выключатели, расчетные значения токов КЗ которых являются максимальными.

V. Выводы

На сегодняшний день в России более половины высоковольтных выключателей 110 кВ и выше являются масляными. Их низкая надежность, небольшой коммутационный ресурс, пожароопасность и высокая трудоемкость ремонта и обслуживания, вынуждают уделять повышенное внимание их техническому состоянию и прогнозированию их остаточного ресурса.

Эффективность дугогасительных устройств и ресурс масляных выключателей в большей степени обусловлены физико-химическими процессами в зоне гашения дуги, а именно, окисление, загрязнение контактов и накопление продуктов разложения, что приводит к увеличению переходного сопротивления и, как следствие, к повышенному нагреву контактов, их возможному выгоранию, а также к увеличению вязкости масла и длительности горения дуги. В этом случае учет значений токов КЗ для оценки и прогнозирования состояния выключателей позволит дополнительно качественно и количественно оценить протекание выше перечисленных процессов и повысить точность идентификации состояния оборудования и прогнозирования его остаточного ресурса.

В рамках представленной работы на основе данных (за последние 10 лет) тепловизионного контроля контактных соединений внутреннего и наружного токоведущего контура, оценки состояния высоковольтных вводов, оценки состояния масла в баках и вводах, и других данных контроля выключателей под рабочим напряжением и после отключения его от сети, но без слива масла, с помощью метода нейро-нечеткого логического вывода были идентифицированы технические состояния выключателей. Также в рамках представленного исследования был выполнен анализ влияния токов КЗ на функциональное состояние силовых выключателей. В результате анализа сделано заключение о целесообразности использования разработанной модели расчетов токов коротких замыканий согласно МЭК 60909 для комплексного прогнозирования состояния и остаточного ресурса коммутационного оборудования.

Список литературы

- [1] M. Higginson and D. B. Durocher, "Proper application & maintenance of molded case breakers to assure safe and reliable operation," in Electrical Safety Workshop, 2009. IEEE IAS. IEEE, 2009, pp. 1–12.
- [2] Mingzhe Rong, Xiaohua Wang, Wu Yang, "Mechanical Condition Recognition of Medium-Voltage Vacuum Circuit Breaker Based on Mechanism Dynamic Features Simulation and AN".
- [3] Xin Zhang, Ronghui Huang, Senjing Yao, Gaoyang Li, Linlin Zhong, Xiaohua Wang, "Mechanical Life Prognosis of High Voltage Circuit Breakers Based on Support Vector Machine".
- [4] A.I. Khalyasmaa, S.A. Dmitriev, A.S. Semerikov, "Decision Support System for Circuit-Breaker Technical State Assessment", Proceedings of the XIX IEEE International Conference on Soft Computing and Measurements (SCM 2016), 2016, pp. 120-123.

Экономические показатели применения новых силовых трансформаторов в современных электрических сетях

А.Ю. Андреев, Л.М. Инаходова, И.А. Сенчев, А.А. Казанцев
ФГБОУ ВПО "Самарский государственный технический университет"
Самара, Россия
E-mail: kazantzev@63.ru

Аннотация — при анализе экономической эффективности и возможности использования трансформаторов инновационной конструкции основными элементами являются методы экономического анализа и оптимизации. Для сравнительного анализа потерь трансформаторов проводилось математическое моделирование районной электрической сети с учётом применения традиционной и инновационной конструкций трансформаторов. В качестве инструмента моделирования применялось программное обеспечение MS Excel, RastrWin. произведены расчеты экономических показателей при замене существующих трансформаторов традиционной конструкции на инновационные аморфные трансформаторы. Смоделирована замена трансформаторов в районной электрической сети, рассчитаны потери аморфных трансформаторов по традиционным методикам.

Ключевые слова — трансформатор, энергосбережение, короткое замыкание, потери, энергоэффективность, аморфные магнитные материалы, высокотемпературные сверхпроводниковые материалы.

Economic indicators of application new power transformers in modern electric grids

Alexey Andreev, Lolita Inahodova, I.A. Senchev, Alexander Kazantzev
Samara State Technical University
Samara, Russian Federation
E-mail: kazantzev@63.ru

Abstract — when analyzing the economic efficiency and the possibility of using transformers of innovative design, the main elements are the methods of economic analysis and optimization. For comparative analysis of losses of transformers, mathematical modeling of the regional electrical network was carried out, taking into account the use of traditional and innovative transformer designs. As a modeling tool used software MS Excel, RastrWin. calculations of economic indicators were made when replacing existing traditional transformers with innovative amorphous transformers. The replacement of transformers in a regional electrical network was simulated, losses of amorphous transformers were calculated by traditional methods.

Keywords — transformer, energy-saving, short-circuit, loss of efficiency, amorphous magnetic materials, high-temperature superconducting material

1. ВВЕДЕНИЕ

Использование в отечественных электрических сетях и системах электроснабжения (ЭССЭ) устаревших конструкций трансформаторной техники не отвечает уровню теоретических научно-технических решений и практических технологических принципов современной электротехники, что, несомненно, тормозит технический прогресс в электроэнергетике. Это непосредственным образом отражается на реализации широко декларируемых положений об энергосбережении и энергоэффективности,

как в потреблении, так и в процессах передачи и распределения электроэнергии.

Несмотря на то, что проблема снижения суммарных потерь электрической мощности и энергии (ПЭМЭ) в электроэнергетике всегда была и есть в центре внимания эксплуатации, научных исследований, проектирования и конструирования новых электроустановок и процессов, можно констатировать ее непреходящую актуальность и необходимость поиска новых решений.

Одна из задач в сфере остро назревшей модернизации распределительных электрических сетей заключается в

повышении их технико-экономической эффективности. В первую очередь - посредством снижения технологических потерь на передачу электрической энергии, значительная часть которых имеет место в силовых трансформаторах напряжением 10 (6)/0,4 кВ. Поэтому возникла необходимость обратить внимание проектных и эксплуатирующих организаций на вопросы рационального выбора новых силовых трансформаторов для замены физически и морально устаревших.

Компьютерные эксперименты, проведенные в ряде исследований в России в 2007-2012 гг. для характерных типовых режимов и конфигураций ЭССЭ 10 кВ и ниже, показали, что обобщенные результаты по потерям мощности оцениваются от 11 до 27,5 % по различным регионам. Аналогичные показатели можно констатировать и в странах Евросоюза, где по отдельным группам электроустановок, в частности, в трансформаторах распределительных сетей они достигают уровня 17 % от общего валового потребления, а иногда существенно превышают названные выше значения[1].

Таким образом, зарубежный и отечественный опыт говорит о необходимости дальнейшей интенсификации исследований и реализации применения эффективных с точки зрения снижения потерь режимных и организационных мероприятий. Обладая в этом направлении большими резервами, они при технически грамотном и квалифицированном использовании всегда давали и будут давать значительные положительные результаты в экономии потерь. Практически ни одно энергообъединение, ни в нашей стране, ни за рубежом не может гарантировать, что его технико-экономический потенциал в этом направлении реализован полностью.

Однако кардинальное снижение ПЭМЭ может быть получено только на основе широкого применения инновационного электрооборудования, обладающего высокоэффективными характеристиками в основных электроэнергетических технологических процессах производства, передачи и преобразования параметров электрической энергии. Из большого числа типов, групп и конструкций таких электроустановок можно выделить управляемые источники реактивной мощности, линии электропередачи, силовые трансформаторы (СТ) и другие электроустановки, использующие эффект высокотемпературной сверхпроводимости, трансформаторы ЭССЭ с сердечниками из инновационных аморфных сплавов (АМТ)[2].

II. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

С технико-экономической точки зрения применение АМТ в настоящее время является одним из наиболее перспективных путей снижения ПЭМЭ. Об этом убедительно говорит опыт их эксплуатации в США, Индии, Японии, Норвегии, Словакии и в других странах[3]. Какому трансформатору отдать предпочтение при проведении тендера? То есть, как оценить финансовые потери эксплуатирующей организации за время использования трансформатора? Выбрать тот, который имеет меньшую закупочную цену, но большие потери энергии, или трансформатор лучшего качества, с меньшими потерями, но стоящий дороже? Или же оставить в эксплуатации старый? Эти вопросы волнуют сетевые организации не первый десяток лет.

Сравнение стоимости эксплуатации

Актуальный ответ можно получить, определив величину полной цены каждого из приобретаемых трансформаторов, которая состоит из их закупочной цены и цены потерь энергии за период дальнейшей эксплуатации трансформатора.

К примеру, разница в закупочной цене трансформаторов 10/0,4 кВ ТМ-400/10 производства ГК Электроцит (г. Самара) и АТМГ-400/10 производства ГК Трансформер (г.Подольск) в России в рублях составляет порядка 60000 руб., а разница цены потерь - не менее 700000 руб. Для точных расчетов был выбран трансформатор традиционного ТМ-400/10 и трансформатор с магнитопроводом из аморфного сплава АТМГ-400/10 такой же мощности, паспортные данные приведены в табл. 1.

Таблица 1

Паспортные данные сравниваемых трансформаторов

Паспортные данные трансформаторов	Марка трансформатора	
	ТМ-400/10	АТМГ-400/10
Номинальная мощность $S_{ном}$, кВА	400	400
Потери активной мощности при холостом ходе ΔP_{xx} , Вт	830	161
Потери реактивной мощности при холостом ходе ΔQ_{xx} , ВАр	5600	312
Потери короткого замыкания $\Delta P_{кз}$, Вт	4400	4457
Ток холостого хода I_{xx} , %	1,6	0,078
Напряжение короткого замыкания $\Delta U_{кз}$, %	4,5	3,6

Результаты расчетов по представленному выше методу представлены в табл. 2.

Таблица 2

Сравнение стоимости эксплуатации традиционного и «аморфного» трансформатора

Марка трансформатора	ТМ-400/10	АТМГ-400/10
Полная цена трансформатора Сп, руб	2 049 941	1 081 854
Закупочная цена трансформатора С, руб	196000	254800
Цена потерь энергии в трансформаторе за время его эксплуатации A_t , руб	185394 0,582	827054, 1393
Потери мощности холостого хода (XX) P_{xx} , кВт	0,83	0,161
Количество часов в году Т, часов	8760	8760
Потери мощности короткого замыкания (КЗ) $P_{кз}$, кВт	4,4	4,457
Максимальная нагрузка трансформатора S_m , кВА	280	280
Номинальная мощность трансформатора S_n , кВА	400	400
Время потерь τ , часов	1500	1500

Цена одного кВт в первый год эксплуатации с, руб	1,45	1,45
Ежегодный относительный прирост цены одного кВт Дс, руб	0,07	0,07
Срок эксплуатации t, лет	30	30
Коэффициент загрузки Кз	0,7	0,7

В данном случае разница цены потерь энергии в трансформаторах за 30 лет его эксплуатации составила: $A_{t_1} - A_{t_2} = 1026886,443$ руб., что в 4 раза больше стоимости самого трансформатора с аморфным магнитопроводом.

Технические расчеты нагрузочных потерь показали, что их величина зависит от уровня загрузки трансформатора относительно номинальной. Для определения экономического эффекта при работе трансформаторов с разными коэффициентами загрузки были выполнены расчеты по эффективности и окупаемости эксплуатации традиционных и инновационных конструкций по годам с учетом инфляции также принятой равной 7%, результаты расчетов представлены графиками на рис. 1, рис. 2, рис. 3 и рис.4.

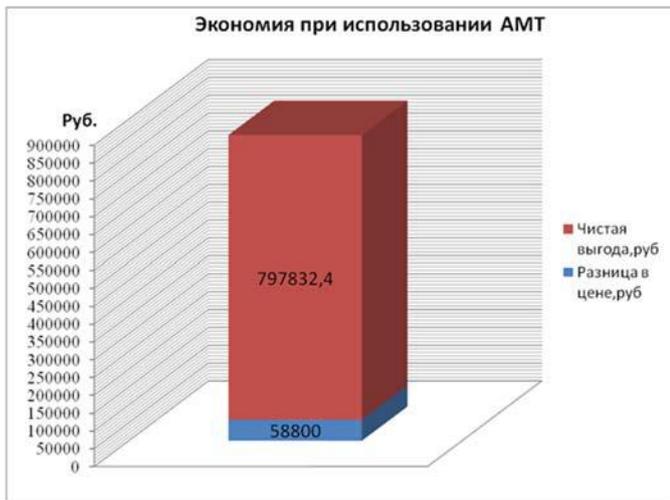


Рис. 1. Экономия при использовании «аморфного» трансформатора

При закупках новых типов трансформаторов дополнительными затратами на приобретение АМТ сетевыми компаниями будет считаться сумма равная разнице в цене ТСТ и АМТ. Стоимость ТСТ так или иначе будет заложена в программы строительства, модернизации и технического перевооружения электрических сетей, и эта разница в цене будет выглядеть как доплата к существующим расходам, номинально заложенным. Из этой диаграммы видно, что при дополнительных капитальных затратах сетевых компаний на сумму 58800, в течение жизненного цикла трансформатора общая экономия составит 974908,94 что почти в 4 раза больше стоимости самого АТМГ

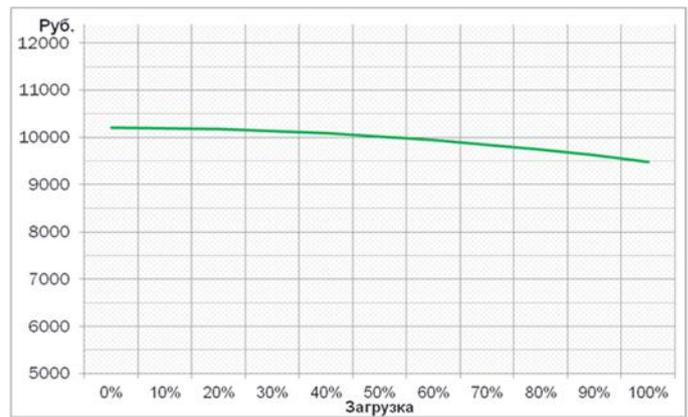


Рис. 2. Годовая выгода от использования АМТ

Для оценки экономического эффекта от применения АМТ, была найдена стоимость потерь в течение эксплуатации. Для компьютерного эксперимента были взяты уже представленные трансформаторы ТМ-400/10 и АТМГ-400/10, с учетом их цен. Далее все экономические прогнозы также проводились относительно этих двух моделей трансформаторов. Для расчетов использовался тариф на потери для сетевых компаний, сформированный РЭК Самарской области на 2014г.: 1,25 для летнего периода и 1,75 для зимнего. В итоге был взят среднегодовой - 1,45. Далее производилась оценка объемов потерь электроэнергии за год для выбранных трансформаторов при работе с различными коэффициентами загрузки Кз. На рис.2 представлен график годовой экономии в руб. от использования АМТ по сравнению с ТСТ. Здесь стоит обратить внимание на незначительную зависимость от значений Кз.

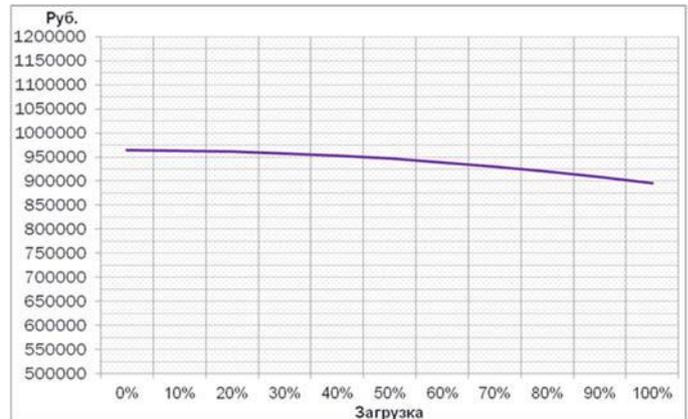


Рис. 3. Выгода от использования АМТ в течение жизненного цикла.

Затем была оценена экономия за весь жизненный цикл с учетом ежегодного пересмотра РЭК тарифов, рост тарифов был принят также за 7 %, что по сути, можно считать пренебрежением высокими темпами реального роста, в результате получились значения, представленные графиком на рис. 3. За жизненный цикл был принят срок службы трансформатора в течение 30 лет.

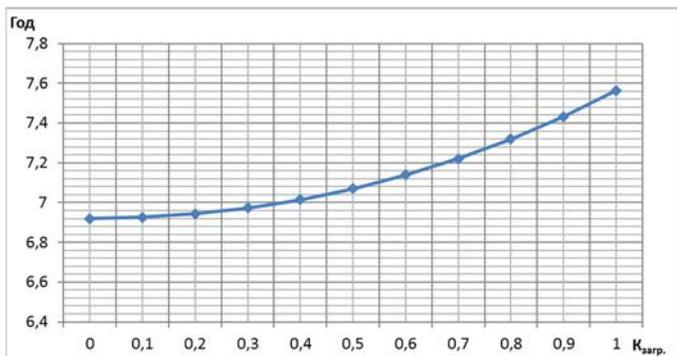


Рис. 4. Зависимость окупаемости от Kзагр.

С учетом полученных результатов, по расчетам экономического эффекта в течение эксплуатации АМТ, была найдена окупаемость нового типа трансформаторов. Она представлена графиком на рис. 4.

Как видно из рис. 2, 3 и 4 отличия в экономической эффективности при разных коэффициентах загрузки трансформатора невелики.

Также был выполнен расчет чистого дисконтированного дохода NPV для трансформатора АТМГ-400/10, ставка дисконтирования была принята равной 7 %, в качестве дохода рассматривалась годовая экономия от использования новой конструкции магнитопровода по сравнению с традиционной. Результаты представлены графиком на рис. 5, из которого видно, что окупаемость разницы в цене традиционного и инновационного трансформаторов за счет экономии на потерях наступает уже на шестом году эксплуатации, а полной стоимости - на пятнадцатом.

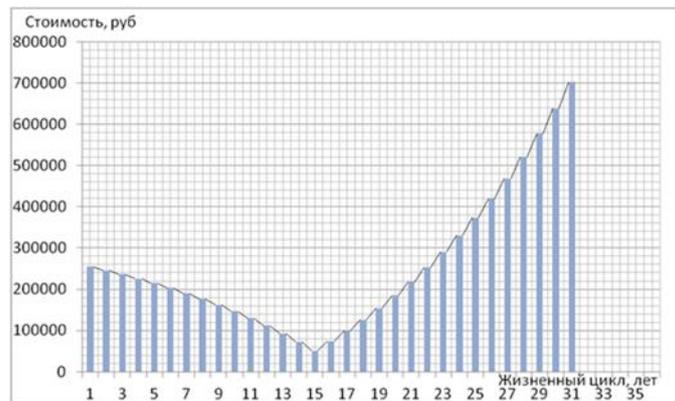


Рис. 5. Чистый дисконтированный доход.

III. ВЫВОДЫ

В сложившихся условиях очевидна необходимость осуществления мероприятий по исключению недостоверных данных о потерях мощности в паспортах трансформаторов и особенно в тендерной документации. К таким мероприятиям следует отнести обязательную проверку (измерение при участии покупателя и продавца) аттестованной лабораторией названных выше параметров, а также последующие жесткие санкции к поставщику трансформаторов с реальными потерями энергии, превышающими значения, указанные в паспортных или тендерных документах.

Из результатов расчета делается конечный вывод относительно конкретной ситуации с заменой распределительных трансформаторов, на основании чего и составляется требуемый план-график. В среднем затраты на замену окупаются за 5-7 лет.

Список литературы

- [1] Гольдштейн В.Г., Инаходова Л.М., Казанцев А.А., Молочников Е.Н. Анализ эксплуатационных свойств трансформаторов с сердечниками из аморфных материалов и защита их с помощью нелинейных ограничителей перенапряжений. – г. Самара: Вестник СамГТУ. Серия «Технические науки», 2013 г. – № 4. – с. 149-157.
- [2] Александров Н.В. Исследование влияния сверхпроводниковых трансформаторов на режимы электроэнергетических систем // Автореферат дис. канд. техн. наук. – г. Новосибирск: НГТУ, 2014. – 21 с.
- [3] Инаходова Л.М., Казанцев А.А. Сравнительный анализ технико-экономических показателей трансформаторов с различным исполнением сердечника // Актуальные научные вопросы современности. Материалы международной научно-практической конференции. – Липецк. – 2013. – С.19–21.
- [4] Назаров В.В. Распределительные трансформаторы 10 (0,6)/0,4 кВ. Ключевые вопросы выбора // Новости Электротехники. – 2013. – № 6. – с.46-48

ЗАЩИТНЫЕ ЭКРАНЫ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВАХ НАПРЯЖЕНИЕМ 6(10) кВ

К.С. Аверьянова, Н.В. Безменова, В.П. Степанов, С.Г. Фаттахлы
ФГБОУ ВО "Самарский государственный технический университет", Самара, Россия
E-mail: aees@rambler.ru

Аннотация - в большинстве конструкций комплектных распределительных устройств (КРУ) между токоведущими шинами с рабочими токами промышленной частоты до 4000 А и блоками микропроцессорной релейной защиты, чувствительными к магнитным полям, имеются металлические перегородки, представляющие собой защитные экраны. В настоящее время отсутствует экспериментальная база, позволяющая проанализировать электромагнитную обстановку в шкафу КРУ в отсутствие и при наличии экрана, защищающего микропроцессорный блок релейной защиты.

Ключевые слова - защитный экран, электромагнитная совместимость, магнитное поле промышленной частоты, напряженность, шина, магнитная проницаемость, толщина экрана, комплектное распределительное устройство

PROTECTIVE SCREENS IN DISTRIBUTION DEVICES VOLTAGE 6 (10) kV

K.S. Averyanova, N.V. Bezmenova, V.P. Stepanov
Samara State Technical University, Samara, Russian Federation
E-mail: aees@rambler.ru

Abstract - In most designs of complete switchgear (CAT) between bus bars with operating currents of industrial frequency up to 4000 A and blocks of microprocessor relay protection, sensitive to magnetic fields, there are metal partitions, which are protective screens. At present, there is no experimental base that allows to analyze the electromagnetic situation in the switchgear cabinet in the absence and in the presence of a shield protecting the microprocessor relay protection unit.

Key words - Protective screen, electromagnetic compatibility, magnetic field of industrial frequency, tension, bus, magnetic permeability, screen thickness, complete switchgear

В большинстве конструкций комплектных распределительных устройств (КРУ) между трехфазными шинами с рабочими токами промышленной частоты до 4000 А и корпусами микропроцессорной релейной защиты (МНРЗ) имеются металлические перегородки, представляющие собой защитные экраны, которые существенно снижают напряженности магнитного поля промышленной частоты (МППЧ) [1].

Для определения напряженностей МППЧ в воздушном пространстве за защитными экранами были разработаны методы расчета, как для одиночной шины ограниченной длины круглого или прямоугольного сечения, так и для трехфазных шин ограниченной длины различного сечения. Схематическое расположение шин и экранов показано на рис. 1. Из рис. 1 видно, что пространство между шинами и контрольными точками (корпусами МНРЗ) можно разделить на три участка: на расстояние от центра шины до передней стенки экрана R_1 , на расстояние $R_2=R_1+z$ дополнительно учитывающее толщину экрана z или ее геометрическую составляющую в направлении между центром шины и контрольной точкой и на расстояние от центра шины до контрольной точки R_K .

Значения напряженности МППЧ до передней стенки экрана $H_1(I)$ в воздушном пространстве можно определить по выражениям (1...4) для одиночных проводников ограниченной длины и различной конфигурации [2]:

$$H_{d,R=\text{var};L=\text{var}} = \frac{I \cdot 0,12 \cdot (\ln L + 3,29)}{2 \cdot \pi \cdot R^{1,4}}, \quad (1)$$

где $H_{d,R=\text{var};L=\text{var}}$ – напряженность МППЧ от одиночного

проводника круглого сечения ограниченной длины L с током I , при этом следует отметить, что значения напряженности МППЧ от одиночного проводника с током в зависимости от расстояния характеризуются степенью 1,4.

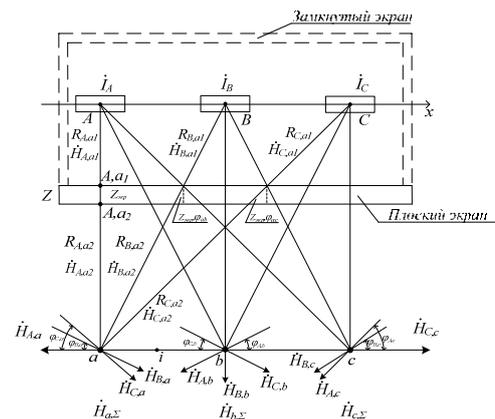


Рис.1. Расположение шин и защитных экранов для расчета напряженностей МППЧ: а - от одиночного проводника, б - от трехфазной системы шин

В КРУ шины с рабочими токами, как правило, имеют прямоугольное сечение. По аналогии с (1) для шин прямоугольного сечения получено, что характер изменения напряженности МППЧ $H_{b,R=\text{var};L=\text{var}}$ в пространстве по оси узкой стороны прямоугольной шины ограниченной длины практически совпадает с характером изменения H_d от проводников круглого сечения:

$$H_{b,R=var;L=var} = \frac{I \cdot 0,12 \cdot (\ln L + 3,29)}{2 \cdot \pi \cdot R^{1,4}}, \quad (2)$$

а по оси широкой стороны шин – напряженность МППЧ $H_{h,R=var;L=var}$ определяются в виде:

$$H_{h,R=var;L=var} = \frac{I \cdot 0,15 \cdot (\ln L + 3,11)}{2 \cdot \pi \cdot R^{1,4}}. \quad (3)$$

Напряженность МППЧ в пространстве между осями широкой H_h и узкой H_b сторонами шины от центра шины до контрольной точки (корпуса МПРЗ) определяется по выражению:

$$H_{\varphi} = \frac{H_h \cdot H_b}{\sqrt{H_h^2 \cdot \sin^2 \varphi + H_b^2 \cdot \cos^2 \varphi}}, \quad (4)$$

Значения напряженности МППЧ в металлическом экране и на задней стенке защитного экрана H_2 можно определять без учета отраженной волны, которая, по результатам эксперимента для напряженностей промышленной частоты 50 Гц не превышает 2...4% по отношению к падающей волне по выражению вида [3]:

$$H_2 = H_1 \cdot e^{-(1+j)kz}, \quad (5)$$

где H_1 – напряженность МППЧ на границе раздела диэлектрик – проводящая среда (падающая волна), z – толщина проводящей стенки экрана.

Коэффициент распространения в металле k , как следует из [3, 4], определяется по выражению:

$$k = \sqrt{\frac{\omega \cdot \mu \cdot \gamma}{2}}, \quad (6)$$

где ω – круговая частота; μ – абсолютная магнитная проницаемость металла; γ – удельная проводимость металла экрана.

Значения напряженности МППЧ H_k , включая и нормируемые, в контрольных точках за экраном (на корпусе МПРЗ) можно определять по соотношению:

$$H_k = f(I, R_k), \quad (7)$$

Для определения условий ЭМС предложена методика выбора параметров металлических экранов в виде допустимых значений толщины экрана z или допустимой относительной магнитной проницаемости металла экрана μ_a , места расположения экрана R_1 по отношению к проводнику с током, места расположения контрольной точки i , в частности, корпуса МПРЗ в ячейке КРУ для принятого нормируемого значения напряженности магнитного поля $H_{норм}$.

Таким образом, необходимую толщину экранов z , т.е. толщины отдельных стенок КРУ для обеспечения условий ЭМС: $H_k \leq H_{норм}$, в контрольной точке при известной относительной магнитной проницаемости металла экранов μ_a можно определить с помощью выражения:

$$z = \sqrt{\frac{[-\ln(\frac{1}{k_{экp}})]^2}{\omega \cdot \mu_a \cdot \mu_0 \cdot \gamma_{cp}}}, \quad (8)$$

где $k_{экp} = H_2(I)/H_1(I)$ – коэффициент экранирования металлической стенки.

Для определения условий обеспечения ЭМС на корпусах МПРЗ в соответствии с требованиями с позиции помехоустойчивости к нормируемым значениям напряженности МППЧ на уровне $H_{норм} = 100$ А/м и на уровне $H_{норм} = 30$ А/м согласно были выполнены расчеты значений суммарных напряженностей МППЧ для ячеек КРУ СЭЩ -63, КРУ СЭЩ – 61М и КРУС - 75.

Результаты расчетов напряженности МППЧ для ячеек распределительных устройств типа КРУ СЭЩ – 63, КРУ СЭЩ – 61М, КРУС - 75 и условия их допустимости на корпусах МПРЗ приведены в табл. 1.

Таблица 1

Напряженность МППЧ в корпусах КРУ 6(10) с учетом защитных экранов и условия их допустимости на корпусах МПРЗ

Характеристика экрана	R, м; H, А/м	КРУ СЭЩ-63, I _{ном} =1600А	КРУ СЭЩ-61М, I _{ном} =3150А	КРУС - 75 I _{ном} =1000А
Экран 1 z=2мм, μ=350, k _{экp} =4,7	R ₁ , м	0,271	0,271	0,271
	H ₁ , А/м	2857	5142	800
	R ₂ , м	0,273	0,273	0,273
	H ₂ , А/м	608	1094	310
Экран 2 z=2мм, μ=350, k _{экp} =4,7	R ₃ , м	0,403	0,403	-
	H ₃ , А/м	-	-	-
	R ₄ , м	0,405	0,405	-
	H ₄ , А/м	148	148	-
Корпус МПРЗ	R _{корп} , м	0,6	0,6	0,6
	H _{корп} , А/м	30	53,3	130
	Выполнение ЭМС по H _{норм} = 100 А/м	Вып.	Вып.	Не вып.
	Требуемый коэффициент k _{коэф}	-	-	1,3
	Выполнение ЭМС по H _{норм} = 30 А/м	Вып.	Не вып.	Не вып.
	Требуемый коэффициент k _{коэф}	-	1,78	4,33

Из табл. 1 следует, что нормируемые условия по напряженности МППЧ на корпусах МПРЗ не всегда выполняются, что требует для ряда ячеек КРУ или изменения положений трехфазных шин, или толщины и формы защитных экранов.

Выводы:

1. Разработана методика расчета напряженности МППЧ от проводников ограниченной длины различных сечений с учетом защитных экранов. Предложены рекомендации выбора толщины или магнитных характеристик защитных экранов для обеспечения заданных условий ЭМС.

2. Показано, что для КРУ СЭЩ - 63 условия ЭМС по напряженности МППЧ на корпусе МПРЗ выполняются, т.к. $H_k=30$ А/м.

3. Для соблюдения условий ЭМС по напряженности МППЧ для ячеек КРУ СЭЩ – 61М и КРУС – 75, необходимо увеличение толщины защитного экрана в 1,78 и 4,33 раза соответственно при установке микропроцессорных защит Сириус, что повлечет за собой увеличение металлоемкости конструкций КРУ 6(10) на 0,9% и 1,2 %.

Список литературы

- [1] Уилльямс Т. ЭМС для разработчиков продукции. Пер. с англ. Кармашев В.С. – М.: Издательский дом «Технологии», 2003.
- [2] Безменова Н.В., Салтыков В.М. Электромагнитные поля промышленной частоты в электрических сетях и распределительных установках. – М.: Машиностроение, 2011. – 206 с.
- [3] Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники. Электромагнитное поле. М., 2003.
- [4] Ббинс К., Лауренсон П. Анализ и расчет электрических и магнитных полей. М., Энергия, 1970. – с. 376.

Анализ применения азота в качестве средства защиты масляной системы в современных силовых трансформаторах

А.Ю. Андреев, А.В. Назарова, Л.М. Инаходова, А.А. Казанцев
ФГБОУ ВПО "Самарский государственный технический университет", Самара, Россия
E-mail: kudis94@yandex.ru

Аннотация -основными силовыми трансформаторами на напряжение 10(6) кВ в отечественных системах электроснабжения являются трансформаторы марок ТМ и ТМГ. В этих трансформаторах в качестве изоляционного материала и хладагента используется трансформаторное масло. Основной недостаток трансформатора марки ТМ состоит в том, что при длительной эксплуатации масло теряет свои диэлектрические свойства в связи с контактом с внешней атмосферой. Недостатком трансформатора марки ТМГ является слабость к механическим воздействиям ввиду тонкой стенки гофробака. Был произведён расчет технических характеристик силового распределительного трансформатора на напряжение 10(6) кВ в системе охлаждения которого, предусмотрена защита масла от окисления при помощи подушки из жидкого азота. Выполнен сравнительный технико-экономический анализ рассматриваемой конструкции с другими типами распределительных трансформаторов.

Ключевые слова: силовые трансформаторы, сухой азот, азотный слой, трансформаторное масло.

Analysis of using nitrogen as a means of protection of oil system in modern force transformers

A.Y. Andreev, A.V. Nazarova, L.M. Inahodova, A.A. Kazantzev
Samara State Technical University, Samara, Russian Federation
E-mail: kudis94@yandex.ru

Abstract

The main power transformers for the voltage 10 (6) kV of domestic power supply systems are transformers marks TM and TMG. In these transformers as insulation and refrigerant used transformer oil. The main drawback of the TM transformer is that during prolonged operation oil loses its insulating properties due to the contact with the external atmosphere. The disadvantage of TMG transformer is a weakness to mechanical stress due to the thin walls of the tank. Was produced the calculation of specifications of the power distribution transformer for the voltage 10 (6) kV in which the cooling system, provides protection oil from oxidation by cushions of liquid nitrogen. Was produced the comparative technical and economic analysis of this structure with other types of distribution transformers.

Key words: power transformers, dry nitrogen, nitric pillow, transformer oil.

1. ВВЕДЕНИЕ

Развитие свободного рынка электроэнергии во многих странах мира (большинство энергокомпаний в мире к настоящему времени являются частными) привело к усилению конкурентной борьбы между компаниями, производящими, передающими и распределяющими электроэнергию. Это привело к стремлению любыми возможными способами улучшить рентабельность производства и уменьшить затраты на эксплуатацию силового оборудования. Значительный парк силовых трансформаторов на напряжение 10(6) кВ в системах электроснабжения России составляют трансформаторы марки ТМ и ТМГ. Основной недостаток ТМ обусловлен взаимодействием в масляном баке трансформаторного масла с воздухом и дальнейшими его потерями изоляционных свойств. Недостаток трансформатора с герметичным исполнением масляного бака (ТМГ), состоит в том, что стенки бака имеют малую толщину (1-1,5мм), и, если сварное соединение, фланец или прокладка дают брешь в пространстве выше трансформаторного масла, возникнет тот же прямой контакт масла с внешней атмосферой^[1]. В трансформаторе марки ТМЗ предусмотрена защита масла от окисления при помощи подушки из жидкого азота, а также для компенсации температурных колебаний объёма масла. При этом у трансформаторов марки ТМЗ стенка бака

имеет толщину 3-4мм, у герметичных трансформаторов этот показатель составляет 1-1,5мм, что делает последних весьма уязвимыми для механических воздействий, в частности при транспортировке и монтаже^[2].

Полную информацию для сравнения ТМЗ и ТМГ даёт динамическая анализ с помощью компьютерных экспериментов и данных из эксплуатации. Поэтому для компьютерных экспериментов были выбраны трансформаторы мощностью 630 кВА различного исполнения: ТМГ и ТМЗ.

Таблица 1. ПАСПОРТНЫЕ ДАННЫЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Номинальная мощность, кВА	630	630
Тип трансформатора	ТМЗ	ТМГ
Напряжение ВН трансформатора, кВ	10	10
Напряжение НН трансформатора, кВ	0,4	0,4
Потери ХХ, Вт	1250	1200
Потери КЗ, Вт	7900	8400
Напряжение КЗ, %	5,5	5,5
Ток ХХ, %	1,7	0,5

Сравнительный анализ основных паспортных величин трансформаторов с применением сухого азота в трансформаторном масле (ТМЗ) и без сухого азота в герметичном исполнении (ТМГ) показал небольшое, но заметное преимущество первого. Для примера

представлена таблица 1 с указанием паспортных данных трансформаторов типов ТМЗ и ТМГ.

II. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Далее был использован фрагмент сети 10/0,4 кВ, представленный на рис. 2, в котором смоделирована установка ТМГ и ТМЗ в качестве трансформатора Т1.

Основой компьютерных экспериментов является определение потерь активной мощности в зависимости от коэффициента загрузки трансформатора по известной формуле:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{xc}} + \Delta P_{\text{кз}} \cdot k_z^2, \text{ где } k - \text{коэффициент загрузки}$$

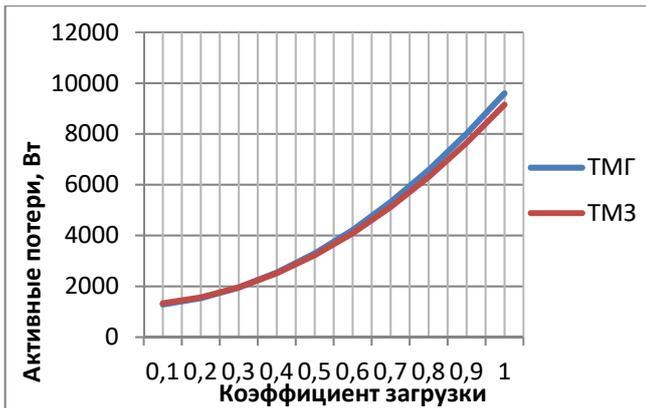


Рис.1. График суммарной эффективности трансформаторов ТМГ и ТМЗ мощностью в 630 кВА в зависимости от коэффициента загрузки.

По результатам расчётов, представленных на Рис.1 видно, что трансформатор ТМГ немного превосходит ТМЗ по потерям. Но разница активных потерь двух трансформаторов невелика, поскольку активная часть трансформаторов ТМГ и ТМЗ практически одинакова по конструкции. Необходимо провести анализ экономических показателей, доказывающих экономическую целесообразность использования трансформатора ТМЗ.

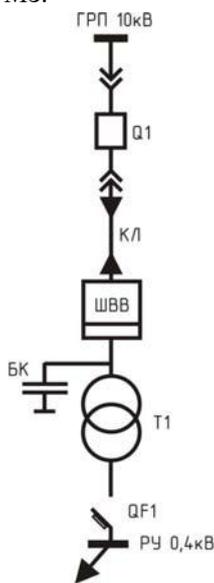


Рис.2. Фрагмент сети 10/0,4 кВ

Цена на трансформатор марки ТМГ-630/10 составляет **318000 руб.**, а на трансформатор марки ТМЗ-630/10-**326100 руб.** За жизненный цикл трансформатор ТМГ, в среднем, проходит один капитальный ремонт, в перечень работ которого входит замена или сушка масла, стоимость такого ремонта на сегодняшний день составляет **от 100 до 200 тыс. руб.** Таким образом, трансформатор ТМЗ превосходит ТМГ по минимальным активным потерям и затрат на обслуживание.

III. ВЫВОДЫ

- 1) Трансформатор марки ТМЗ требует меньших экономических затрат на эксплуатацию в течении всего жизненного цикла. Ввиду того, что масло в баке не взаимодействует с воздухом, изоляция подвергается гораздо меньшему старению и, как следствие, все это приводит к сведению затрат на маслохозяйство к минимуму.
- 2) В трансформаторах типа ТМЗ при хранении и эксплуатации необходимо систематически контролировать обязательное наличие избыточного давления азота (необходимо его подкачивать даже при наличии полной герметизации), так как возможно снижение давления азота за счёт поглощения его маслом.
- 3) В герметичных масляных трансформаторах типа ТМГ полностью отсутствует контакт масла с окружающей средой, но ввиду тонкой стенки масляного бака трансформатор этого типа уязвим для механических воздействий.

Список литературы

- [1]. Гольдштейн В.Г., Инаходова Л.М., Казанцев А.А. О проблемах энергосбережения и повышения энергоэффективности при применении современных силовых трансформаторов. Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – Новочеркасск, №5 2014: Изд. «ЮРГПУ (НПИ)», – С. 107-111.
- [2]. Гольдштейн В.Г., Инаходова Л.М., Казанцев А.А., Молочников Е.Н. Анализ эксплуатационных свойств трансформаторов с сердечниками из аморфных материалов и защита их с помощью нелинейных ограничителей перенапряжений. Вестник СамГТУ. Серия "Техн. науки". – Самара, №4 (40). 2013 г. с. 149-157.

Применение управляемого устройства продольной компенсации с целью повышения выдачи мощности Саяно-Шушенской ГЭС

А.А.Комухов; М.С.Кустикова; А.А.Мартirosян; И.А.Москвин.
Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина
г. Иваново, РФ

E-mail: komuhov@mail.ru, mashenka_2525@mail.ru, moskvin_ilya@mail.ru, martirosian_a@rambler.ru

Аннотация — В программном комплексе MATLAB создана математическая модель участка электрической сети. Исследовано влияние устройства продольной компенсации с тиристорным управлением на статическую и динамическую устойчивость электроэнергетической системы.

Ключевые слова — устройство продольной компенсации с тиристорным управлением; математическая модель; устойчивость

Influence of the operated device of series compensation on mode parameters

Aleksandr Komuhov; Maria Kustikova; Akop Martirosjan; Il'ja Moskvina.

Ivanovo State Power Engineering University
Ivanovo, RF

E-mail: komuhov@mail.ru, mashenka_2525@mail.ru, martirosian_a@rambler.ru, pavelf93@yandex.ru

Abstract — The mathematical model of an electric-power grid has been created in MATLAB. The influence of thyristor controlled series capacitors on static and dynamical stability of electric-power system was researched.

Keywords — thyristor controlled series capacitors; mathematical model; stability

В последние годы на фоне роста потребления электроэнергии в России наблюдается отставание ввода новых генерирующих мощностей. В связи с этим все больше региональных энергосистем становятся дефицитными. Для обеспечения надежности работы ЕЭС России и электроснабжения потребителей необходимо развитие электрических сетей, передающих мощность из избыточных регионов в дефицитные.

Наиболее явно выраженным избыточным регионом является южная часть ОЭС Сибири, где сосредоточены сразу несколько крупных электростанций, среди которых самая мощная электрическая станция России – Саяно-Шушенская ГЭС (СШ ГЭС) с установленной мощностью 6400 Мвт. Мощность от Саяно-Шушенской ГЭС выдается в сеть по четырем воздушным линиям 500 кВ, две из которых имеют небольшую длину 30,9 км и идут до подстанции 500 кВ «Означенное». Две другие ЛЭП идут до подстанции 500 кВ «Новокузнецкая» и имеют длину 450 км. Пропускная способность этих двух протяженных линий электропередачи ведет к ограничению максимальной выдаваемой мощности станции. В связи с этим установленная мощность крупнейшей в стране станции в полной мере не используется.

В качестве мероприятия, направленного на увеличение пропускной способности линий 500 кВ Саяно-Шушенская – Новокузнецкая, в данной работе было рассмотрено применение управляемой продольной емкостной компенсации (УПК) в середине этих ЛЭП.

Для оценки эффективности предложенного мероприятия выполнено математическое моделирование участка рассматриваемой сети (Рис. 1) в программном комплексе MATLAB с использованием графической среды Simulink.

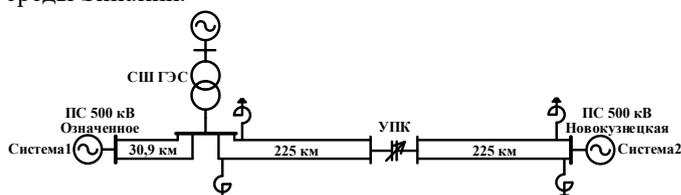


Рис. 1. – Схема исследуемого участка сети

Модель участка состоит из эквивалентного генератора, эквивалентного трансформатора, воздушных линий электропередачи 500 кВ СШ ГЭС – Новокузнецкая и СШ ГЭС – Означенное, шунтирующих реакторов, управляемого устройства продольной компенсации, двух эквивалентных систем (Рис. 2).

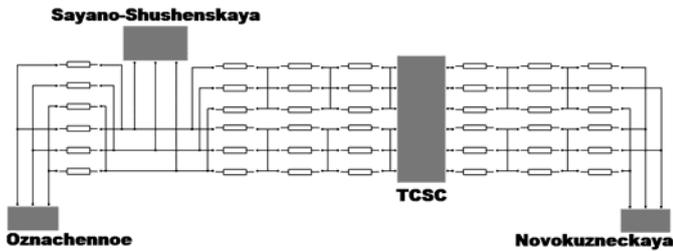


Рис. 2. – Модель исследуемого участка сети

Генератор смоделирован на основе уравнений Горева-Парка и представляет собой эквивалент десяти гидрогенераторов СВФ-1285/275-42, установленных на ГЭС. Модель генератора учитывает наличие тиристорной системой возбуждения, параметры которой приближены к реальным. Данная модель позволяет наиболее точно моделировать электромеханические переходные процессы. Модель трансформатора является эквивалентом пяти групп однофазных трансформаторов ОРЦ-533000/500. Линии электропередачи представлены моделями ЛЭП с распределенными параметрами. Модели эквивалентных систем представляют собой трехфазный источник напряжения с сопротивлениями прямой и нулевой последовательности, характеризующими внешнюю сеть. Сопротивления определены по значениям токов короткого замыкания на подстанциях «Новокузнецкая» и «Означенное» и в отходящих от них ЛЭП.

Устройство управляемой продольной компенсации установлено в каждую фазу. Параметры устройства подобраны таким образом, чтобы степень компенсации индуктивного сопротивления ВЛ СШ ГЭС – Новокузнецкая изменялась от 30% до 50%. Под степенью компенсации понимается отношение сопротивления УПК к сопротивлению линии. Суммарная мощность устройства для двух линий составляет 1010 МВА. Схема устройства представляет собой конденсаторную батарею емкостью 80 мкСм, включенную последовательно в ЛЭП и тиристорно-реакторную группу, включенную параллельно конденсаторной батарее (Рис. 3). Индуктивность тиристорно-реакторной группы составляет 300 мГн, сопротивление тиристоров в проводящем состоянии составляет 1 мОм.

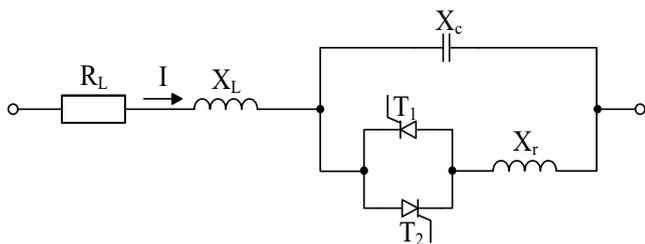


Рис. 3. – Принципиальная схема устройства продольной компенсации с тиристорным управлением

Изменение эквивалентного сопротивления устройства происходит за счет изменения угла отпирания тиристорov. Закон регулирования подобран таким образом, чтобы степень компенсации увеличивалась при увеличении тока в линии (Рис. 4).

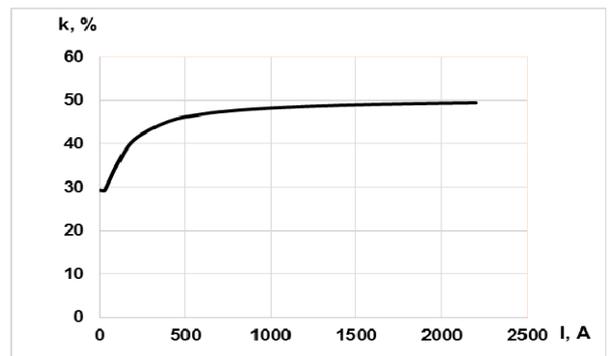


Рис. 4. – Зависимость степени компенсации индуктивного сопротивления ЛЭП от протекающего по линии тока

Для улучшения демпфирования колебаний режимных параметров, возникающих при различных возмущениях, осуществляется регулирование по первой и второй производным частоты (Рис. 5).

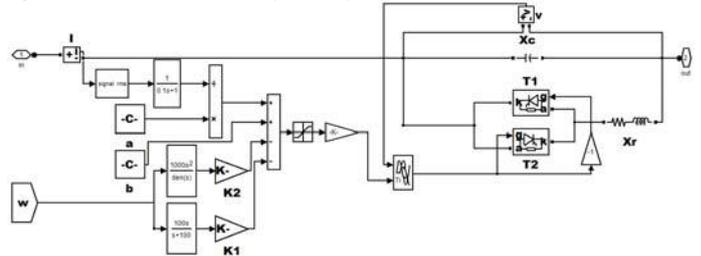


Рис. 5. – Модель устройства продольной компенсации с тиристорным управлением

Для проверки правильной работы модели были рассчитаны токи коротких замыканий на шинах подстанций «Означенное» и «Новокузнецкая» и сравнены с реальными. Различие в результатах составило менее 1%.

Согласно методическим указаниям по устойчивости максимально допустимый переток определяется:

- 1) условием обеспечения статической устойчивости;
- 2) условием отсутствия токовой перегрузки сетевых элементов;
- 3) условием обеспечения динамической устойчивости.

С использованием составленной модели участка сети было произведено утяжеление режима по активной мощности генерации Саяно-Шушенской ГЭС. Полученные при утяжелении угловые характеристики мощности линий электропередачи СШ ГЭС – Новокузнецкая изображены на Рис. 6.

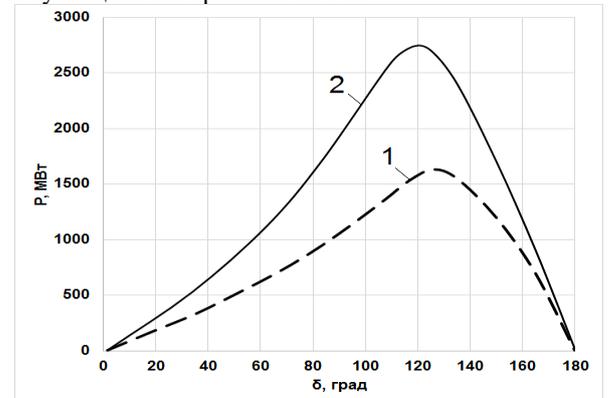


Рис. 6. – Угловые характеристики мощности связи 500 кВ СШ ГЭС – Новокузнецкая: 1 – без УПК; 2 – с УПК

Из рисунка следует, что при наличии УПК пропускная способность ЛЭП увеличивается на 1010 МВт. При использовании продольной компенсации распределение мощности в линиях значительно меняется в сторону увеличения перетока по протяженным ЛЭП. В связи с этим повышение максимальной выдаваемой мощности станции по условию сохранения статической устойчивости незначительно. С учетом нормативного коэффициента запаса статической аperiodической устойчивости максимальное значение генерируемой мощности составляет: 6974 МВт – для существующей схемы, 7082 – для схемы с продольной компенсацией на линиях.

При максимальной нагрузке станции (6400 МВт) по каждой линии 500 кВ СШ ГЭС – Означенное протекает ток 3380 А, что больше длительно допустимого (2835 А). Максимальная генерация СШ ГЭС по условию отсутствия токовой перегрузки составляет 5375 МВт. При наличии УПК происходит перераспределение потоков активной мощности по отходящим от ГЭС линиям. При максимальной нагрузке станции ток, протекающий по коротким линиям, снижается до длительно допустимого.

При определении предела по динамической устойчивости в качестве нормативного возмущения было рассмотрено однофазное короткое замыкание на линии 500 кВ СШ ГЭС – Новокузнецкая вблизи шин станции. Отключение линии происходит через 0,34 секунды после возникновения КЗ действием УРОВ при отказе одного выключателя. Автоматика отключения генераторов срабатывает через 0,1 секунды после возникновения короткого замыкания. Предельная генерируемая мощность станции в доаварийном режиме, при которой после возмущения не нарушается синхронизм, составляет 5150 МВт. На Рис. 7 показано изменение передаваемой от ГЭС мощности при возникновении КЗ.

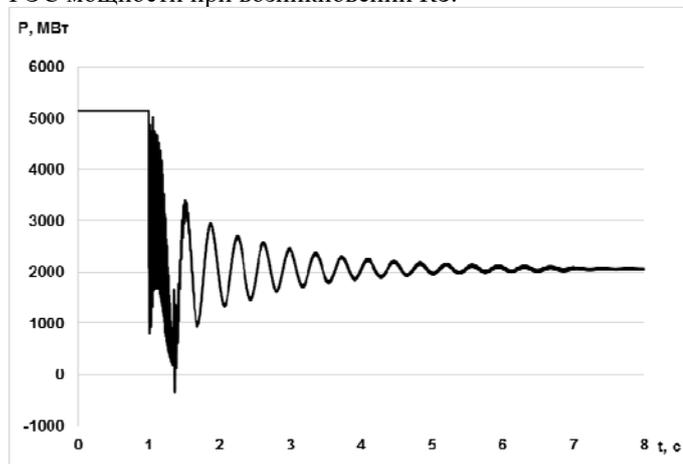


Рис. 7. – Переходный процесс при возникновении КЗ в схеме без УПК

При наличии управляемой продольной компенсации на линиях вся установленная мощность станции может быть выдана в сеть. График, иллюстрирующий переходный процесс при коротком замыкании для случая с УПК, показан на Рис. 8.

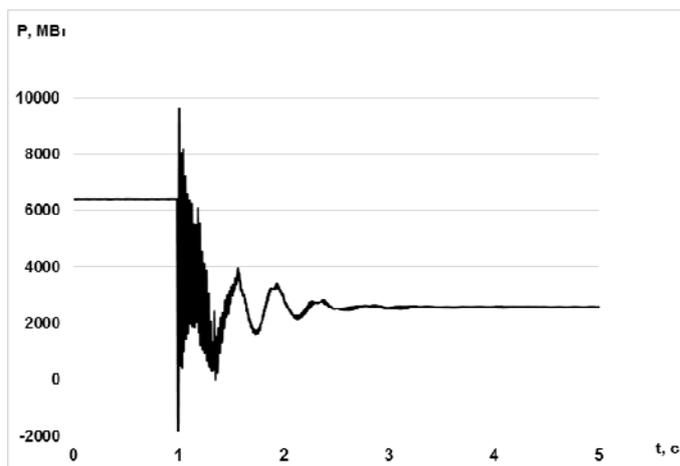


Рис. 8. – Переходный процесс при возникновении КЗ в схеме с УПК

Максимальная мощность, которую может выдавать в сеть Саяно-Шушенская ГЭС по условию выполнения всех критериев, составляет 5150 МВт. Ограничивающим фактором является низкий предел динамической устойчивости. При наличии управляемого устройства продольной компенсации на линии вся установленная мощность станции может быть выдана в сеть.

Ток электродинамической стойкости выключателей на Саяно-Шушенской ГЭС составляет 128 кА. Ударный ток короткого замыкания без УПК составляет 91 кА, при наличии УПК эта величина равна 99 кА. Существующее коммутационное оборудование способно отключать токи короткого замыкания при установленном УПК на линиях. Использование предложенной тиристорной системы управления устройства не вызывает сильного искажения напряжения сети. Гармонический анализ показал, что при использовании УПК значения показателей несинусоидальности напряжения на шинах подстанции «Новокузнецкая» не превышают нормально допустимых (Рис. 9). Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения составляет 0,85% при нормально допустимом значении 2%.

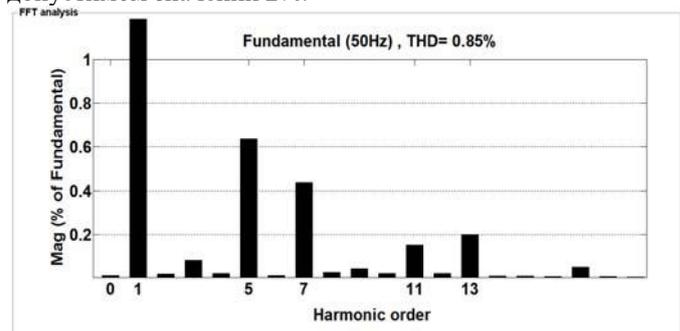


Рис. 9. – Гармонический анализ кривой напряжения на шинах ПС 500 кВ «Новокузнецкая»

Напряжение вдоль ВЛ 500 кВ СШ ГЭС – «Новокузнецкая» во всех режимах находится в допустимых пределах (Рис. 10). В режимах, близких к холостому ходу, необходимо подключение шунтирующих реакторов по концам ЛЭП.

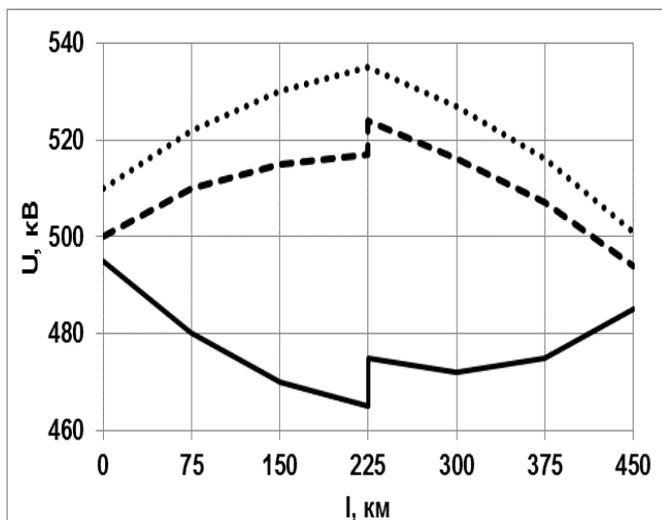


Рис. 10. – Диаграмма распределения напряжения вдоль ВЛ 500 кВ СШ ГЭС – «Новокузнецкая»:
1 – $P_{грэс}=6400$ МВт; 2 – $P_{грэс}=1200$ МВт; 3 – $P_{грэс}=0$ МВт

Для установки УПК планируется строительство переключательного пункта, распределительное устройство которого изображено на Рис. 11.

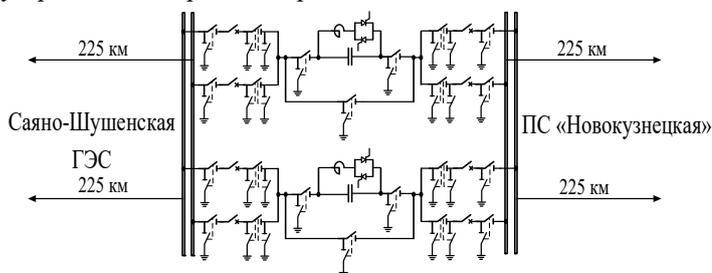


Рис. 11. – Схема распределительного устройства переключательного пункта

Данная схема обладает высокой ремонтпригодностью и является наиболее надежной (при повреждении любого элемента на подстанции связь ГЭС с системой не окажется нарушенной). Помимо этого, такая схема позволяет при повреждении на линии отключать не всю ЛЭП, а только ту ее половину, на которой возникло повреждение. Благодаря этому значительно повышается предел передаваемой мощности в ремонтных схемах.

Стоимость проекта по внедрению устройства продольной компенсации составляет 5 миллиардов рублей. В эту сумму входят стоимость строительства переключательного пункта, на котором устанавливается УПК (19,1%), стоимость выключателей (25,3%), стоимость УПК (55,6%).

Альтернативным мероприятием по увеличению максимальной выдаваемой мощности Саяно-Шушенской ГЭС является строительство дополнительной ЛЭП 500 кВ СШ ГЭС – Новокузнецкая. Стоимость строительства составит 8,9 миллиардов рублей. В эту сумму входят стоимость строительства самой линии электропередачи (80,4%), стоимость выключателей (10,9%), стоимость шунтирующих реакторов по концам ЛЭП (5,8%), стоимость реконструкции распределительных устройств на СШ ГЭС и на ПС 500 кВ «Новокузнецкая» (2,9%).

Источником окупаемости проекта по внедрению продольной компенсации является увеличение продаваемой электроэнергии на Саяно-Шушенской ГЭС.

В среднем чистый доход от продажи одного МВт*ч энергии на станции составляет 1000 рублей. Максимальная загрузка станции возможна только в течение 50 дней в году. При достигнутом увеличении выдачи мощности на 1250 МВт срок окупаемости проекта составляет 3,5 года.

Таким образом, установка управляемой продольной компенсации в середине двух параллельных линий электропередачи 500 кВ СШ ГЭС – Новокузнецкая решит проблему ограничения выдачи мощности Саяно-Шушенской ГЭС. При этом данное мероприятие не окажет негативного влияния на параметры режима сети и будет экономически эффективным.

Список литературы

- [1] Голов В.П., Мартиросян А.А. Влияние законов регулирования устройств продольной компенсации на устойчивость электроэнергетической системы // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. 2003. Выпуск 5. С. 41-44.
- [2] Комухов А.А., Фирстов П.Е., Нечаев Е.В., Мартиросян А.А., Москвин И.А. Устройство продольной компенсации с тиристорным управлением // ВЕСТНИК РНКСИГРЭ. – 2014. – Вып. 4. – С. 110 – 115.
- [3] Голов В.П., Мартиросян А.А., Москвин И.А. Расчет характеристик установившихся режимов электроэнергетической системы с регулируемым устройством продольной компенсации // Вестник ИГЭУ. – 2012. – Вып. 6. – С. 18–22.
- [4] Мартиросян А.А. Повышение устойчивости электроэнергетических систем с применением регулируемой продольной компенсации: дис. канд. техн. наук. – Иваново, 2009. – 146 с.
- [5] Электрические системы. Т. 1. Математические задачи электроэнергетики: учеб. пособие для вузов / под ред. В.А. Веникова. – М.: Высш. шк., 1970. – 336 с.
- [6] ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения. – Москва: Стандартинформ, 2012. – 20 с.

Исследование диагностических параметров опорных изоляторов комплектных экранированных генераторных токопроводов

Д.А. Ивановский
АО «СО ЕЭС»
Москва, Россия
E-mail: ivanovskiy-da@cdu.so

Аннотация – Аварийные отказы комплектных экранированных генераторных токопроводов, как правило, приводят к останову блока электростанции. Основной причиной отказов является повреждение опорной изоляции фаз токопровода. Существующие способы поиска поврежденной изоляции, применяемые в комплексе противоаварийных работ, достаточно трудоемки и требуют значительных временных затрат, а применение аппаратуры, предназначенной для поиска повреждений в воздушных и кабельных линиях, неэффективно вследствие особенностей конструкции и повреждений. Также отсутствует специализированная аппаратура, позволяющая вести мониторинг опорной изоляции при эксплуатации токопроводов. Данное обстоятельство требует дополнительных исследований диагностических параметров опорной изоляции для разработки новых методов и средств выявления поврежденных изоляторов комплектных экранированных генераторных токопроводов.

В ходе исследований проведены теоретические и экспериментальные исследования электрофизических процессов, протекающих при ухудшении изоляционных свойств опорных изоляторов комплектных генераторных токопроводов. Выполнен расчет характеристик (R ; C ; $tg\delta$) опорной изоляции. Проведено сравнение расчетных и экспериментальных значений указанных характеристик. На основании проведенных экспериментов и расчетов локальных параметров дефектных изоляторов определены наиболее информативные диагностические параметры. Выявлены физические проявления ухудшения изоляционных свойств опорной изоляции комплектных токопроводов. Даны предложения по совершенствованию существующих методов и технических средств выявления поврежденных опорных изоляторов. Предложенные методы позволят сократить трудозатраты на локализацию поврежденных опорных изоляторов, а также существенно снизить вероятность отказа токопровода при эксплуатации.

Ключевые слова: диагностика опорной изоляции токопроводов, диагностика токопроводов, мониторинг опорной изоляции токопроводов, поиск повреждения опорной изоляции токопроводов.

Identification of statistical properties of random errors accompanying steady-state synchronized current and voltage phasor measurements

Dmitry Ivanovsky
Joint Stock Company «System Operator of the United Power System»
Moscow, Russia
E-mail: ivanovskiy-da@cdu.so

Abstract – Emergency outages of prefabricated isolated generator current leads (PIGCL) frequently end up with an outage of the whole generating unit. In the vast majority of cases an origin of outage appears as insulation failure. Insulation failure locating activities, currently carrying out as a part of emergency provisions at power plants, are cumbersome and time-consuming. Respective technical measures, designed for overhead lines and underground cable lines, cannot be implemented directly here due to distinctive construction features of PIGCL and insulation failure characteristics. As by now there has been no technical measure, specifically designed for insulation-state monitoring of PIGCL. As an initial stage of overcoming the established issue, the research of insulation diagnostic parameters, inherent for PIGCL, should be conducted.

Literature research and measures of electrophysical processes, rising while insulation properties degrading, calculations of characteristic (R ; C ; $tg\delta$) are conducted. Relative comparison of evaluated and real values of abovementioned characteristics is depicted. Based on conducted tests and calculations of damaged insulators' local parameters, several most informative are allocated. Physical developing processes, lined up with insulation degrading, are highlighted, and suggestions in terms of corresponding guides and technical measures enhancement are provided. Suggested methods lead to manpower reduction and lowering the probability of insulation failure.

Keywords: current lead's post insulator diagnosing, prefabricated isolated generator current lead diagnosing, post insulator monitoring, failure location at current lead's post insulators.

I. ВВЕДЕНИЕ

Опыт эксплуатации показывает, что срок надежной работы опорного фарфорового изолятора не превышает 15-20 лет, после чего требуется его замена, так как дальнейшее снижение механической и электрической прочности фарфора приводит к повреждению изолятора [1].

Изменение свойств опорной изоляции в процессе эксплуатации оборудования и ее разрушение является результатом комплексного воздействия электрического поля, температуры, увлажнения, вибрации, химически агрессивных продуктов. При этом интенсивность воздействия каждого фактора может быть различной и в зависимости от этого могут изменяться в худшую сторону свойства изоляции [2].

Основными видами повреждений изоляторов комплектных генераторных токопроводов являются перекрытия изоляторов из-за их загрязнения, пробой изоляторов из-за нарушения изоляционной части, перекрытия вследствие заводских механических дефектов опорных изоляторов.

Этим повреждениям способствуют скрытые дефекты изоляторов, наличие влаги в окружающей среде и попадание ее в армировку изолятора, перегрев изоляторов, загрязнение окружающего воздуха различными химическими веществами, по которым происходит поверхностное перекрытие.

При этом, в соответствии с Объемом и нормами испытаний оборудования, проводятся следующие виды испытаний смонтированных токопроводов [3]:

- измерение сопротивления изоляции;
- испытание изоляции токопровода повышенным напряжением промышленной частоты.

Вышеуказанные методы испытаний зачастую не дают полного отображения актуального состояния опорного изолятора генераторного токопровода и, как следствие, грозят дальнейшим отказом оборудования.

Существующие требования к работе электростанций на оптовом рынке электроэнергии и мощности, отсутствие достаточного количества специализированной диагностической аппаратуры и квалифицированного ремонтного персонала требуют проведения дополнительных исследований в области диагностических параметров опорных изоляторов и изменения подходов к видам испытаний токопроводов.

II. ПРИЧИНЫ ОТКАЗОВ ОПОРНЫХ ИЗОЛЯТОРОВ КОМПЛЕКТНЫХ ТОКОПРОВОДОВ

Одним из самых распространенных отказов опорных изоляторов является поверхностных пробой, вследствие загрязненности изолятора. При этом загрязнение в сухом состоянии не снижает его разрядное напряжение, а непосредственно пробой наступает в случае увлажнения поверхности изолятора вследствие резкого перепада температур, выпадения осадков либо других случаев увеличения влажности окружающей среды (табл. I).

Механизм пробоя загрязненной изоляции выглядит следующим образом. По увлажненному слою загрязнения изолятора под действием рабочего напряжения проходит ток утечки, нагревающий его. При этом плотность тока утечки неодинакова на отдельных участках изолятора вследствие неравномерности распределения поверхностного загрязнения сложной конфигурации его

поверхности. На участках изолятора, где плотность тока наибольшая, происходит испарение влаги с образованием подсушенных участков с повышенным сопротивлением, что приводит к перераспределению напряжения по поверхности изолятора. Почти все напряжение, воздействующее на изоляцию, оказывается приложенным к этим участкам. В результате они перекрываются искровыми каналами, называемыми частичными перемежающимися дугами. Так как сопротивление искрового канала меньше сопротивления подсушенного участка поверхности изолятора, то ток утечки возрастает. Увеличение тока утечки приводит к дальнейшему подсушиванию слоя и к возрастанию его сопротивления.

Таблица I. СВЕДЕНИЯ ОБ ОТКАЗАХ ОПОРНЫХ ИЗОЛЯТОРОВ ТОКОПРОВОДОВ

Электростанция	Тип изолятора	Число перекрытых изоляторов	Условия во время перекрытия
Рязанская ГРЭС	ОФР-20-750	1	Перепад температуры воздуха
Рязанская ГРЭС	ОФР-20-750	2	Два дня сильный дождь, + 18°C
Зайнская ГРЭС	ОФР-20	2	Мокрый снег дождь
Нижевэнерго	ОФР-20-500	1	Перепад температуры воздуха
Ставропольская ГРЭС	ОФР-20-750	1	Перепад температуры воздуха и выпадение осадков ночью
Ивановская ТЭС	ИОР-10-7	2	Снег с дождем, 0°C, 100 % влажность
	ИОР-10-7	7	Дождь

Интенсивное подсушивание поверхности изолятора приводит к удлинению дуг, к снижению тока утечки, а увеличение их длины к росту сопротивления. Если же будет происходить уменьшение тока утечки, то дуги погаснут. Соответственно, при росте тока утечки изолятор будет перекрыт.

Вторым характерным случаем отказа опорного изолятора является разрушение вследствие воздействия частичных разрядов [2].

Опорные изоляторы комплектных экранированных токопроводов, в силу особенностей механических свойств и наличия механических напряжений, особенно подвержены нарушениям поверхности (сколам, трещинам и т.п.). Включения в виде сфер и отслоений диэлектрика, а также наличие микротрещин, как правило, образуются в процессе изготовления изоляции и длительной эксплуатации. Несмотря на то, что объем опорного изолятора, в котором развивается частичный разряд, очень мал, энергия, выделяемая при единичном разряде достаточна, что бы начался процесс его разрушения (рис. 1). При образовании разряда его энергия (в процентном соотношении) тратится на работу по расширению канала разряда (до 20%), на потери нерезонансного излучения (до

15%), на теплоотвод (до 5%) и на ионизацию (до 3%). При этом температура в канале разряда может достигать порядка 700 – 1000 К [4].

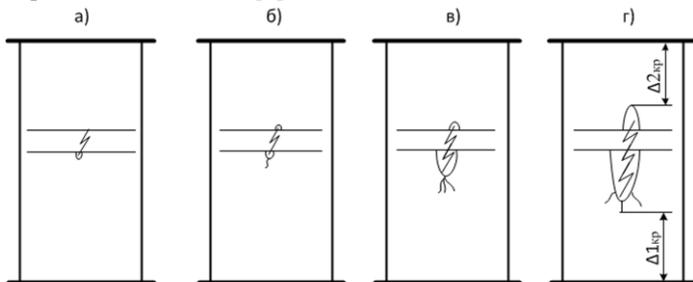


Рис. 1. Последовательные стадии разрушения однородной изоляции до состояния, предшествующего пробоем изоляционного промежутка: а) – образование углубления на поверхности в результате эрозии; б) – формирование (полу)проводящих следов на поверхности углубления; в) – возникновение древовидных каналов разряда; г) – интенсивное разрушение диэлектрика.

Если рассматривать эквивалентную схему диэлектрика емкостью C_x , то ее можно представить тремя емкостями (рис. 2): C_B - емкостью газового включения; C_D - емкостью элемента диэлектрика, включенного последовательно с первым; C_A - емкостью остальной части диэлектрика, лишенной включений. Соответственно:

$$C_x = C_a + \frac{C_B \cdot C_D}{C_B + C_D} \quad (1)$$

Возникновение частичного разряда произойдет в том случае, когда напряжение на включении емкость C_B достигнет пробивного значения U_{B3} - напряжения зажигания разряда во включении.

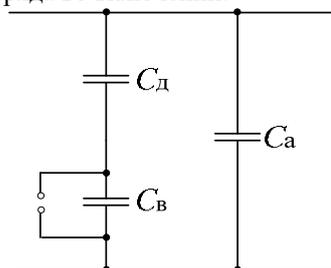


Рис. 2. Эквивалентная схема при рассмотрении частичного разряда в изоляторе.

Напряженность во включении E_B связана с напряженностью в остальной части диэлектрика E_D следующим соотношением:

$$\frac{E_B}{E_D} = \frac{\epsilon_B}{\epsilon_D} \quad (2)$$

где ϵ_B - диэлектрическая проницаемость включения; ϵ_D - диэлектрическая проницаемость диэлектрика.

В газообразном включении напряженность во включении превышает напряженность в диэлектрике: так как $\epsilon_B \gg \epsilon_D$, то $E_B \gg E_D$.

Если существуют условия превышения напряженности во включении E_B электрической прочности диэлектрика включения $E_{пр}$, $E_B > E_{пр}$, разряды будут постепенно разрушать диэлектрик, последовательно стадии а) – в), до тех пор, пока электрическая прочность остаточной толщины изоляционного промежутка $\Delta_n = \Delta - (\Delta_{1кр} + \Delta_{2кр})$ станет меньше или равной воздействующей на изоляционный промежуток напряженности (рис. 1). После

этого происходит пробой всего изоляционного промежутка.

Еще одним случаем отказа опорного изолятора является тепловой электрический пробой, развитие которого происходит вследствие роста $tg\delta$, увеличением мощности потерь и локального перегрева изолятора.

Для определения зависимости между увеличением $tg\delta$ и мощностью потерь в изоляторе, представим изолятор, как для электрический конденсатор с потерями (рис. 3).

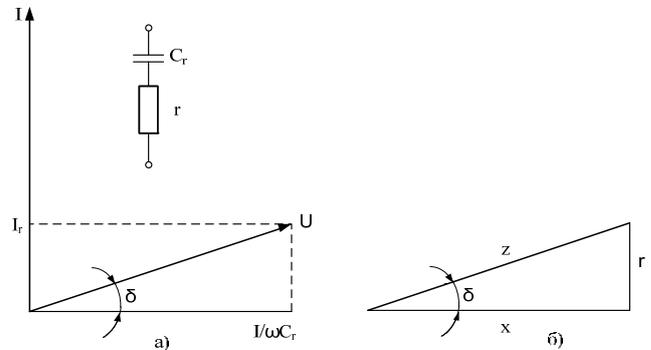


Рис. 3. Последовательная схема замещения электрического конденсатора с потерями.

При последовательном соединении C_r и r (рис. 3):

$$Z = r + jx_c \quad (3)$$

Тангенс угла диэлектрических потерь:

$$tg\delta = r \cdot \omega \cdot C_r \quad (4)$$

Активная мощность:

$$P_a = \frac{U^2 \cdot r}{Z^2} \quad (5)$$

Выражая r через $tg\delta$, из (4) находим:

$$P_a = \frac{U^2 \cdot \omega \cdot C_r \cdot tg\delta}{(1 + tg^2\delta)} \quad (6)$$

Соответственно, с увеличением $tg\delta$, увеличиваются потери в изоляторе, что приводит к росту активной мощности, выделяющаяся в диэлектрике и нагреву изолятора. Перегрев отдельных опорных изоляторов подтвержден соответствующей термограммой (рис. 4).



Рис. 4. Локальный перегрев опорного изолятора токопровода.

III. РАСЧЕТ ХАРАКТЕРИСТИК ОПОРНОЙ ИЗОЛЯЦИИ

Емкостное сопротивление переменному току зависит от его емкости и частоты тока. Это сопротивление конденсатора можно с достаточной точностью определить по следующей формуле:

$$R_c = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_r} \quad (7)$$

где R_c - емкостное сопротивление, Ом; f - частота тока, Гц; C - емкость конденсатора.

Снижение пробивного напряжения обычно происходит вследствие увеличения тока утечки (рис. 6):

$$I_{ym} = U_{np} \cdot \left(\frac{1}{R_n} + j \cdot \omega \cdot C_0 \right) \quad (8)$$

где R_n - емкостное сопротивление поверхностного слоя.

Уменьшение сопротивления действует аналогично уменьшению емкостного сопротивления, т.е. увеличивается проводимость диэлектрика, а вследствие этого увеличивается величина токов утечки через изолятор.

Собственная емкость изолятора определяется, как емкость конденсатора с плоскими дисками [5]:

$$C_r = 8.85 \cdot 10^{-14} \cdot \varepsilon_r \cdot \left[\pi \cdot \frac{r}{l_\phi} + \ln \left(50.3 \cdot \frac{r}{l_\phi} - 1 \right) - 1 \right] \quad (9)$$

где $r = 0.4 \cdot \sqrt{S_1 + S_2}$ - радиус фланца изолятора, м; S_1 - площадь поверхности фланца, охватывающей фарфор, м²; S_2 - площадь поверхности фланца, охватывающей штырь, м²; l_ϕ - средняя толщина фарфора между фланцем и штырем, м; $\varepsilon_r = 5.0 \div 6.5$ - относительная диэлектрическая проницаемость фарфора.

Тангенс угла диэлектрических потерь определен по формуле 4. При этом, температурная зависимость диэлектрической проницаемости и потерь, взаимно связана друг с другом.

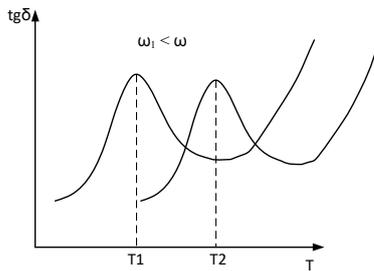


Рис. 5. Зависимость $\text{tg}\delta$ от температуры в диэлектрике.

При экспериментальных исследованиях во многих диэлектриках на характер кривых $\text{tg}\delta(T)$ существенно влияет проводимость. Влияние проводимости в особенности заметно при низких частотах и высоких температурах. Увеличение температуры приводит к тепловому пробую изолятора.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе эксплуатации характеристики (R ; C ; $\text{tg}\delta$) изоляции изменяются с течением времени, что позволяет выявлять новые диагностические параметры опорной изоляции такие как, частичные разряды и локальный перегрев. Целесообразно использовать данные параметры на стадии приемки либо в процессе эксплуатации

опорной изоляции, чтобы тем самым повысить вероятность выявления дефекта на ранней стадии.

В случаях поверхностных пробоев опорной изоляции положительный эффект дает внедрение грязеустойких изоляторов с переменным вылетом ребер.

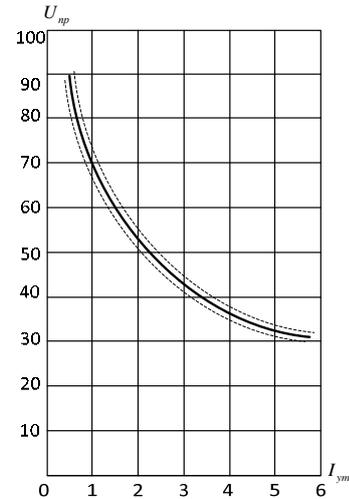


Рис. 6. Зависимость разрядных напряжений от тока утечки опорного изолятора (пунктиром указаны доверительные интервалы).

Также в последнее время в отечественной электроэнергетике ведется активное внедрение полимерной изоляции, в том числе и опорной. Существующие способы испытания фарфоровой изоляции зачастую не применимы для полимерной, что требует проведения дополнительных исследований в этой области.

Учитывая вышесказанное, возникает необходимость внесения изменений в Объем и нормы испытаний электрооборудования, в части новых методов оценки состояния опорной изоляции комплектных экранированных генераторных токопроводов.

Список литературы

- [1] Ивановский Д.А. Проблема диагностирования опорных изоляторов генераторных токопроводов. Кибернетика энергетических систем: материалы Всероссийской научной молодежной конференции, г. Новочеркасск, 18-19 октября 2011г. / Юж.-Рос. гос. техн. ун-т (НПИ). – Новочеркасск: ЛИК, 2011. – 80 с.
- [2] РД34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. Утверждены Департаментом науки и техники РАО «ЕЭС России» от 08.05.1997 г.
- [3] Ивановский Д.А. Возникновение частичных разрядов в опорных изоляторах генераторных токопроводов. Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. IV междунар. науч.-техн. конф., Т.1, г. Новочеркасск, 14-18 октября 2013 г. / Мин-во образования и науки РФ, Юж.-Рос. гос. политехн. ун-т (НПИ) имени М.И. Платова. – Новочеркасск: Лик, 2013. – 610 с.
- [4] Вдовико В.П. Частичные разряды в диагностировании высоковольтного оборудования. - Новосибирск: Наука, 2007. - 155 с.
- [5] Чальян К.М. Методы расчета электромагнитных параметров токопроводов. Москва. – Энергоиздат. 1990 г.

Токи короткого замыкания в силовых трансформаторах инновационных конструкций

А.Ю. Андреев, М.А. Ветер, Л.М. Инаходова, А.А. Казанцев
ФГБОУ ВПО "Самарский государственный технический университет"
Самара, Россия
E-mail: kazantzev@63.ru

Аннотация — рассмотрены новые более совершенные и эффективные по сравнению с существующими, конструкции силовых трансформаторов для применения в распределительных электрических сетях и системах электроснабжения России. Выполнен расчет некоторых аварийных режимов в электрических сетях на напряжение 10 кВ и 20 кВ с использованием новых конструкций трансформаторов на схеме существующей электрической сети. Выполнен сравнительный анализ расчетных сопротивлений трансформаторов различной конструкции и токов короткого замыкания на шинах высокого и низкого напряжения. Констатируется необходимость решения проблем увеличения токов короткого замыкания при применении современных энергоэффективных конструкций силовых трансформаторов.

Ключевые слова — трансформатор, энергосбережение, короткое замыкание, потери, энергоэффективность, аморфные магнитные материалы, высокотемпературные сверхпроводниковые материалы

Short circuit currents in power transformers of innovative constructions

Alexey Andreev, M.A. Veter, Lolita Inahodova, Alexander Kazantzev
Samara State Technical University
Samara, Russian Federation
E-mail: kazantzev@63.ru

Abstract — we consider the new more advanced and efficient compared with existing designs of power transformers for applications in distribution networks and systems of Russian power. The calculation of some of the emergency operation in the networks of 10 kV and 20 kV with new designs of transformers in the scheme of the existing electrical network. A comparative analysis of the calculated resistance of transformers of various designs and short-circuit currents on the buses of high and low voltage. It is stated the need to address the problems of increasing short-circuit current in the application of modern energy-efficient designs of power transformers.

Keywords — transformer, energy-saving, short-circuit, loss of efficiency, amorphous magnetic materials, high-temperature superconducting material

1. ВВЕДЕНИЕ

Использование в современных электрических сетях и системах электроснабжения (ЭССЭ) устаревших конструкций трансформаторной техники не отвечает уровню теоретических научно-технических решений и практических технологических принципов современной электротехники, что, несомненно, тормозит технический прогресс в электроэнергетике. Это непосредственным образом отражается на реализации широко декларируемых положений об энергосбережении и энергоэффективности, как в потреблении, так и в процессах передачи и распределения электроэнергии [1, 2].

Потери электроэнергии ΔW в электроустановках ЭССЭ при передаче, распределении и потреблении

электроэнергии – это с точки зрения закона сохранения энергии неизбежные энергетические и экономические затраты на обеспечение физической сущности названных технологических процессов. Можно констатировать, что эти затраты, в частности, связанные с выделением тепла, за исключением его полезного использования, наносят вред, как самому электрооборудованию, так и окружающей среде.

Поэтому, несмотря на то, что проблема снижения суммарных потерь электрической мощности и энергии (ПЭМЭ) в электроэнергетике всегда была и есть в центре внимания эксплуатации, научных исследований, проектирования и конструирования новых электроустановок и процессов, можно констатировать ее

непреходящую актуальность и необходимость поиска новых решений.

II. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

В современных условиях потери электроэнергии и мощности можно существенно снизить применением в конструкциях силовых трансформаторов (СТ) следующих инновационных решений:

1. Использование эффекта сверхпроводимости (СП) низко- и высокотемпературной (НТСП, ВТСП) для кардинального уменьшения нагрузочных потерь в обмотках СТ [3,4].

2. Внедрение новых эффективных способов формирования основного магнитного потока СТ с помощью аморфных ферромагнитных материалов (АФМ) и перспективных бессердечниковых конструкций СТ для значительного (в 5-6 раз) снижения потерь холостого хода трансформатора [5,6].

3. Применение комбинированной конструкции, сочетающей в себе применение АФМ для производства магнитопровода, и материалы обладающие ВТСП эффектом для изготовления обмоток СТ [1].

Силовой трансформатор является наиболее ответственной и дорогостоящей электроустановкой в ЭССЭ, а применение новых материалов увеличивает его стоимость. Поэтому необходимо, чтобы этот элемент сети функционировал с высокой надёжностью и стабильностью. Согласно статистике, наиболее опасным возмущением, действующим на СТ считается протекание через него тока короткого замыкания (КЗ) СТ. Внутренние повреждения обмоток, связанные с изоляционными факторами и с недостаточной стойкостью обмоток при протекании токов КЗ являются самыми опасными с точки зрения длительности недоотпуска электроэнергии, финансовых потерь и возможности восстановления трансформаторного электрооборудования, т. е. его ремонтпригодности [7].

В данной работе проведено моделирование аварийного режима с расчетами токов КЗ на участке сети «Смышляевка-Тяговая» АО «Самарская сетевая компания» на напряжение 10кВ и 20кВ» (рис.1). Для расчёта токов КЗ использовались паспортные и расчетные характеристики СТ напряжением 10, 20 кВ. Значения характеристик для традиционных силовых трансформаторов (ТСТ) с магнитопроводом из электротехнической трансформаторной стали SiFe, и аморфных высокотемпературных сверхпроводниковых трансформаторов (АВТСТ) магнитопровод которых изготавливается из АФМ, а обмотки выполнены из материалов, обладающих ВТСП эффектом, приведены в таблице 1.

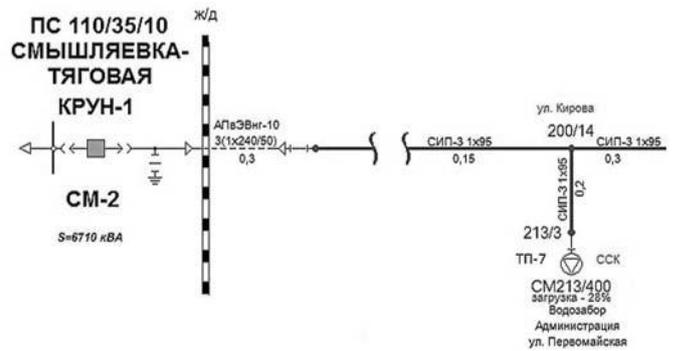


Рис.1 Участок схемы «Смышляевка-Тяговая» ЗАО «ССК»

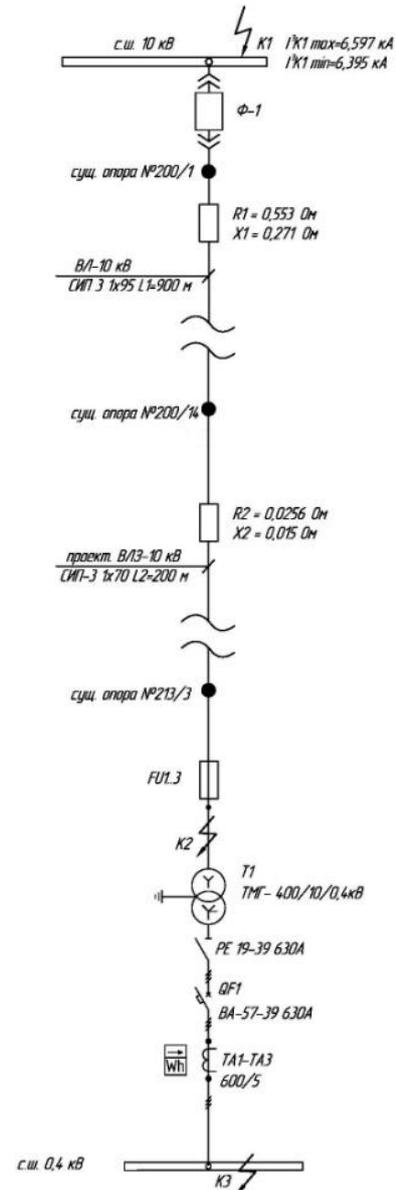


Рис.2 Схема замещения рассматриваемого участка сети

Таблица 1. Паспортные характеристики трансформаторов традиционной и инновационной конструкций

Тип тр-ра	U _{вн} , кВ	ΔU_{K3} , %	I_{K3} , %	ΔQ_{K3} , Вар	ΔP_{K3} , Вт
ТМ-400/10	10	4,5	1,8	18000	5500
АВТСТ-	10	1,75	0,18	7317,07	2235,77

400/10					
ТМ-400/20	20	5,36	1,63	19368,00	6127,00
АВТСТ-400/20	20	2,08	0,16	14774,34	2490,65

Для оценки токов КЗ, из схемы «Смышляевка-Тяговая» был взят участок магистральной линии Ф-2 выполненной проводом марки СИП-3 сечением 95мм² от опоры 200/1 до опоры 200/14 и отпайка от опоры 200/14 до ТП СМ213/400 также выполненной проводом марки СИП-3 сечением 95мм². Схема замещения с расчетными значениями при напряжении 10кВ представлена на рисунке 2. Значения токов КЗ на шинах ПС «Смышляевка-Тяговая» в точке К1 являлись исходными, на линии и на шинах 0,4кВ ТП СМ213/400 в точках К2 и К3 соответственно были рассчитаны для различных типов трансформаторов и величин напряжений.

Результаты расчетов токов КЗ на линии в точке К2 схемы замещения (рис.2) приведены в таблице 2.

Таблица 2. Расчётные токи КЗ в точке К2

Напряжение, кВ	I _к ,кА
10	5,2
20	5,4

Из таблицы видно, что при изменении напряжения с 10кВ на 20кВ ток КЗ на линии выполненной проводом марки СИП-3 сечением 95мм² увеличивается незначительно.

Расчет сопротивления трансформатора выполнялся по следующим выражениям:

$$r_{тр} = u_k U_{ном.тр.}^2 / S_{ном.тр.}^2;$$

$$z_{тр} = P_k U_{ном.тр.}^2 / (100 S_{ном.тр.});$$

$$x_{тр} = \sqrt{z_{тр}^2 - r_{тр}^2}$$

Результаты расчетов сопротивлений трансформаторов представлены в таблице 3.

Таблица 3. Расчётные сопротивления трансформаторов

Тип трансформатора	Z _{тр}	r _{тр}	x _{тр}
ТМ-400/10	12,4	3,7	11,8
АВТСТ-400/10	4,8	1,5	4,6
ТМ-400/20	53,6	15,3	51,4
АВТСТ-400/20	20,8	6,2	19,8

Из таблицы видно, что сопротивление трансформатора АВТСТ значительно меньше сопротивления традиционного трансформатора марки ТМ.

Результаты расчетов токов КЗ на шинах 0,4кВ ТП СМ213/400 в точке К3 схемы замещения (рис.2) приведены в таблице 4 и на рисунке 3.

Таблица 4. Результаты расчётов токов КЗ на шинах 0,4кВ

Тип трансформатора	I _к ,кА
ТМ-400/10	0,39
АВТСТ-400/10	0,90
ТМ-400/20	0,09
АВТСТ-400/20	0,24

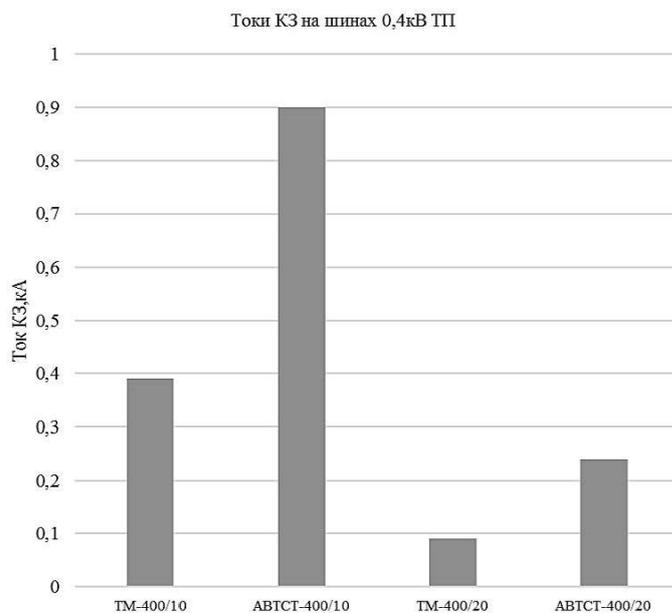


Рис.3 Результаты расчетов токов КЗ на шинах 0,4кВ ТП СМ213/400 в точке К3.

Из таблицы 4 и рисунка 3 видно, что при первичном напряжении 20 кВ на шинах трансформаторов 0,4кВ токи КЗ значительно меньше, чем при напряжении 10кВ у обоих типов трансформаторов. Сравнивая значения токов КЗ между трансформаторами, можно констатировать, что у АВТСТ при одинаковых условиях работы значения токов КЗ почти в 2,5 раза больше нежели у трансформатора с традиционной конструкцией.

III. ВЫВОДЫ

1. При изменении напряжения с 10кВ на 20кВ ток КЗ на линии выполненной проводом марки СИП-3 сечением 95мм² увеличивается незначительно.

2. Активное, реактивное и полное сопротивление аморфных высокотемпературных сверхпроводниковых трансформаторов (АВТСТ) магнитопродов которых изготавливается из АФМ, а обмотки выполнены из материалов, обладающих ВТСП эффектом значительно меньше сопротивления традиционного трансформатора марки ТМ.

3. При первичном напряжении 20 кВ на шинах трансформаторов 0,4кВ токи КЗ значительно меньше, чем при напряжении 10кВ у обоих типов трансформаторов.

4. У АВТСТ при одинаковых условиях работы значения токов КЗ на шинах 0,4кВ почти в 2,5 раза больше по сравнению с трансформатором с традиционной конструкцией

Список литературы

- [1] Гольдштейн В.Г., Инаходова Л.М., Казанцев А.А. О проблемах энергосбережения и повышения энергоэффективности при применении современных силовых трансформаторов. Научно-технический журнал «Известия высших учебных заведений. Электромеханика» Новочеркасск: Изд. «ЮРПУ», №5 2014. – С. 107-111.
- [2] Савинцев Ю.М. Анализ состояния производства в РФ силовых масляных СТ I-III габаритов// Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2012. - №1. – С. 43-53.
- [3] Александров Н. В. Исследование влияния сверхпроводниковых трансформаторов на режимы электроэнергетических систем. Автореферат дис. канд. техн. наук по специальности 05.14.02. НГТУ. Новосибирск. 2014.

Совершенствование расчета магнитных полей от токоведущих шин КРУ 6(10) кВ с учетом защитных экранов

А.В. Иванов¹, Н.В. Безменова¹

¹ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», Самара, Россия

E-mail: ayosenterno@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: экранирование служит для ослабления электрических, магнитных и электромагнитных полей, что позволяет исключить проникновение и воздействие этих полей на технические устройства, измерительные приборы, кабели, помещения (щиты управления), а также для того, чтобы ограничить до нормируемых уровней исходящие от электрических промышленных установок и электронных устройств помехи, обусловленные электромагнитными полями. На эффективность экранирования оказывают существенное влияние частота поля, электропроводность и магнитная проницаемость материала экрана, конфигурация и размеры экрана. Следует отметить, что существует множество способов определения характера изменения напряженности магнитного поля металлическими экранами, учитывающих различные условия среды и характеристики экранов. Задача исследования экранирования весьма актуальна ввиду того, что активная интеграция микропроцессорных блоков в силовое оборудование и увеличение компактности последних приводят к ужесточению требований по электромагнитной совместимости (ЭМС).

Материалы и методы: представлена методика расчета магнитных полей от токоведущих шин в воздушном пространстве за экранами с использованием геометрических моделей, алгоритмов и программ для ЭВМ.

Результаты: получены значения напряженности магнитного поля на корпусах микропроцессорных блоков для ряда ячеек КРУ и условия их допустимости.

Выводы: нормируемые условия по напряженности магнитного поля от токоведущих шин не всегда выполняются, что требует или изменения положения токоведущих шин или характеристик защитных экранов, таких как магнитная проницаемость, толщина и форма экрана.

Ключевые слова: защитный экран, магнитное поле, напряженность, токоведущая шина, магнитная проницаемость, промышленная частота, электромагнитная совместимость.

Magnetic fields estimation improvement for 6(10) kV Compact Switchgear's busbars with an influence of protective shielding

A.V. Ivanov¹, N.V. Bezmenova¹

¹FGBOU VO "Samara state technical university", Samara, Russia

E-mail: ayosenterno@mail.ru

Abstract

Background: shielding is used for magnetic and electric field decreasing, excepting the infiltration and impacting of those fields to the technical devices, measuring tools, cables, and placements (switchboards), and also for electromagnetic distortions normal limiting, which comes from industrial equipment and electronic devices. The shielding efficiency depends of field frequency, electric conductivity, and shield's magnetic permeability, its configuration and scale. Although, there is a lot of magnetic field tensions performance evaluation methods, considering different environment conditions and shields features. The task of shielding research is actual in view of electromagnetic comparability (EMC) demands toughening, caused by an active microprocessor blocks integration in power equipment with the size reduction of the last.

Materials and methods: The methodic of busbars magnetic field calculation in air space behind the shields is represented within this work, using the geometric models, algorithms, and computer soft.

Results: counting results and theirs acceptability of microprocessor block hull's magnetic field have been received for a Compact Switchgears cells row.

Conclusions: norming busbar magnetic field tensions conditions are not meet requirements all the time, which demands busbars position changes, or protection shielding performance changes, such as shield's magnetic permeability, shield's thickness and form changes.

Keyword: protection shield, magnetic field, tension, busbar, magnetic permeability, industrial frequency, electromagnetic comparability

I. ОБСУЖДАЕМАЯ ПРОБЛЕМА

На эффективность экранирования, в свою очередь, оказывают существенное влияние частота поля, электропроводность и магнитная проницаемость материала экрана, конфигурация и размеры экрана. Следует отметить, что существует множество способов определения характера изменения напряженности магнитного поля металлическими экранами, учитывающих различные условия среды и характеристики экранов. Задача исследования экранирования весьма актуальна ввиду того, что активная интеграция микропроцессорных блоков в силовое оборудование

и увеличение компактности последних приводят к ужесточению требований по электромагнитной совместимости (ЭМС). В ходе изучения научной литературы и других материалов в данной статье представлена закономерность противодействия проникновению и воздействию ЭМ полей на технические устройства, измерительные приборы, кабели, помещения (щиты управления), а также способы ограничения до нормируемых уровней исходящие от электрических промышленных установок и электронных устройств помехи, обусловленные электромагнитными полями.

II. ОБЗОР И РАСЧЕТ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МЕТАЛЛИЧЕСКОГО ЭКРАНА.

Представляют практический интерес условия перехода синусоидально изменяющейся электромагнитной волны из первой среды, например, из воздуха, с волновым сопротивлением Z_{B1} во вторую среду, например, в металлическую стенку РУ, с волновым сопротивлением Z_{B2} .

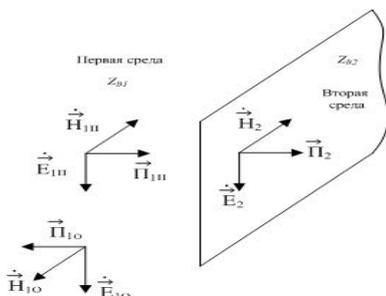


Рисунок 1. Переход плоской линейно поляризованной волны из одной среды в другую при нормальном падении

На границе раздела двух сред должны быть равны тангенциальные составляющие напряженности электрического поля и тангенциальные составляющие напряженности магнитного поля [2]:

$$\dot{E}_{1n} + \dot{E}_{1o} = \dot{E}_2, \quad (1)$$

$$\dot{H}_{1n} - \dot{H}_{1o} = \dot{H}_2, \quad (2)$$

где E_{1n}, H_{1n} – комплексы напряженности соответственно электрического и магнитного поля падающей волны; E_{1o}, H_{1o} – комплексы напряженности соответственно электрического и магнитного поля отраженной волны; E_2, H_2 – комплексы напряженности соответственно электрического и магнитного поля преломленной волны.

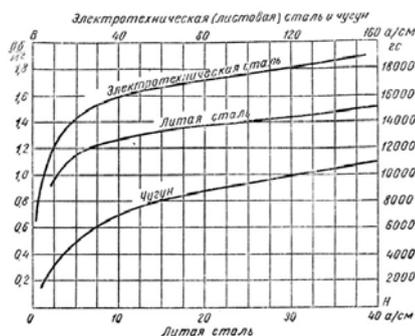


Рисунок 2. Зависимость магнитной проницаемости от напряженности магнитного поля на примере нескольких материалов

Комплексы напряженности электрического и магнитного поля связаны между собой через волновое сопротивление среды [1]:

$$\dot{E}_{1n} = \dot{H}_{1n} \cdot Z_{B1}, \quad (3)$$

$$\dot{E}_{1o} = \dot{H}_{1o} \cdot Z_{B1}, \quad (4)$$

$$\dot{E}_2 = \dot{H}_2 \cdot Z_{B2}, \quad (5)$$

Z_{B1} – волновое сопротивление воздуха (диэлектрика), $\epsilon_1 = \epsilon_0 \cdot \epsilon_a$ – диэлектрическая проницаемость среды; ϵ_0 – диэлектрическая (электрическая) постоянная вакуума, ϵ_a – относительная диэлектрическая проницаемость.

Как правило, в КРУ известными являются толщина внутренних и наружных металлических экранов, и значения относительной магнитной проницаемости μ_a , о.е. металлических стенок, как правило, определяемых экспериментальным путем.

Таким образом, если ставится задача определения необходимой толщины экранов z , м, т.е. толщины отдельных стенок КРУ (эквивалентной толщины группы стенок), то для ее решения можно воспользоваться представленным выражением определения толщины экрана z :

$$z = \sqrt{\frac{[-\ln(\frac{1}{k_{\text{экп}})]^2}{\mu_a \cdot \mu_0 \cdot \omega \cdot \gamma_{\text{сп}}}} \quad (7)$$

где $k_{\text{экп}}$ – коэффициент экранирования магнитного поля в металле кожуха (стенки), м^{-1} , зависящий от частоты $\omega = 2\pi \cdot f$, магнитной проницаемости μ_i и удельной проводимости материала $\gamma_{\text{сп}}$.

III. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для расчета напряженностей МППЧ $\dot{H}_{i,\Sigma}$, А/м, при использовании плоских экранов (метод эквивалентного расстояния) в трехфазных электрических сетях и в распределительных устройствах впоследствии были разработаны алгоритм и программа для ЭВМ, а также методика расчета напряженностей магнитного поля промышленной частоты в трехфазных электрических сетях и в распределительных устройствах с учетом экрана.

Список литературы

- [1] – Костенко М.В., Михайлов Ю.А., Халилов Ф.Х. Электромагнитная совместимость. Часть II. Учебное пособие. Изд. СПбГТУ, Санкт-Петербург, 2004
- [2] - Н.А. Володина, Р.Н. Карякин, Л.В. Куликова, “Основы электромагнитной совместимости”. Москва. 2007г. - 466с.
- [3] – Кечиев Л.Н., Акбашев Б. Б., Степанов П. В. “Экранирование технических средств и экранирующие системы”. Москва. 2010г. - 472с

АНАЛИЗ СПОСОБОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ СИЛОВЫХ КАБЕЛЕЙ

И.А. Сунчелеев, В.М. Дашков, А.В. Чемпинский
ФГБОУ ВО "Самарский государственный технический университет", Самара, Россия

Аннотация - На территории многих объектов электрические сети часто выполняются кабельными линиями (КЛ). В процессе эксплуатации систем электроснабжения в результате различных причин возникают повреждения КЛ. Надежное и бесперебойное снабжение потребителей электрической энергией во многом зависит от своевременной ликвидации повреждения КЛ. Кроме этого, достоверное и точное определение места повреждения кабеля позволяет не только сократить сроки ликвидации аварии, но и значительно снизить трудовые и материальные затраты на устранение повреждения. Поэтому весьма актуальна задача разработки и внедрения в практику новых методов и приборов определения места повреждения КЛ. При выполнении работы были проанализированы различные способы определения места повреждения. В общем случае все методы определения мест повреждения кабельных линий можно разделить на две группы: дистанционные и топографические методы. Рассмотрены методы определения места повреждения кабеля. Выявлено, что наиболее доступными являются импульсный и импульсно-дуговой методы. Для практических целей наиболее хорошее сочетание цена-качество имеют рефлектометры серии РЕЙС.

Ключевые слова: кабель, место повреждения, способ, рефлектометр.

ANALYSIS METHODS OF POWER CABLES FAULT LOCATION

I.A. Suncheleev, V.M. Dashkov
FGBOUVO "Samara State Technical University", Samara, Russia

Abstract - On the territory of many objects electric networks often carried out by cable lines (CL). During of operation of power supply systems in various reasons occur CL damage. Reliable and uninterrupted supply of electric power to consumers largely depends on the timely liquidation of damages CL. In addition, reliable and accurate fault location of the cable allows not only to reduce time of liquidation of the accident, but also significantly reduce labor and material costs to repair the damage. So very urgent task of development and introduction in practice of new methods and devices for fault location CL. The different ways of fault location were analyzed during the work. In General, all methods of cable lines damage places definition can be divided into two groups: remote and topographic methods. Methods of cable damage places definition have been considered. It is revealed that most available are pulse and pulse-arc techniques. For practical purposes, the reflectometers series REYS have the best ratio quality-price.

Key-words - cable, fault location, method, reflectometer.

Значительную часть электроэнергии от источников питания (электрические станции, районные подстанции, распределительные пункты и т.п.) к потребителю передается через кабельные линии (КЛ). В процессе эксплуатации возможны их повреждения, которые обусловлены различными факторами: технологический брак при производстве, длительный срок эксплуатации, нарушение норм и правил при проведении строительных работ и т.п. Каждое повреждение КЛ приводит к перерыву в электроснабжении. В значительной мере время перерыва в электроснабжении обусловлено временем, затрачиваемым на поиск места повреждения. Поэтому возникает задача быстрого и точного определения места повреждения (ОМП) с целью минимизации времени перерыва.

К настоящему времени многими организациями разработаны и продолжают вестись работы по созданию эффективных способов, приборов и систем для ОМП кабельных линий: компания АБВ, компания Ваур, НПП «Стэлл» (г. Брянск).

Известно, что во многом снижение времени ОМП зависит от метода, относящегося к группе относительных методов [1, 2, 3]. Нами выполнены анализ нескольких методов из группы относительных: импульсный, импульсно-дуговой, акустический, метод колебательного разряда. Каждый из способов рационален при определенном виде повреждения, например: при устойчивом коротком замыкании (КЗ) ($R_{\text{перех}}=0$) хорошо зарекомендовал себя импульсный метод. При относительно большой величине $R_{\text{перех}}$ согласно [1] наиболее рационально применять импульсно-дуговой метод. Акустический метод наиболее эффективен в зоне сильных электромагнитных полей. С помощью акустического метода можно определять однофазные и междуфазные замыкания с различными переходными сопротивлениями, обрывы одной, двух или всех жил. Метод активно используется для определения мест повреждения кабельных линий, носящих характер «заплывающего» пробоя, при обрыве жил кабеля и при замыканиях с переходным сопротивлением. Метод

колебательного разряда используется при определении расстояния до однофазных мест повреждения с переходным сопротивлением.

Положительные отзывы у эксплуатационного персонала получили рефлектометры серии РЕЙС (РЕЙС-105, РЕЙС-205, РЕЙС-305). Указанные приборы реализуют различные методы ОМП, которые позволяют с малой погрешностью определить расстояние до места повреждения. На графическом индикаторе рефлектометра воспроизводится рефлектограмма линии - реакция линии на зондирующий импульс.

Отраженный импульс имеет различную полярность в зависимости от вида повреждения кабеля. При обрыве кабельной линии отраженный импульс имеет ту же полярность, что и зондирующий импульс (Рис.1). При коротком замыкании между жилами или замыкании на оболочку отраженный импульс имеет противоположную полярность по отношению к зондирующему импульсу (Рис.2).

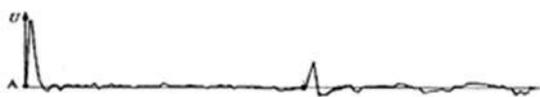


Рис. 1. Рефлектограмма кабеля, у которого обрыв проводника фазы.

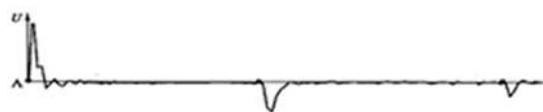


Рис. 2. Рефлектограмма линии, на которой произошло короткое замыкание.

Основными параметрами рефлектометра являются: диапазоны измеряемых расстояния, предел допускаемых значений основной приведенной погрешности измерения расстояния, диапазон устанавливаемых значений коэффициентов укорочений, амплитуда и длительность зондирующего импульса и т.д.

Цель работы: исследование влияния величины коэффициента укорочения на погрешность ОМП. Экспериментальные измерения выполнялись с использованием прибора РЕЙС-105Р на телефонном кабеле ТРП 2х0,5, протяженностью 33,09 м. Результаты измерений приведены в «Табл.1».

Таблица 1

$k_{укор}$	$L_{изм}$, м	D, м	VOP	$\frac{V}{2}$, м/мкс
1,45	33,44	51,73	0,69	90,9
1,51	32,11	49,67	0,66	99,3
1,538	31,53	48,41	0,65	97,5
1,557	31,14	48,17	0,64	96
1,59	30,49	47,17	0,63	94,3
1,65	29,38	45,45	0,61	90,9

На основании данных «Табл.1» определены абсолютные и относительные погрешности ОМП кабеля ТРП 2х0,5, которые приведены в «Табл.2».

Таблица 2

Величина коэффициента укорочения, $k_{укор}$	Абсолютная погрешность, м	Относительная погрешность, %
1,45	0,35	1,06
1,51	0,98	2,96
1,538	1,56	4,71
1,557	1,95	5,89
1,59	2,6	7,85
1,65	3,71	11,2

На «Рис.3» приведена зависимость относительной погрешности от величины коэффициента укорочения.

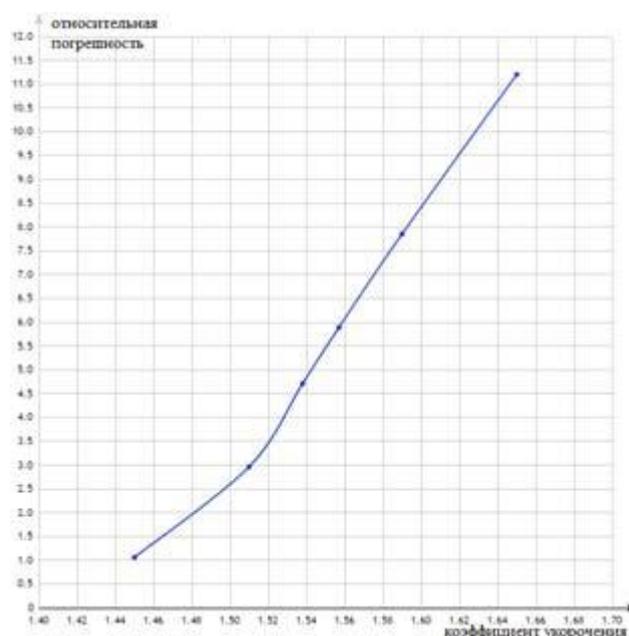


Рис.3. Влияние коэффициента укорочения на относительную погрешность при ОМП.

При измерении фиксировались также величины фактора скорости VOP скорости V/2.

Вывод: при изменении коэффициента укорочения относительно номинального значения для данной марки кабеля погрешность увеличивается.

Список литературы

- [1] Привалов И.Н. Современные методы и технические средства для испытаний и диагностики силовых кабельных линий номинальным напряжением до 35 кВ включительно. - Санкт-Петербург: ФГОУ ПЭИПК, 2008.
- [2] Захаров М.А. Современные беспрожоговые методы определения мест повреждения силовых кабелей//Кабель-news, 2008, №4.
- [3] Портативный цифровой рефлектометр Рейс-105Р. Руководство по эксплуатации, - Брянск: НПП «Системы тестирования электрических линий», 2008. - 42с.
- [4] Дементьев В.С. Как определить место повреждения в силовом кабеле. М.: Энергия, 1966.- 56 с.

Модель управления жизненным циклом электросетевого оборудования с учетом анализа технических рисков

А.И. Хальясмаа

¹ФГАОУ ВО "УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина",
Екатеринбург, Россия
E-mail: lkhalymasaa@mail.ru

Аннотация — анализ технического состояния такой сложной системы как подстанция предполагает не только идентификацию ее текущего состояния, всех ее подсистем и элементов, но и прогнозирование последующих с целью эффективного управления производственными активами и инвестиционными программами электросетевых и крупных промышленных предприятий, другими словами, предполагает управление ее жизненным циклом. Для этих целей автором была разработана модель системы управления жизненным циклом электросетевого оборудования, основанная на методах искусственного интеллекта с учетом анализа технических рисков. Методом исследования при выполнении экспериментальной части являлось математическое моделирование. Исходными данными являлись данные технического диагностирования электрооборудования, полученные в ходе мониторинга и испытаний оборудования. В качестве инструмента моделирования применялся программный комплекс MATLAB. В работе обоснована и доказана возможность решения задачи управления жизненным циклом электросетевого оборудования на основе методов искусственного интеллекта. Выполнена апробация разработанной модели на базе программного комплекса Matlab на примере адаптации ее для управления жизненным циклом силовых трансформаторов 110 кВ и оптимизации программы их ремонтов, демонстрирующая достаточную для практической реализации точность оценки, которая подтверждает адекватность представленного решения. Разработанный подход к управлению жизненным циклом электросетевого оборудования с учетом связности электроэнергетической системы и ее элементов на основе методов искусственного интеллекта позволяет использовать представленную систему в качестве комплексного информационно-аналитического аппарата отраслевого масштаба, для получения скрытых закономерностей в статистических данных, с помощью которого можно повысить эффективность технического обслуживания и ремонтов оборудования и его надежность.

Ключевые слова — электросетевое оборудование, жизненный цикл; технический риск; искусственный интеллект; техническое обслуживание и ремонт.

Control model of the electric grid equipment life cycle due to the analysis of technical risks

A.I. Khalyasmaa¹

¹Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin,
Yekaterinburg, Russian Federation
E-mail: lkhalymasaa@mail.ru

Abstract — the analysis of a condition of such difficult system as the substation assumes not only identification of its current state, of all the subsystems and elements, but also forecasting of the subsequent ones for the purpose of effective management of production assets and investment programs of the electric grid and large industrial enterprises, in other words, the analysis assumes control of its life cycle. For these purposes the author has developed the model of a control system of the electric grid equipment life cycle based on artificial intelligence methods taking into account the analysis of technical risks. Mathematical modeling was the research method applied in an experimental part. The electric equipment technical diagnosis results received during monitoring and equipment tests were the basic data. As the instrument of modeling the software package MATLAB was applied. The feasibility of control of the electric grid equipment life cycle by means of artificial intelligence methods is proved. The approbation of the developed model is executed on the basis of the software package Matlab via example of its adaptation for control of power transformers of 110 kV life cycle and optimization of its repairs program proving the assessment accuracy sufficient for practical implementation which confirms adequacy of the presented decision. The developed approach to the control of the electric grid equipment life cycle taking into account coherence of electrical power system and its elements on the basis of artificial intelligence methods allows using the presented system as the complex information analysis instrument of the branch scale and for obtaining the concealed regularities in statistical data by means of which it is possible to increase efficiency of maintenance and repairs of the equipment and its reliability.

Keywords — electric grid equipment; life cycle; technical risk; artificial intelligence; maintenance and repair.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (РФФИ) в рамках научного проекта № 16-38-00310 мол_а.

I. ВВЕДЕНИЕ

Замена производственных активов сетевых компаний одна из ключевых проблем в условиях развития энергосистем. Учет критериев надежности, стоимости ввода в эксплуатацию и обслуживания новых активов, возможных издержек, связанных с отказами уже установленного оборудования, формируют основу задачи управления активами [1].

Реализация оптимальной стратегии управления активами требует решения комплексной задачи оценки состояния и рисков в условиях неопределенности. Эффективным математическим методом решения представленной проблемы является использование оптимизационных моделей [2], для формирования которых требуется моделирование рисков (вероятностей) состояния оборудования с учетом анализа имеющихся агрегированных данных и возможных внешних факторов, что требует учета специфики как заданного типа оборудования, так и условий, и режимов его эксплуатации.

II. МЕТОДЫ ОЦЕНКИ И МОДЕЛИРОВАНИЯ РИСКОВ

В данной статье представлены анализ и результаты функционирования модели оценки факторов риска электротехнического оборудования на основе разработанной авторами системы оценки функционального состояния электросетевого оборудования на базе нейро-нечеткого логического вывода, подробно описанной в [3].

Сегодня существует множество методов анализа факторного риска, основанных на различных технологиях:

- детерминистского подхода;
- статистических методов анализа;
- вероятностных методов анализа;
- имитационного моделирования.
- экспертных методов;
- методов искусственного интеллекта и т.д.

Каждый из методов имеет как свои преимущества, так и свои недостатки, но единого оптимального решения не выявлено.

III. МОДЕЛЬ ОЦЕНКИ РИСКА

Система оценки рисков разработанная автором данной статьи основана на вероятностном подходе с использованием метода искусственного интеллекта.

В данной методике делается допущение, что при независимо от типа распределения отказов каждого элемента электросетевого оборудования, распределение отказов объекта будет Вейбулловским.

Такой подход - о независимости накопления повреждений, используется для того, что идентифицировать самое «узкое место», и уже потом от обратного на основе методов Data mining and Knowledge

Discovery in Databases (KDD) выявить неявные зависимости и степени влияния состояния различных элементов оборудования друг на друга и на состояние объекта в целом.

С целью разработки дифференцированного подхода к оценке риска с учетом ожидаемого ущерба разработана система правил, устанавливающих связь между риском, ущербом и устранением уязвимости электросетевого оборудования.

В соответствии с разработанным подходом риск определяется универсальным нечетким множеством $R\{r_1, r_2, \dots, r_N\}$, где N – количество состояний риска, в соответствие которым устанавливаются устанавливаются их лингвистические характеристики {«Очень низкий»; «Низкий»; «Средний»; «Высокий»; «Критический»}, представленным на Рисунке 1.

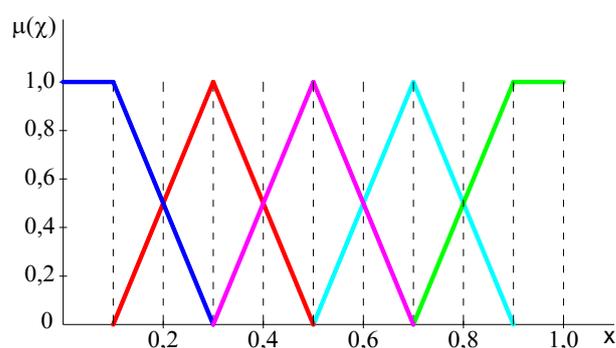


Рис. 1. Функции принадлежности

Градации рисков реализована с помощью функций принадлежности и нечетких правил продукции. В зависимости от вида оборудования вид функций принадлежности уровня оценки рисков может отличаться.

Определение оптимального вида функций принадлежности является отдельной задачей в рамках задачи оценки рисков электросетевого оборудования. В данном случае на основе многочисленных расчетов и исследований в качестве оптимальных функций принадлежности для оценки рисков трансформаторов выбраны треугольные функции принадлежности.

Обобщенная оценка рисков рассчитывается на основе средневзвешенной балльной оценки по результатам плотности распределения риска, полученной с помощью функции Вейбулла. Распределение Вейбулла описывается следующим образом:

$$f(x) = \alpha_x \lambda_x q^{\alpha_x - 1} e^{-\lambda_x x^{\alpha_x}} \quad (1)$$

Тогда распределение вероятности риска определяется как

$$f_R(r) = \alpha_q \lambda_q \alpha_c \lambda_c r^{\alpha_c - 1} \int_0^1 q^{\alpha_q - \alpha_c - 1} \exp \left\{ -\lambda_q q^{\alpha_q} - \lambda_c \left(\frac{r}{q} \right)^{\alpha_c} \right\} dq \quad (2)$$

Для учета интенсивности проявления рисков предложено использование шкалы Саати $\{0; 1; 3; 5; 7\}$. Балл 0 соответствует отсутствию какой-либо значимости риска, 1 – очень слабой значимости, 3 – слабой значимости, 5 – более или менее существенной значимости, 7 – сильной значимости оценки.

Именно на основе обобщенной оценки рисков формируются уточненные ранжированные решения по дальнейшей эксплуатации оборудования с учетом анализа рисков оценки технического состояния, что в свою очередь позволяет формировать различные стратегии обслуживания оборудования в зависимости от различных прогнозов износа оборудования: от оптимистичного до пессимистичного.

IV. РАСЧЕТНЫЙ ПРИМЕР

Расчетный пример оценки рисков выполнялся для силового масляного трансформатора ТДТН-110/35/10 кВ по срезу времени за апрель-май месяцы 2011 г, на базе разработанной авторами методики оценки технического состояния, подробно описанной в [4].

A. Оценка технического состояния трансформатора

Анализ оценки технического состояния трансформатора был выполнен на основе всей доступной диагностической информации информации по данному объекту, представленной в Таблице 1.

Результаты расчетов разработанной системы ОТС трансформатора ТДТН-110/35/10 кВ представлены в Таблице 2. В качестве инструмента метода моделирования использовался программный пакет MATLAB.

Таблица 1. Исходные данные для ОТС трансформатора ТДТН-110/35/10 кВ

Хроматографический анализ газов							
Газ	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	Дата	
% об	0,000304	0,000395	0,00167	0,0000548	0,00391	12.04	
% об	0,000376	0,00044	0,00183	0,0000574	0,00454	27.04	
% об	0,000546	0,000501	0,00193	0,0000566	0,00498	03.05	
Потери холостого хода							
Фаза	При вводе в эксплуатацию			Последнее измерение			Дата
	AB	BC	CA	AB	BC	CA	
ΔP _{хх} , Вт	9,2	9,3	11,4	10,5	11,0	15,5	27.04
Сопротивление изоляции							
Схема	При вводе в эксплуатацию			Последнее измерение			Дата
	ВН-СН+НН+К	СН-НН+ВН+К	НН-ВН+СН+К	ВН-СН+НН+К	СН-НН+ВН+К	НН-ВН+СН+К	
R ₆₀ , Ом	3000	2500	3000	4600	4100	3900	27.04
R ₆₀ , Ом	3000	2500	3000	2400	2100	3300	03.05
Год. изгот.	1993						
Кап. ремонт	2008						

В результате полученных расчетов состояние трансформатора ТДТН-110/35/10 можно характеризовать как неисправное, но работоспособное состояние D₂ с вероятностью 74,4%, и как предельное состояние D₃ – с

вероятностью 26,6%. По результатам полученной оценки технического состояния трансформатора ТДТН-110/35/10 кВ, на основе функций принадлежности могут быть приняты следующие решения:

- выполнить ремонт (вероятность принятия данного решения составляет 88,3%);
- вывести из эксплуатации (вероятность принятия данного решения составляет 11,7%).

B. Оценка рисков для трансформатора

В данном случае, на базе полученной оценки состояния анализируемого трансформатора можно выделить следующие риски в зависимости от принятия или не принятия различных решений, согласно блок-схеме на Рисунке 1

На Рисунке 2 представлена блок схема реализации в разработанной системе подсистемы оценки рисков на базе оценки технического состояния оборудования на примере оценки состояния трансформатора на основе методов искусственного интеллекта.

Таблица 2. РЕЗУЛЬТАТЫ ОТС ТРАНСФОРМАТОРА ТДТН-110/35/10 кВ

№	Элемент трансформатора	Данные	ОТС	Балл
1	Хар-ка трансформаторного масла как хар-ка общего состояния трансформатора	ХАРГ (электр. дефект)	0,83	5
		ХАРГ (терм. дефект)	0	1
2	Магнитопровод	Потери холостого хода	0	1
3	Твердая изоляция	Сопротивление изоляции	0,79	5
4	Общее состояние обмоток	Омическое сопротивление	0,3	3
		Год выпуска и год кап. ремонта	0	1
Оценка состояния трансформатора:			0,628	
Количественная характеристика решения:			0,706	

V. РЕЗУЛЬТАТЫ

В настоящий момент продление срока службы оборудования реализовано на основе его планового обслуживания, но, возможно обслуживание и фактическому состоянию, с учетом оценки технического состояния оборудования.

При этом возможные дальнейшие действия, предлагаемые системами поддержки принятия решения, по результатам оценки технического состояния носят, как правило, рекомендательный характер и формируют однозначные ответы о дальнейших эксплуатационных решениях, не представляя пользователю оценку вероятности того или иного решения.

В разработанной системе для решения представленной задачи предлагается использовать сценарный подход учитывающий наилучший (оптимистичный) и наихудший (пессимистичный) вариант развития событий при принятии (не принятии) того или иного решения, с целью дальнейшего построения функции жизненного цикла оборудования.

С целью исключения множества равнозначных решений при работе данной модели системы используются оптимизационные алгоритмы выбора решения. Особенность исходных данных при оценке технического состояния оборудования и определения их вероятностей в ходе расчетов требует использовать методы нечеткой логики.

В рамках представленной работы выполнена апробация разработанной модели на базе программного комплекса Matlab на примере оценки рисков для силовых трансформаторов 110 кВ, демонстрирующая достаточную для практической реализации точность оценки, которая подтверждает адекватность представленного решения.

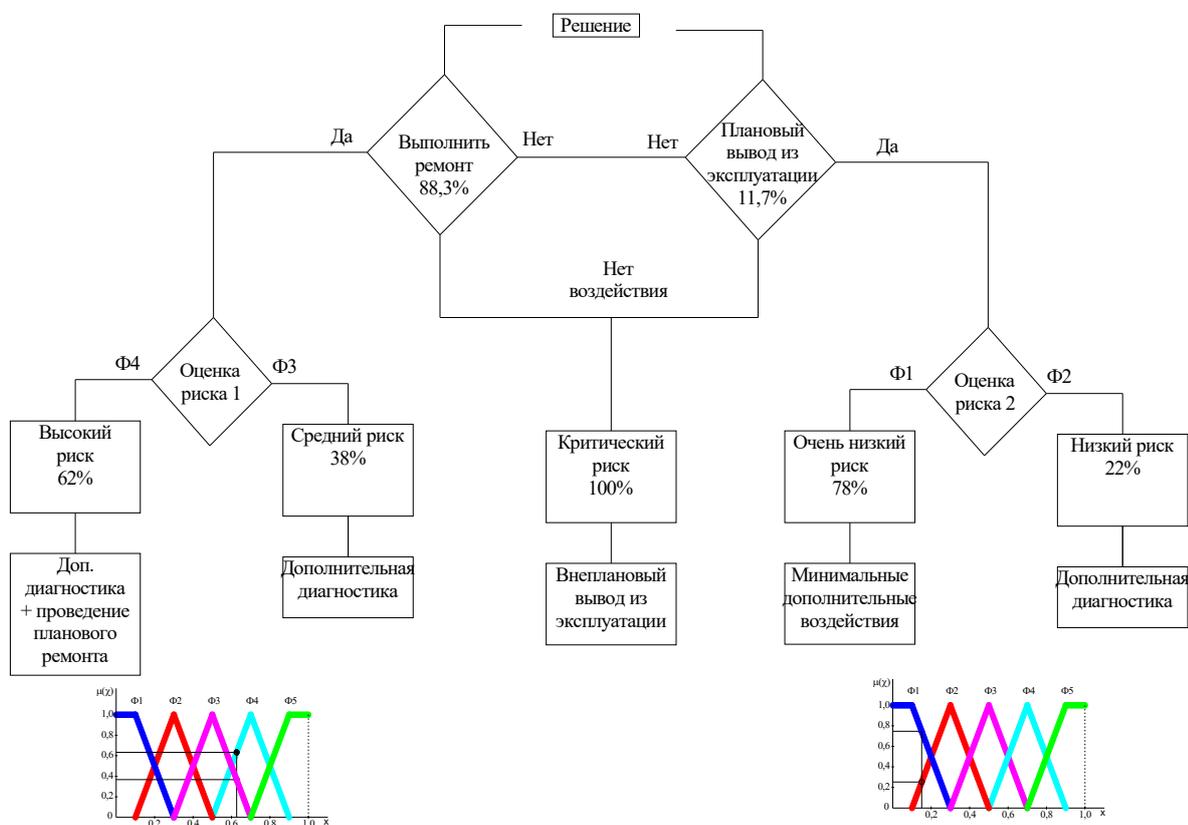


Рис. 2. Блок-схема подсистемы оценки рисков на базе оценки технического состояния оборудования

Список литературы

- [1] Felipe Campelo, Lucas S. Batista, Ricardo H.C. Takahashi, Henrique E.P. Diniz, Eduardo G. Carrano, "Multicriteria transformer asset management with maintenance and planning perspectives," IET Gener. Transm. Distrib., 2016, Vol. 10, Iss. 9, pp. 2087–2097.
- [2] Zeng Y., Cai, Y., Huang, G., Dai, J., "A Review on Optimization Modeling of Energy Systems Planning and GHG Emission Mitigation under Uncertainty," IET GENERATION TRANSMISSION & DISTRIBUTION Vol. 10 Iss. 9 pp. 2087-2097, 2016.
- [3] Khalyasmaa A.I., Dmitriev S.A., "Expert system for engineering assets' management of utility companies," Proceedings 10th edition of the IEEE International Symposium on Diagnostics for Electric Machines, Power Electronics and Drives (SDEMPED 2015), P. 421-427, 2015.
- [4] A.I. Khalyasmaa, S.A. Dmitriev, "Fuzzy Inference Algorithms for Power Equipment State Assessment," Proceedings of the 10th Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ 2016). P.249-254. 2016.

Исследование манипуляционно-исполнительного модуля диагностического комплекса для высоковольтного оборудования

Ю.С. Чебрякова

ФГБОУВО "Владимирский государственный университет имени А.Г. и Н.Г. Столетовых"

Владимир, Россия

E-mail: ychebryakova@mail.ru

Аннотация - На основе модифицированного метода оценочной функции разработан адаптивный интерполятор для управления движением сенсорного модуля диагностического комплекса с учётом текущих результатов мониторинга. Изготовлены и протестированы опытные образцы манипуляционно-исполнительного модуля диагностического комплекса. Разработанный манипуляционно-исполнительный модуль диагностического комплекса позволяет автоматизировать процесс мониторинга и снизить присутствие человека в опасных зонах вблизи диагностируемого высоковольтного оборудования без потери информации о текущем техническом состоянии оборудования.

Ключевые слова: высоковольтное оборудование; диагностика; системы мониторинга; манипуляционно-исполнительный модуль.

Research of manipulation-executive module of a diagnostic system for high voltage equipment

Y.S. Chebryakova

Vladimir State University

Vladimir, Russian Federation

E-mail: ychebryakova@mail.ru

Abstract - Based on the modified method of the evaluation function developed adaptive interpolator to control the movement of the touch module of the diagnostic complex given current monitoring results. Manufactured and tested prototypes of manipulation-executive module of the diagnostic complex. Manipulation-executive module of the diagnostic complex allows to automate the monitoring process and reduce human presence in dangerous zones near diagnosed high-voltage equipment without loss of information about the current technical condition of the equipment

Key words: high voltage equipment; diagnostics; monitoring systems; manipulation-executive module.

1. ВВЕДЕНИЕ

Для наиболее ответственных видов высоковольтного оборудования и, особенно, для интеллектуальных электрических сетей целесообразно непрерывное функциональное диагностирование - диагностический мониторинг. Положением ОАО «Россети» этот вид мониторинга определен как приоритетная форма диагностирования высоковольтного оборудования [1].

Мониторинг высоковольтного оборудования предполагает определение широкого спектра параметров различной физической природы (параметров вибраций и акустических волн, значений электрических токов, напряжений и сопротивлений, параметров электромагнитных полей, температуры, количества растворённых газов и влажности изоляции и т.п.), т.е. многопараметровую интродиагностику высоковольтного оборудования.

В настоящее время в электроэнергетике такая форма диагностики реализуется с помощью стационарных систем мониторинга. [2, 3] Источниками диагностической информации для них являются датчики неподвижно

установленные на работающем высоковольтном оборудовании. Комплект датчиков, используемых для конкретного высоковольтного аппарата, формируется на этапе проектирования системы мониторинга. Очевидными недостатками стационарных систем мониторинга являются: жёсткое ограничение количества, состава и мест расположения датчиков на всех эксплуатационных этапах жизненного цикла диагностируемого оборудования; многократное дублирование однотипных систем мониторинга на электроэнергетическом объекте; сложность переналадки систем на диагностику новых видов оборудования. Придание мобильности системам мониторинга позволяет устранить многие из перечисленных недостатков. Насыщенность энергетических объектов высоковольтным оборудованием различного типа, сложная топология и большие площади его пространственного размещения, а также крупные габариты современных высоковольтных аппаратов требуют правильной организации движения элементов мобильных систем мониторинга, в частности, перемещения датчиков относительно объекта контроля. С этой целью разработан мехатронный диагностический комплекс, который представляет собой автономную

систему, объединяющая на общей интеграционной платформе модули обработки электротрошумовых сигналов с манипуляционно-исполнительными модулями. В качестве интеграционной платформы комплекса целесообразно выбрать принцип управления модулями на основе учёта текущих результатов диагностики, предложенный в работе [4]. Обобщённая структурная схема комплекса представлена на рис. 1.

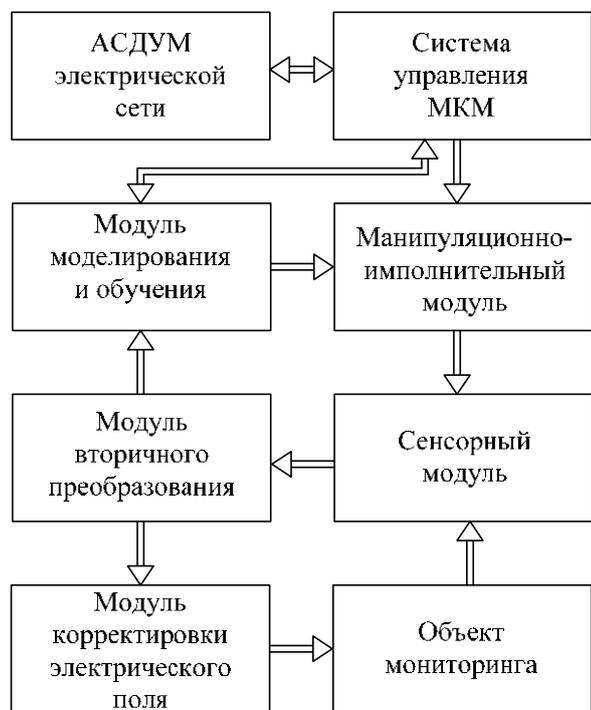


Рис. 1. Структурная схема мехатронного диагностического комплекса

В структурную схему модуля включены система управления и наиболее важные компоненты комплекса: сенсорный модуль, модуль вторичного преобразования информации, модуль моделирования и обучения и манипуляционно-исполнительный модуль и др. На верхнем уровне управления принимаются решения о способах, режимах и алгоритмах обеспечения необходимой достоверности мониторинга: выбираются математическая модель мониторинга; режим изменения напряжённости электрического поля; алгоритмы измерений и обработки их результатов; траектории перемещения датчиков; анализируются результаты мониторинга. Разработанный мехатронный комплекс может работать как автономно, так и в составе автоматизированной системы диспетчерского управления и мониторинга электрической сети. Эта система является централизованной территориально распределенной многоуровневой информационно-измерительной системой реального времени, предназначенной для контроля, управления технологическими процессами и мониторинга состояния оборудования электрических сетей.

Сенсорный модуль комплекса является первичным преобразователем сигнала, несущим информацию о разрядных процессах в высоковольтном аппарате. Манипуляционно-исполнительный модуль комплекса выполняет перемещение и ориентировку сенсорного

модуля на источники сигналов ЧР и необходим для адаптации сенсорных модулей к особенностям объекта мониторинга. Это необходимо в первую очередь при проведении мониторинга с целью решения прикладных технологических задач, таких как, например, вывод оборудования в ремонт, корректировка режимов работы и т.п. При этом необходимо правильно интерпретировать результаты диагностики, подвергая их дополнительной обработке.

II. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СХЕМА МАНИПУЛЯЦИОННО-ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО МОДУЛЯ

Рассмотрим особенности реализации принципа, выбранного в качестве интеграционной платформы мехатронного комплекса, на примере управления движением датчиков ЧР [5]. В сенсорном модуле для дистанционной регистрации акустических сигналов ЧР применены портативные ультразвуковые приборы марки «UltraTest» (ООО «ДИМУС») [6], а в качестве датчиков электромагнитного излучения, вызванного ЧР, используются направленные СВЧ антенны типа «АШП-1». Такие антенны хорошо подходят для электротрошумовой диагностики высоковольтного оборудования. Спроектированы они для измерения шумов с диапазоном частот от 5 МГц до 3 ГГц, имеют массу 0,5 кг, наружное исполнение, диапазон рабочих температур от -40° до $+40^{\circ}$ С. Сенсорный модуль размещается на платформе, в электроприводах которой применены высокомоментные бесколлекторные двигатели постоянного тока с полым ротором. В качестве преобразователей движения применены планетарные редукторы и ШВП «HIWIN» с вращающимся винтом.

Анализ особенностей различных систем программного управления движением позволяет сделать вывод о том, что для перемещения сенсорного модуля мехатронного комплекса дистанционного мониторинга наиболее пригодны системы, реализующие контурное управление. С их помощью возможно решение сложных задач формообразования и воспроизведение любых заранее заданных траекторий перемещения датчиков ЧР. Однако этого недостаточно для реализации принципа управления движением в соответствии с текущими результатами мониторинга, выбранного в качестве интеграционной платформы комплекса. Действительно, при использовании систем контурного управления траектории движения должны быть заданы заранее. К примеру при смене объекта мониторинга на этапе переобучения. Это исключает возможность непрерывного мониторинга разногипного трансформаторного оборудования крупных электрических подстанций магистральных электрических сетей. Необходимо разработать алгоритмы управления движением с элементами адаптации к текущим результатам мониторинга, например, к интенсивности электрошумовых процессов в изоляции аппаратов различных конструкций. Для решения этой задачи целесообразно использовать результаты работы [5], в которой были проанализированы возможности создания алгоритмов управления движением средств электромагнитной локации на основе наиболее распространённых методов интерполяции траекторных перемещений. По предложенной методике с использованием программных моделей анализировались алгоритмы интерполяции ЦДА, CORDIC и на основе методов оценочной функции и параметрического

уравнения траектории. Анализ результатов этих исследований приводит к выводу о том, что для повышения достоверности диагностики путём изменения параметров движения датчиков ЧР в соответствии с текущими результатами мониторинга целесообразно применение модернизированного метода оценочной функции.

Математическую модель управления $V(v_x, v_y)$ обеспечивающего контрольной точке (начиная с некоторого момента $t_1 \geq t_0$) перемещение в скользящем режиме вдоль заданной траектории, можно представить в следующем виде:

$$v_x = \begin{cases} -|v_x(t_0)| \operatorname{sign}\left(\frac{dS}{dy}\right), & \text{если } S \frac{dS}{dx} \frac{dS}{dy} > 0 \\ 0, & \text{если } S \frac{dS}{dx} \frac{dS}{dy} < 0 \end{cases} \quad (1)$$

$$v_y = \begin{cases} +|v_y(t_0)| \operatorname{sign}\left(\frac{dS}{dx}\right), & \text{если } S \frac{dS}{dx} \frac{dS}{dy} < 0 \\ 0, & \text{если } S \frac{dS}{dx} \frac{dS}{dy} > 0 \end{cases}$$

С целью корректировки траекторий перемещения локационных датчиков в процессе диагностики возможно использование метода оценочной функции совместно с методом вибрационной линеаризации. [7] Поясним суть предложения на примере рассмотрения интерполятора, основными узлами которого являются вычислительное устройство, логическое переключающее устройство (ЛПУ) и интеграторы в каналах X и Y . Для реализации метода вибрационной линеаризации на вход логического переключающего устройства, реализующего (1), подают пилообразное воздействие $f(t)$ с частотой значительно более высокой, чем частота основной гармоники $S(t)$. При этом на выходе ЛПУ по-прежнему будет действовать последовательность импульсов, но с частотой внешнего периодического воздействия. Рассмотренный режим воспроизведения траектории S называется вынужденным скольжением.

Для адаптации траектории перемещения датчика (направленной широкополосной антенны) в соответствии с текущими результатам диагностики предлагается корректировать режим работы ЛПУ воздействием, которое является результатом интегрирования сигнала, несущего информацию об интенсивности электрошумовых процессов в изоляции диагностируемого высоковольтного оборудования [7]. При технической реализации способ интегрируется выходное напряжение вторичного преобразователя ЧР. Форма этого сигнала близка к прямоугольной, а амплитуда пропорциональна текущим значениям интенсивности ЧР в изоляции объекта мониторинга.

Структурная схема адаптивного интерполятора, реализующего предложенный способ управления при $v_x(t_0) = v_y(t_0) = v_0 = \text{const}$, представлена на рис. 2.

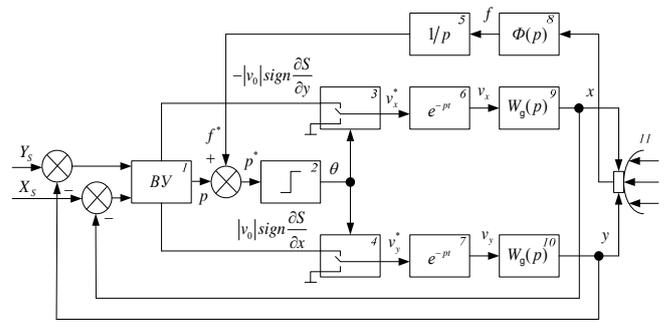


Рис. 2. Структурная схема адаптивного интерполятора

В состав интерполятора входят: вычислительное устройство (1); логическое переключающее устройство (ЛПУ), реализуемое на одном релейном элементе (2) и двух переключающих элементах (3, 4); интегратор (5); звенья чистого запаздывания (6, 7); вторичный преобразователь ЧР (8), а также электроприводы (9, 10) и направленная антенна (11), выполняющая роль первичного преобразователя ЧР.

На рис. 3.4 представлены осциллограммы входного $u(t)$ и выходного сигналов $f(t)$ вторичного преобразователя, а также сигнала, корректирующего работу ЛПУ (выходного сигнала интегратора) $f^*(t)$, для двух различных значений интенсивности ЧР в диагностируемом аппарате.

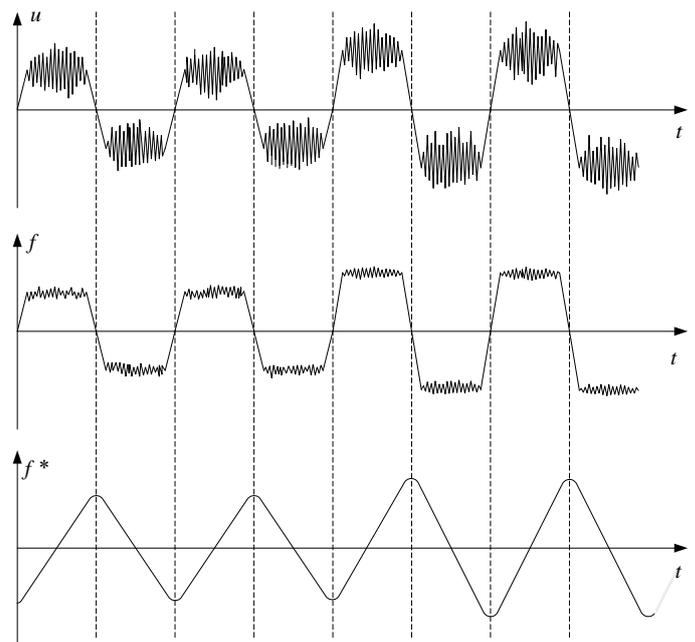


Рис. 3. Осциллограммы зашумлённого сигнала на входе вторичного преобразователя $u(t)$; сигнала на выходе вторичного преобразователя $f(t)$ и сигнала на выходе интегратора $f^*(t)$.

В соответствии с рис. 2 на вход ЛПУ подаётся сигнал

$$p^*(t) = p(t) + f^*(t) \quad (2)$$

$$\text{где } p(t) = S \operatorname{sign} \frac{\partial S}{\partial x} \cdot \frac{\partial S}{\partial y} \quad (3)$$

В этом случае адаптивный интерполятор описывается следующей системой уравнений:

$$v_x(t) = v_x^*(t - \tau) \quad v_y(t) = v_y^*(t - \tau)$$

$$v_x^* = F_x(\theta) = \begin{cases} -v_0 \operatorname{sign}\left(\frac{dS}{dy}\right), & \text{если } \theta = 1 \\ 0, & \text{если } \theta = -1 \end{cases}$$

$$v_y^* = F_y(\theta) = \begin{cases} -v_0 \operatorname{sign}\left(\frac{dS}{dx}\right), & \text{если } \theta = -1 \\ 0, & \text{если } \theta = 1 \end{cases}$$

$$\theta = F(p^*) = \begin{cases} 1, & \text{если } p > 0 \\ -1, & \text{если } p < 0 \end{cases} \quad p = S \operatorname{sign} \frac{dS}{dx} \frac{dS}{dy}$$

На рис. 5 представлены осциллограммы входных сигналов сумматора $p(t)$ и $f^*(t)$, его выходного сигнала $p^*(t)$, а также сигналов на выходе ЛПУ v_x^* и v_y^* .

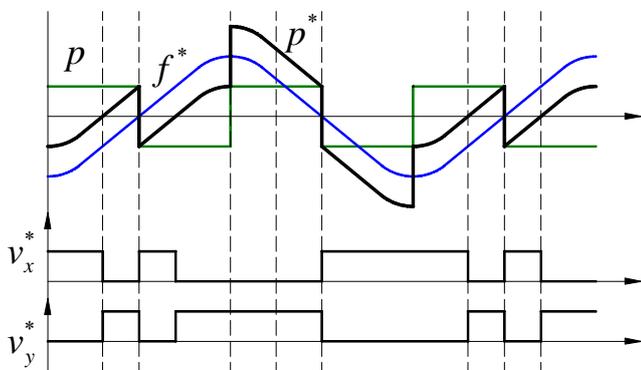


Рис. 3.5. Осциллограммы входных сигналов сумматора $p(t)$ и $f^*(t)$, его выходного сигнала $p^*(t)$ и сигналов на выходе ЛПУ v_x^* и v_y^* .

Последовательности импульсов переключающих элементов 3 и 4 (рис. 2) являются, по существу, управляющими для электроприводов вертикального и горизонтального перемещения антенны, а амплитуда пилообразного сигнала $f^*(t)$ определяется интенсивностью ЧР (рис. 3).

При анализе параметров движения влиянием переменных составляющих сигналов v_x^* и v_y^* можно пренебречь, т.к. значения их частот лежат вне полосы пропускания исполнительных органов мехатронного комплекса. С учётом этого интерполятор представляет собой замкнутую систему для текущих средних значений названных сигналов и разомкнутую для их высокочастотных составляющих.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

Рассмотренный метод адаптации параметров движения антенны реализован системой управления мехатронного комплекса на базе микроконтроллеров *SC 1801* и бесколлекторных электродвигателей с полым ротором компании *Faulhaber*. В качестве преобразователей движения применены планетарные редукторы и ШВП «*HIWIN*» с вращающимся винтом. Горизонтальное и вертикальное перемещения антенны осуществляются в диапазонах $3 \cdot 10^3$ мм и $5 \cdot 10^3$ мм, соответственно, по шариковым рельсовым направляющим. При проверке

точности позиционирования для 15 положений антенны с использованием лазерного интерферометра *XL-80* (Великобритания) получены следующие результаты: точность двухстороннего позиционирования - 640 мкм; повторяемость двухстороннего позиционирования - 410 мкм; средняя зона нечувствительности - 32 мкм. Анализ показал, что достигнутая точность позиционирования обеспечивает возможность мониторинга при нахождении антенны на расстоянии до 50 м от диагностируемого аппарата. В этой зоне напряжённости электрического и магнитного полей, даже на ОРУ-750 кВ, не превышают значений 1 кВ/м и 8 А/м, соответственно, т.е. безопасны для оператора.

Список литературы

- [1] Положение ОАО «Россети» о Единой технической политике в электросетевом комплексе: утверждено Советом директоров ОАО «Россети» 23.10.2013г. URL: http://www.mrsk-1.ru/common/upload/docs/Polozhenie_o_tehnicheskoy_politike_OAO_Rosseti (дата обращения 06.12.2014).
- [2] Сви П. М. Методы и средства диагностики оборудования высокого напряжения. - М.: Энергоатомиздат, 1992. 240 с.
- [3] Михеев Г.М. Цифровая диагностика высоковольтного оборудования. М.: Издательский дом «Додэка-XXI», 2008. 304 с.
- [4] Шахнин В.А. Мехатронные комплексы магнитной локации технических объектов с элементами из нанокристаллических магнитомягких сплавов. Дис. докт. техн. наук. Владимир, 2009. 367 с.
- [5] Шахнин В.А., Моногаров О.И., Чебрякова Ю.С. Управление движением мехатронного комплекса электрошумовой диагностики высоковольтного оборудования // Мехатроника, автоматизация, управление. 2013. № 8. С. 47-50.
- [6] Переносной прибор для регистрации сигналов от частичных разрядов в ультразвуковом диапазоне частот «UltraTest». Руководство по эксплуатации. Пермь: ООО «Димрус». 2013. 45 с.
- [7] Шахнин В.А., Моногаров О.И., Чебрякова Ю.С. Алгоритм управления движением антенны мехатронного комплекса электрошумовой диагностики высоковольтного оборудования // Контроль. Диагностика. 2013. № 11. С. 60 - 65.

Объёмная 3D печать элегазовых трансформаторов тока 35, 110, 220, 330 и 500 кВ серии TRG УЭТМ

А.О. Егоров, А.А. Ларионова

ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени Б.Н. Ельцина», Уральский энергетический институт,
Екатеринбург, Россия
e-mail: a.o.egorov@urfu.ru, stacylarionova@gmail.com

Аннотация — разработка и производство элементной базы «Конструктора электроэнергетических систем», на основе уменьшенных действующих копий силового оборудования электростанций и подстанций, предназначены для повышения материально-технического оснащения учебных процессов подготовки специалистов для Электроэнергетики. Наличие линейки прототипов измерительных трансформаторов тока на классы напряжения 35, 110, 220, 330 и 500 кВ в масштабе от 1/2 до 1/10 позволяют перейти к производству уменьшенного оборудования из оригинальных материалов и обеспечить полную интеграцию конструктора. Реализация такого решения позволяет также обеспечить высокую точность и копийность силового оборудования. Становится возможным использование действующих подстанций, электростанций и энергообъектов в миниатюре, с их дальнейшим размещением в любых аудиториях, то есть перевести образовательный процесс из виртуального пространства в материальный.

Ключевые слова — конструктор электроэнергетических систем, система образования, трехмерное конструирование, масштабные модели силового оборудования, 3D принтеры и печать

3D printing gas-insulated current transformers 35, 100, 220, 330 and 500 kV series TRG UETM

Alexander Egorov, Anastasia Larionova

Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin,
Yekaterinburg, Russia
e-mail: a.o.egorov@urfu.ru, stacylarionova@gmail.com

Abstract — the development and manufacture of element base of "Designer of electric power systems" on the basis of reduced copies of the existing power equipment of power plants and substations are designed to improve material-technical equipment of educational process of training specialists for the energy industry. The presence of a line of prototypes of current measuring transformers for voltage classes of 35, 110, 220, 330 and 500 kV in scale from 1/2 to 1/10 allow production of reduced equipment from original materials and to ensure the full integration of the designer. The implementation of such a solution allows to ensure high accuracy and abundance of the power equipment. There is possible use of the existing substations, power stations and power facilities in miniature, with its further placement in all classrooms; the transfer the educational process from the virtual space into the material one.

Keywords — power systems designer, education system, three-dimensional design, scale models of power equipment, 3D printing

1. ВВЕДЕНИЕ

Для повышения уровня материально-технического оснащения образовательных процессов в учебных заведениях и перевода занятий с учащимися в активную форму, специалистами кафедры АЭС УралЭНИИ УрФУ ведётся разработка конструктора электроэнергетических систем. Ранее разработаны его концепция основная элементная база, конструкторская документация, и напечатаны на 3D принтерах первые прототипы оборудования [1]. В ходе дальнейших работ и изысканий после воспроизводства «материальной оболочки оборудования» из пластмасс разных сортов, принято

решение сделать оборудование из оригинальных материалов и далее сделать его рабочим. Для этого принято решение перейти к уточнению размеров масштабных моделей, т.к. одно из новых требований, предъявляемых к элементной базе конструктора, стало возможность применения крепежа и стандартного металлопроката сортамента и крепежа. Например, в ходе таких работ и изысканий, было принято решение использовать крепёж, применяемый в часовых и сильно нагруженных кинематических механизмах. Это также упростит, ускорит и удешевит в перспективе сборку уменьшенных в масштабе учебных энергообъектов.

Основой для таких изысканий стала прогрессия измерительных трансформаторов тока ТРГ и ТРГ-110 кВ в частности [2], т.к. с её применением в настоящее время строится учебная подстанция 110 кВ в масштабе 1/10.

Оптимальный размер оборудования в уменьшенном масштабе должен быть удобным для работы в процессе обучения. Он не должен быть мелким, чтобы не было необходимости напрягать зрение и рецепторы учащегося, но в то же время не должен быть большим, чтобы не занимать много места и пространства в учебных аудиториях и на столах в лабораториях [3]. Для поиска такого оптимального размера важно не только проверить все размеры на классе 110 кВ как это было сделано ранее [2], но и проверить габариты на всех классах напряжения и увязать оборудование с металлоконструкциями и опорными стойками, которые применяются на распределительных устройствах подстанций. Основой для таких работ стали элегазовые измерительные трансформаторы тока серии ТРГ, производства завода АО «УЭТМ» (www.uetm.ru). Основой является классическая трёхфазная группа ТРГ-110 на металлоконструкциях [1, 2] (рис. 1).



Рис. 1. Трёхфазная группа измерительных трансформаторов тока серии ТРГ на основании из металлоконструкций на ОРУ-110 кВ ПС

Процесс реверс-инжиниринга, отработанный ранее на трансформаторе тока 110 кВ с использованием габаритных чертежей изготовителя и фотографий (рис.2),

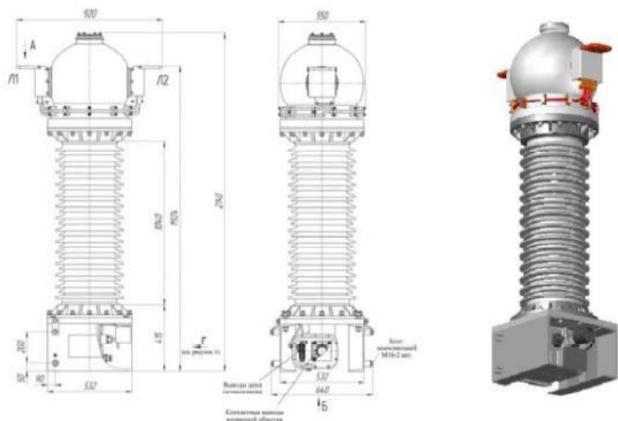


Рис. 2. Габаритные заводские чертежи трансформатора тока ТРГ-110 и его восстановленная трехмерная модель в 3D AutoCAD в цвете

позволил достаточно быстро в течение года восстановить объёмные чертежи измерительных трансформаторов тока на классы напряжения 500, 330, 220, 110 и 35 кВ (рис.3):

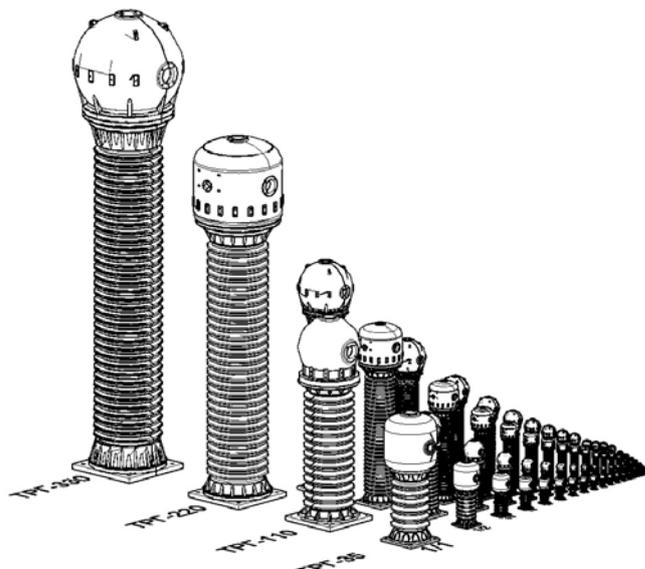


Рис. 3. Прогрессия однофазных трансформаторов тока серии ТРГ на классы напряжения 500, 330, 220, 110 и 35 кВ в масштабах 1/1÷1/100

Далее, восстановленные сборочные и рабочие чертежи собственного производства для воспроизводимых ТТ были адаптированы и конвертированы для печати на 3D принтерах и в течение года поэлементно напечатаны на принтерах по технологиям SLA и FDM (рис.4 и рис.5)



Рис. 4. Прогрессия трансформаторов тока серии ТРГ в масштабах 1/10÷1/50 напечатанная на 3D принтере StarLight по технологии SLA. Основная часть ТРГ-35, ТРГ-110 и ТРГ-220 в масштабах 1/16, 1/13 и 1/10

Мастер-модели ТТ (материнские детали модели) после воспроизводства имеют габариты в масштабе 1/35: 35 кВ до 40 мм, 110 кВ до 55 мм, 220 кВ до 100 мм. При этом, в ходе печати и набора прогрессии стало очевидно, что минимально подходящий по всем вышеуказанным требованиям рекомендуемый размер относится к масштабу 1/16 и выше. Так, для 35 кВ ТТ имеет высоту 69 мм. Соответственно, для 110 кВ ТТ имеет высоту 110 мм, 220 кВ - 194 мм, 330 кВ – 246 мм и 500 кВ – 460 мм. Также установлено, что с 16-го масштаба у моделей имеется возможность применения стандартных

крепежей металлопроката и сортаментов. Например, для ТТ ТРГ-110 и 220 в основании фланца опорного изолятора болт имеет размер М16. Т.е. в масштабе 1/16 он будет иметь размер М1 (1мм), что не всегда будет удобно для учащихся при постановке задачи по сборке в ходе практического занятия. Продолжая поиски и последующее увеличение мастер моделей с 16 до 13 и 10-го масштаба, болты увеличиваются до М1,2 и М1,6 с возможностью увеличения до М2. При этом шпильки в кожухе ТТ имеющие типоразмеры М10, будут иметь размер М1 и т.д. В масштабе 1/10 трансформаторы тока ТРГ на 35, 110 и 220 кВ имеют высоту 110 мм, 176 мм и 310 мм соответственно. С другой стороны, для крупных габаритов, ТТ в масштабе 1/2, все болты будут уменьшены в 2 раза и крепёж в основании опорного изолятора будет иметь типоразмер М8 или М10, (рис.5):



Рис. 5. Прогрессия трансформаторов тока серии ТРГ-110 в масштабах 1/2÷1/8 напечатанная на 3D принтере CubeX по технологии FDM

Для дальнейших изысканий, было принято решение установить модели ТРГ-110 кВ в оптимальных исследуемых масштабах 1/16, 1/13 и 1/10 на основании на металлоконструкциях, по рис.1. При этом ввиду отсутствия сборочных чертежей и исходной информации о таком основании, опорной информацией принят габаритный чертёж заводского исполнения УЭТМ (рис.6).

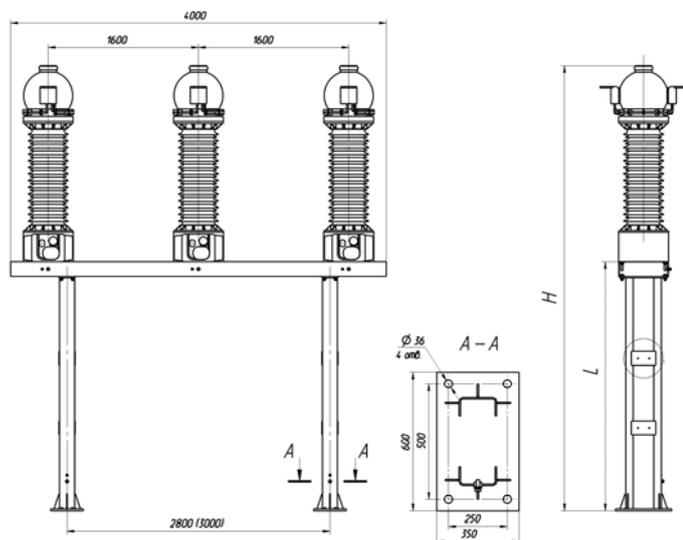


Рис. 6. Заводской чертёж основания трёхфазной группы ТРГ-110 на металлоконструкциях с указанием габаритных размеров (H=4800)

Методом пропорций, обратных геометрических вычислений и пропорций на рис.1, восстановлены габаритные размеры узлов, частей и соединений, а также металлопроката, швеллеров и уголков с болтовыми соединениями. Восстановленный чертёж основания измерительных трансформаторов тока для ТРГ-110 кВ на металлоконструкциях представлен на рис.7.

Для удобства, для основания также смоделирована имитация фундамента из железобетона и основание – секция поверхности грунта на ОРУ-110 кВ подстанции (газон или щебень). Также для перспективной интеграции микроэлектроники смоделированы шкаф вторичных коммутаций и кабели измерительных цепей ТТ.

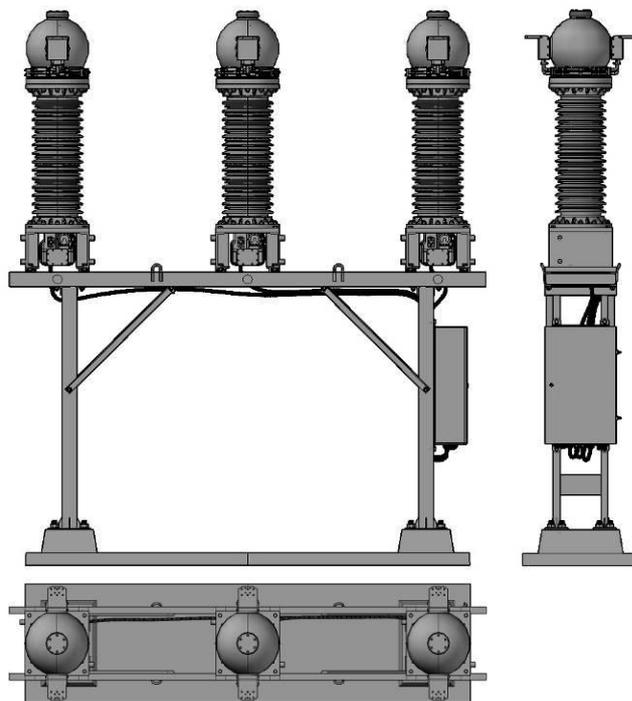


Рис. 7. Восстановленный чертёж трёхфазной группы измерительных трансформаторов тока серии ТРГ-110 на основании по рис.1 и 6 и подготовленный к декомпозиции, нарезке и печати на 3D принтере

В настоящее время напечатаны основания-платформы и сами трансформаторы тока. Закуплен болтовой крепёж. Ведутся работы по подбору металлопроката и его закупка для сборки трёхфазной группы ТТ на основании из металлоконструкциях в масштабах 1/16, 1/13 и 1/10. Трёхфазная группа ТТ является частью перспективной учебной ПС 110 кВ. Далее, на основе полученного результата по оптимальному масштабу, будет принято решение о строительстве учебной подстанции 110 кВ в одном из трёх масштабах в классической компоновке трансформаторной ячейки по блочной схеме.

II. ПРОБЛЕМЫ

Основная цель создания конструктора ЭЭС - создание элементной базы силового, и вторичного оборудования ЭЭС, аппаратных зажимов, линейной арматуры и изоляции, проводов ЛЭП, а также шкафов РУ НН, терминалов РЗ и ПА полной номенклатуры, позволяющей выполнять весь спектр работ, начиная с геодезических изысканий, проектирования и строительства, до испытаний, пусконаладки, и эксплуатации энергообъектов. Для обеспечения возможности

реализации всех этих задач, необходимо поэтапно решить задачу производства конструктора ЭЭС в следующей последовательности:

1. Выбор оптимального масштаба
2. Создание конструкторской документации в 2D и 3D
3. Воспроизводство материальной оболочки учебной ПС 110 кВ из пластмасс и полимеров
4. Воспроизводство материальной оболочки учебной ПС 110 кВ из оригинальных материалов
5. Воспроизводство материальной оболочки учебной ПС 110 кВ из оригинальных материалов с внутренним наполнением оборудования
6. Воспроизводство отмасштабированных физических, электротехнических и электромагнитных процессов в оборудовании учебной подстанции
7. Воспроизводство информационных процессов в оборудовании и во всей ПС 110 кВ и создание диспетчерских систем АСУ ТП на их основе.

Важен тот момент, что выбор оптимального масштаба является ключевым шагом, т.к. выполнив этапы 1, 2 и 3 и после перехода к этапам 4 и 5, вернуться к первым этапам будет крайне затруднительно и повлечёт серьёзные затраты ресурсов. Данное обстоятельство затягивает и затрудняет во времени процесс воспроизводства всего оборудования, которое было сконструировано ранее, в течение предыдущих 3х лет работы специалистов [1,2].

Другим серьёзным затруднением является поиск и закупка специальных инструментов для работы с мелким болтовым крепежом. Опыт показал, что некоторые сборочные работы требуют наличия специальных оптических приборов, специальных часовых отвёрток с битами и головками, и соответствующей подготовки рабочего места (аналог процесса сборки часовых механизмов). Данный факт, для обеспечения возможности применения конструктора для широкого круга учащихся, приводит к необходимости укрупнения моделей, что не соответствует требованию уменьшения габаритов.

Ещё одним затрудняющим работы моментом является поиск особенных сортов глин и сталей и их сплавов, т.к. при воспроизводстве фарфоровых изоляторов требуется обеспечить во-первых соблюдение геометрии тонких поверхностей граней тарельчатых изоляторов, во вторых механическую прочность граней изоляторов, в третьих поиск эффективной технологии обжига глины. Таких проблем нет с полимерными изоляторами. Также, для обеспечения геометрической идентичности фланцев и кожухов оборудования, требуется подбор подходящих цветных металлов и их сплавов с адекватной текучестью и шероховатостью для соблюдения текстуры поверхностей.

III. ДОСТИГНУТЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Прогрессия ТРГ-110 кВ, взятая ранее за основу разработки конструктора ЭЭС напечатана в масштабах от 1/2 до 1/100, что соответствует высоте 880 мм и 18мм. На основе данной прогрессии была разработана и напечатана

прогрессия трансформаторов тока на 35, 220, 330 и 500 кВ. Указанные ТТ напечатаны в масштабах от 1/35 до 1/10. При этом масштабы 1/16, 1/13 и 1/10 взяты за основу перспективного конструктора ЭЭС для воспроизводства трёхфазной группы на основании из металлоконструкций.

Таблица 1. РАЗМЕРЫ СЕКЦИИ ТТ РУ 110 кВ В ОСНОВНЫХ МАСШТАБАХ НА ОСНОВЕ ТРЁХФАЗНОЙ ГРУППЫ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТТ ТРГ 110 кВ

Масштаб	Габаритные размеры ячейки ТРГ-110 кВ, мм		
	Длина	Ширина	Высота
1/1	4 000,00	600,00	4 800,00
1/10	400,00	60,00	480,00
1/13	307,69	46,15	369,23
1/16	250,00	37,50	300,00

Из размеров, указанных в таблице видно, что для масштаба 1/10, который в соответствии с вышеизложенным, является перспективным (ранее перспективным считался масштаб 1/16), секция ТТ в трёхфазном исполнении будет иметь габарит вдоль фаз 400 мм – (40 см), что достаточно для размещения в лаборатории на рабочем месте учащегося как трёхфазной группы трансформаторов тока на классы напряжения 35, 220 кВ и выше, так и для создания учебной подстанции с силовыми трансформаторами, выключателями и пр.

В ходе выполнения работ по печати ТРГ-110 в масштабах 1/8, 1/6, 1/4, 1/3 и 1/2 установлено, что для создания прототипов и образцов единичного оборудования вполне эффективно подходят масштабы 1/2 и 1/3. Размеры таких прототипов достаточно приемлемы для работы с ним команды учащихся, они достаточно быстро печатаются, имеют высокую геометрическую точность и низкую стоимость при изготовлении.

На базе прогрессии ТРГ-110 и ТТ на классы напряжения 35, 220, 330 и 500 кВ, разработана область применения прототипов и перспективных серийных изделий в уменьшенном масштабе. Масштаб 1/10 является эффективным для создания учебных рабочих энергообъектов. Масштабы 1/2 и 1/3 подходят для создания единичных однофазных и трёхфазных прототипов и образцов для отдельных работ конкретно с оборудованием в учебных аудиториях и лабораториях.

Список литературы

- [1] Возисова О.С., Банных П.Ю., Трёмбач А.Ю., Казанцев А.С., Ерошенко С.А. (...) Изнаиров Б.М. Конструктор автотрансформатора 220/110 кВ 250 МВА. 2-я Международная конференция по достижениям в области энергетики и окружающей среды, науки ICAEES 2014; Гуанчжоу, Китай; 21-22 июня 2014 года. Расширенные материалы исследований, 1008-1009, с. 1162-1165
- [2] Кузнецов К.А., Возисова О.С., Фирсова Д.А., Зонов И.С. Конструктор электроэнергетических систем. Линейная прогрессия трансформатора тока ТРГ-110. 6-я Международная научно-техническая конференция «Энергетика глазами молодежи», г. Иваново, 9-13 ноября 2015 года. Материалы конференции, том.2, с. 492-495.
- [3] Shashi M., Jain K., Use of photogrammetry in 3D modeling and visualization of buildings, ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences 2 (2) (April 2007)

Расчет электрической прочности и отключающей способности высоковольтного элегазового выключателя

А.А. Максименко¹, Д.А. Гусев¹

¹Филиал АО «СО ЕЭС» Кольское РДУ
Мурмаши, Россия
E-mail: mstues@yandex.ru

Аннотация – электрическая прочность межконтактного промежутка элегазового выключателя в значительной степени влияет на вероятность повторных зажиганий, возникающих в процессе отключения тока. В настоящее время не существует методики расчета электрической прочности высоковольтного элегазового выключателя, учитывающей геометрию дугогасительного устройства и его контактных групп. В процессе коммутационных испытаний не конкретизировано, к какому контакту приложено переходное восстанавливающееся напряжение. Эти обстоятельства требуют производства моделирования характеристик электрической прочности межконтактного промежутка и анализа отключающей способности элегазового выключателя. При проведении исследования электрической прочности межконтактного промежутка элегазового выключателя основными материалами являются учебные пособия и периодические издания. Методами исследования при выполнении экспериментальной части являлось численное и математическое моделирование. В качестве инструмента моделирования применялось программное обеспечение ANSYS Multiphysics и ELCUT. Получен алгоритм процесса анализа электрической прочности и прогнозирования отключающей способности разрабатываемых моделей элегазовых выключателей в режиме отключения емкостных токов. Предложены методы расчета пробивных напряжений и приведения напряженности электрического поля к разности потенциалов между контактами. Реализация алгоритма позволит снизить напряженность электрического поля межконтактного промежутка и давление заполнения элегазового выключателя. Алгоритм послужит средством для разработки элегазового выключателя с очень низкой вероятностью повторного пробоя в режиме отключения емкостного тока.

Ключевые слова – элегазовый выключатель; повторное зажигание; электрическая прочность межконтактного промежутка; электрическая дуга; перенапряжение; пробивное напряжения.

Calculation of Electrical strength and breaking capacity of high voltage sf6 circuit breaker

A.A. Maksimenko¹, D.A. Gusev¹

¹Branch of JSC “SO UPS” Kolskoe RDC
Murmashi, Russian Federation
E-mail: mstues@yandex.ru

Abstract – probability of re-ignition during the current cut-off process depends too much on electrical strength of intercontact space of SF6 circuit breaker. There has been no technique aimed for calculating the electrical strength of a high-voltage SF6 circuit breaker accounting for the geometry of the arcing device and its contact groups. There has been no directive specified a transient recovery voltage is applied to which of contacts during the process of commutation tests. This situation requires the modeling of electrical strength characteristics of intercontact space and analysis of the breaking capacity of SF6 circuit breaker. The conducted research of electrical strength of intercontact space of SF6 circuit breaker is based on textbooks and periodicals. The numerical and mathematical modeling methods with ANSYS Multiphysics and ELCUT as the software tool for simulations were used for the experimental part. There is an algorithm of the analysis of electrical strength and forecasting of the breaking capacity of developed high voltage SF6 circuit breaker models in the mode of switching off the capacitive currents. Methods for calculating breakdown voltage and for matching the electric field strength to the potential difference between the contacts were proposed. The algorithm will allow to reduce electric field strength of intercontact space and gases pressure of HIGH VOLTAGE SF6 circuit breaker. The algorithm will allow to develop the SF6 circuit breaker with a very low probability of re-ignition during the capacitive current cut-off process.

Key-words – SF6 circuit breaker; re-ignition; electrical strength of intercontact space; electric arc; overvoltage; breakdown voltage.

1. ВВЕДЕНИЕ

Элегазовый выключатель — это высоковольтный выключатель, использующий элегаз (шестифтористую серу, SF₆) в качестве среды гашения электрической дуги. Высоковольтный выключатель предназначен для оперативных включений и отключений отдельных цепей или электрооборудования в энергосистеме.

Самое главное преимущество элегазовых выключателей заключается в прекрасной изоляции, скорости гашении дуги, физических и химических свойствах газа SF₆. Элегаз не воспламеняется, и химически стабилен. Продукты распада газа не взрывоопасны, т.е., отсутствует риск воспламенения и взрыва. Наружные элегазовые выключатели просты, относительно недороги и компактны. При их эксплуатации не требуется частой замены контактов — время существования дуги невелико из-за хорошего ее гашения газом SF₆, и поэтому эрозия контактов снижена. Контакты также не подвержены окислению.

Отключающая способность выключателя зависит от уровня электрической прочности, который определяется конструкцией дугогасительной камеры, типом изолирующей и дугогасительной среды, высоковольтного выключателя. Уровень электрической прочности межконтактного промежутка определяется соотношением напряженности электрического поля, исходя из конфигурации контактных групп, наличия выравнивающих экранов, газодинамической картины и величины давления элегаза возле электродов. Создаваемый перепад давления в процессе отключения определяется кольцевыми зазорами сопел, а также достигаемой скоростью контактно-поршневой системы, исходя из мощности привода и кинематической схемы выключателя. Для элегазовых выключателей с дугогасительными устройствами (ДУ) автокомпрессионного и автогенерационного типа достигаемые значения перепада давления лежат в диапазоне 0,4-0,7 мегапаскаль. Особенно важно на начальной стадии разработки выключателей оценивать распределение электростатического поля, определять критические напряженности электрического поля элементов ДУ.

II. МОДЕЛИРОВАНИЕ В СРЕДАХ ANSYS MULTIPHYSICS И ELCUT

Объектами исследования являлись автокомпрессионные элегазовые выключатели колонкового типа серии ВГТ-УЭТМ-500, ВГТ-УЭТМ-750. Для анализа распределения электрического поля и определения критических напряженностей были использованы расчетные пакеты ANSYS Multiphysics и ELCUT.¹

Для построения математических моделей и проведения расчетов оценки отключающей способности необходимо знать уровень напряженности высоковольтного элегазового выключателя. В расчетах напряженности применялась следующая методика: на блок подвижного контакта (ПК) модели ДУ (Рис. 1) подается 1 вольт, на блок неподвижного контакта (НК) — 0 вольт.

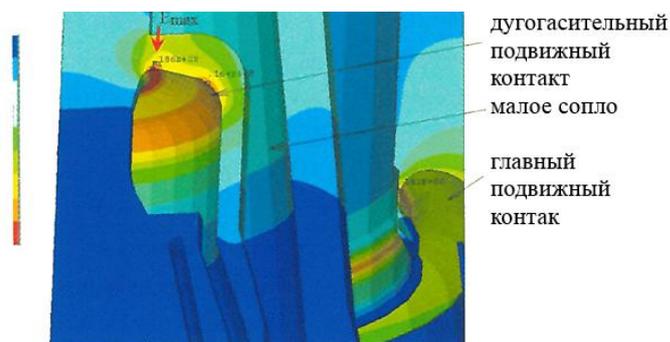


Рис. 1. Максимальная напряженность на подвижном дугогасительном контакте.

Путем математического моделирования движения блока подвижного контакта на один принятый для данного случая шаг снимается зависимость максимальной величины напряженности от межконтактного расстояния. После проведения анализа снимается зависимость напряженности при подаче потенциала 1 вольт на блок неподвижного контакта (Рис. 2), когда потенциал на блоке подвижного контакта равен нулю.



Рис. 2. Максимальная напряженность на неподвижном дугогасительном контакте.

Максимальные значения напряженности электрического поля формируются на дугогасительных контактах. При разности потенциалов между контактами в 500 киловольт U (пик переходного восстанавливающегося напряжения (ПВН) в режиме коммутации тока ненагруженных линий на один разрыв колонкового выключателя на 750 киловольт)², величина напряженности ЭП E_U будет в 500 000 раз больше, чем величина напряженности при подаче разности потенциалов в 1 вольт $E_{1В}$:

$$E_U = E_{1В} \cdot U, \quad (1)$$

То есть, имея зависимость напряженности от межконтактного промежутка при подаче потенциала в 1 В, имеется возможность построить графическую зависимость напряженности от межконтактного промежутка при подаче потенциала в 500 000 В.

На рис. 3 представлена зависимость наибольшей напряженности электрического поля на подвижном дугогасительном (ПДК) и неподвижном дугогасительном (НДК) контактах от межконтактного расстояния в

[1] Чунихин А.А., Жаворонков М.А. Аппараты высокого напряжения. М.: Энергоатомиздат, 1985.

[2] ГОСТ 52565-2006 Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Москва: Стандартинформ, 2007.

относительных единицах (о.е.) при разности потенциалов в 1 вольт.

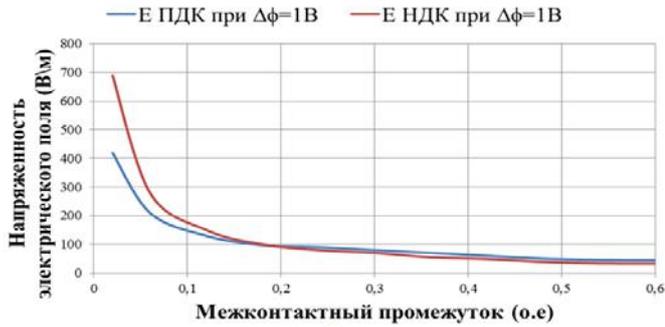


Рис. 3. Полученные в среде ANSYS максимальные величины напряженности.

В результате построения зависимости можно сделать вывод о том, что максимальная напряженность электрического поля на НДК в момент разрыва контактов значительно больше, чем на ПДК.

III. МЕТОД РАСЧЕТА ПРОБИВНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ

Расчетное пробивное (разрядное) $U_{расч. пр.}$ напряжение может быть рассчитано с помощью выражения³:

$$U_{расч. пр.} = \frac{E_{кр.}}{E_{макс. 1В}}, \quad (2)$$

где нижний предел электрической прочности в элегазе $E_{кр.}$ при давлении 0,5 мегапаскалей задается по данным источника⁴ и изображен на Рис. 4:

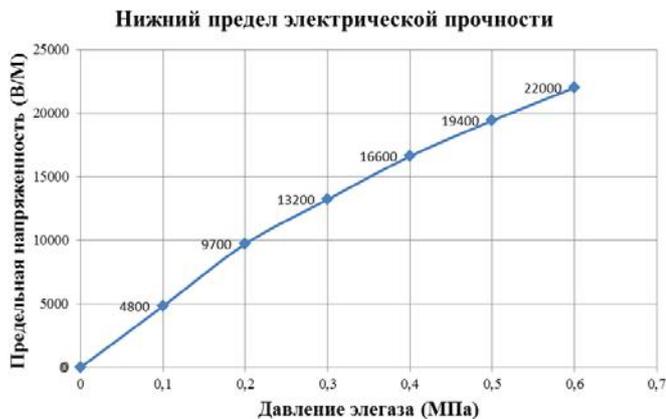


Рис. 4. Зависимость величины нижнего предела электрической прочности от величины давления заполнения элегазом.

Собственное время отключения выключателя ВГТ-УЭТМ-500 составляет 18 мс. При этом контакты расходятся на 1 о.е. Зная зависимость напряженности от межконтактного расстояния, рассчитываются пробивные напряжения в зависимости от межконтактного расстояния.

[3] Endo F., Sato M., Tsukyshi M., Yoshioka Y., Saito K., Hirasawa K., Analytical prediction of transient breakdown characteristics of SF6 gas circuit breakers, IEEE Transactions on Power Delivery, 1989, vol. 4, № 3, pp. 1731-1737.

[4] Вариводов В.Н. Особенности выбора допустимых напряженностей электрического поля в элегазовой изоляции аппаратов сверхвысокого напряжения. // Прикладная физика, 2001. №5. С.40-45.

В таблице I представлен сравнительный анализ результатов расчета пробивных напряжений, полученных на стадии моделирования электрического поля, с экспериментальными величинами пробивных напряжений, полученных из результатов эксперимента – серий высоковольтных испытаний коммутационным импульсом в динамическом режиме при давлении заполнения ДУ 0,5 МПа.

Таблица I. СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА С ЭКСПЕРИМЕНТОМ

Время от момента размыкания контакто в (мс)	Неподвижный дугогасительный контакт		Погрешность расчета относительно эксперимента (%)
	$U_{пр. расчет}$ (кВ)	$U_{пр. эксперимент}$ (кВ)	
6,8	457	458,3	0,28
7,3	488	486,3	-0,39
7,8	509	500,1	-1,8
8,3	530	548,15	3,31
838	554	564,8	1,91
9,3	594	618,5	3,96
9,8	623	657,7	5,23
10,3	660	703,7	6,21

Расчет пробивных напряжений производился, исходя из экспериментально снятой характеристики хода контактов после оптимизации скоростной характеристики. В процессе испытаний высоковольтный коммутационный импульс подавался на НДК. В таблице I представлены значения расчетных и фактических пробивных напряжений, а также погрешность расчета относительно эксперимента.

Для снижения критической напряженности на поверхности электродов применяются контакты оптимального радиуса кривизны, углубляется неподвижный дугогасительный контакт относительно экранирующего главного неподвижного контакта.⁵

IV. МЕТОД ПРИВЕДЕНИЯ НАПРЯЖЕННОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ПОЛЯ К РАЗНОСТИ ПОТЕНЦИАЛОВ МЕЖДУ КОНТАКТАМИ (МПРПК Н)

Особенностью данного метода анализа электрической прочности и оценки отключающей способности является необходимость знать параметры движения блока подвижного контакта – кривую хода контактов. Зависимость пройденного пути от момента размыкания контакта необходима для синхронизации расчетных величин напряженности ЭП (см. Рис. 3) с моментами приложения ПВН.

Далее рассчитанная при разности потенциалов между контактами в 1 вольт напряженность ЭП приводится к потенциалу между контактами. На рис. 5 представлен сравнительный анализ напряженностей ЭП исходной и

[5] Чернокутов Д.В., Черных И.В., Хомяков Р.А. Математический метод расчета электрической прочности и анализ отключающей способности высоковольтного элегазового выключателя // ЭЛЕКТРО.Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность.2016 № 5. С 28-34.

оптимизированных в плане геометрии дугогасительного устройства и конструкции выключателя, приведенных к величине ПВН с пиком в 500 киловольт в режиме коммутации тока ненагруженных линий (LC1, LC2).

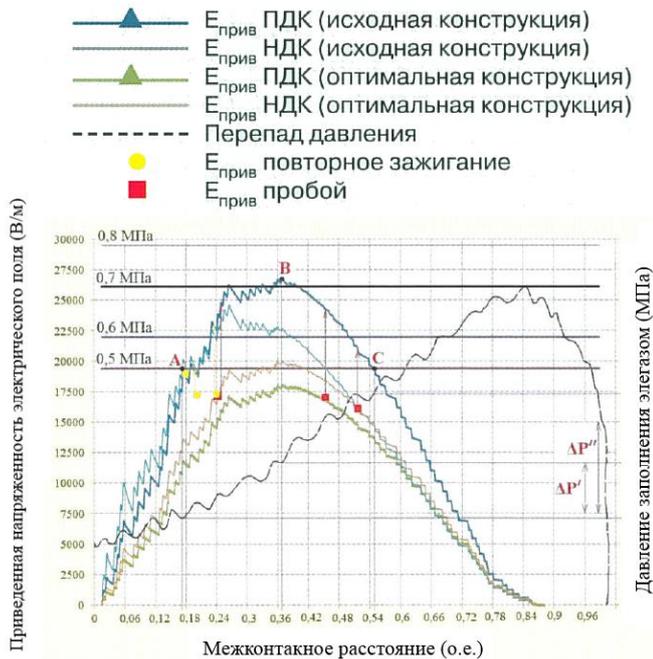


Рис. 5. Анализ приведенных величин напряженностей.

Данные получены в ходе исследовательских испытаний одного из вариантов конструктивного исполнения колонкового выключателя на класс напряжения 750 киловольт. Горизонтальные линии отражают предел электрической прочности — $E_{кр}$ от давления заполнения элегазом.

Из Рис. 5 видно, что на межконтактном расстоянии 0,16-0,54 о.е. при давлении заполнения 0,5 МПа величина полученной приведенной к разности потенциалов (при подаче потенциала на ПДК) напряженности выше величины критической напряженности. Очевидно, что для данного критерия и для данной конфигурации контактной системы необходимо увеличение давления заполнения минимум до 0,7 мегапаскалей, соответствующего величине $E_{кр} = 26200$ вольт на метр.

Очевидно, что для оптимизированной в части критической напряженности ЭП конструкции при давлении заполнения 0,5 Мегапаскалей на межконтактном расстоянии 0,32-0,4 о. е. величина приведенной к разности потенциалов напряженности (при подаче потенциала на НДК) выше величины критической напряженности. Соответственно для такой конструкции необходимо увеличение давления заполнения до 0,6 Мегапаскалей, соответствующего величине $E_{кр} = 22000$ вольт на метр.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной статье представлен метод математического расчета электрической прочности высоковольтного элегазового выключателя при использовании программных комплексов, выполнен приблизительный расчет максимальных напряженностей и дан анализ распределения электрического поля.

В результате проведенных расчетов определены разрядные напряжения межконтактного промежутка, произведено сравнение расчетной методики определения величин пробивных напряжений с результатами экспериментов высоковольтных исследований и коммутационных испытаний.

Предложенные методика расчета пробивных напряжений и метод расчета величины напряженности, приведенной к разности потенциалов между контактами, подтверждаются экспериментом. В результате проведенных математического моделирования и расчетов выяснилось, что в методике проведения коммутационных испытаний следует, к какому контакту приложено ПВН.

На практике, оптимизируя конструкцию дугогасительного устройства, т.е. применяя электроды оптимальной формы и эффективно выравнивающие электростатическое поле экраны, меняя взаимное расположение дугогасительных контактов относительно главных и экрана, становится возможным снизить величины критических напряженностей. Применение расчетного инструментария на основе методов численного моделирования может служить средством для разработки выключателя с отключающей способностью класса С2 — с очень низкой вероятностью возникновения повторных пробоев в режиме отключения емкостного тока.

Использование элегаза в качестве дугогасящей среды, более эффективно по сравнению со сжатым воздухом и маслом, является наиболее перспективным и быстроразвивающимся направлением развития выключателей переменного тока высокого и сверхвысокого напряжения. Основные достоинства элегазового оборудования определяются уникальными физико-химическими свойствами элегаза, в том числе высоким уровнем электрической прочности.⁶

Список литературы

- [1] Чунихин А.А., Жаворонков М.А. Аппараты высокого напряжения. М.: Энергоатомиздат, 1985.
- [2] Вишневский Ю.И. Электрические аппараты высокого напряжения с элегазовой изоляцией. С-Пб.: Энергоатомиздат, 2002. 728 с. ISSN 5-283-04753-9.
- [3] Чернокутов Д.В., Черных И.В., Хомяков Р.А. Математический метод расчета электрической прочности и анализ отключающей способности высоковольтного элегазового выключателя // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2016 № 5. С 28-34.
- [4] Endo F., Sato M., Tsukyshi M., Yoshioka Y., Saito K., Hirasawa K., Analytical prediction of transient breakdown characteristics of SF6 gas circuit breakers, IEEE Transactions on Power Delivery, 1989, vol. 4, № 3, pp. 1731-1737.
- [5] Вариводов В.Н. Особенности выбора допустимых напряженностей электрического поля в элегазовой изоляции аппаратов сверхвысокого напряжения. // Прикладная физика, 2001. №5. С.40-45.
- [6] ГОСТ 52565-2006 Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Москва: Стандартинформ, 2007.
- [7] Вишневский Ю.И. Электрические аппараты высокого напряжения с элегазовой изоляцией. С-Пб.: Энергоатомиздат, 2002. 728 с. ISSN 5-283-04753-9.

Система контроля состояния электрической изоляции в сетях напряжением до 1000 В с глухозаземленной нейтралью

Г.В. Аверьянов, И. В. Колесник, А. А. Тишков
Военный институт (инженерно-технический) ВА МТО
Санкт-Петербург

Аннотация - Надежность работы и безопасность эксплуатации электрооборудования во многом зависит от состояния изоляции, частоты возникновения и длительности существования ее повреждений.

Оценка и мониторинг состояния изоляции в реальных условиях функционирования систем электроснабжения (СЭС), включающих различные режимы работы, является актуальной и сложной задачей. На электро-, пожаробезопасность электрооборудования в реальных условиях эксплуатации существенно влияют нештатные режимы работы, предаварийные и аварийные режимы и старение. Безаварийное функционирование распределительных сетей СЭС с глухозаземленной нейтралью до 1000 В во многом зависит от частоты возникновения однофазных коротких замыканий (КЗ), которые являются наиболее частым видом повреждения изоляции. Существующие устройства защиты от КЗ в сетях с глухозаземленной нейтралью срабатывают при возникновении КЗ, то есть работают по факту, а достаточно длительный процесс развития дефекта изоляции не определяется. В связи с этим важна оценка состояния изоляции распределительной сети СЭС под рабочим напряжением.

Разработка научно-технических решений, обеспечивающих повышение уровня безопасности при эксплуатации систем электроснабжения с глухозаземленной нейтралью направлена на достижение озвученных задач. Поставленная цель достигается за счет обеспечения объективного контроля за состоянием электрической изоляции по токам утечки, что позволяет существенно уменьшить вероятность возникновения КЗ за счет заблаговременного обнаружения развивающегося дефекта изоляции.

В статье представлена концепция системы контроля и диагностики состояния изоляции электрических сетей с глухозаземленной нейтралью, позволяющей перейти от борьбы с последствиями нарушений изоляции к их предупреждению и, как следствие, существенному повышению их электропожаробезопасности.

Ключевые слова - система электроснабжения; глухозаземленная нейтраль; однофазное короткое замыкание; контроль состояния изоляции.

System of electrical insulation state control in networks with voltages up to 1000 volts with dead-earthed neutral

Grigorij Aver'janov, Ivan Kolesnik, Aleksej Tishkov
Military technical Institute
Saint Petersburg

Abstract - Reliability of operation and safety of electrical equipment depends largely on the state of insulation, frequency and duration of its damage.

Assessment and monitoring of insulation condition in the real functioning of power supply systems (PSS), including various modes of operation, is an urgent and difficult task. Non-standard modes, pre-emergency and emergency modes and aging greatly affect electro- and fire safety of electrical equipment under actual operating conditions. Trouble-free operation of the PSS distribution networks with dead-earthed neutral up to 1000 volts largely depends on the frequency of single-phase short-circuit (SC), which are the most common type of insulation failure. Existing short-circuit protection devices in networks with earthed neutral trigger in the event of short circuit, that is work in the event of the fault, but a rather long-term process of insulation defect development is not detected. In connection with this the assessment of the PSS distribution network isolation under operating voltage proves to be important.

Development of scientific and technical solutions that enhance safety in the operation of power systems with earthed neutral is aimed at achieving the above-mentioned goals. The goal is achieved through the provision of objective monitoring of the state of electrical insulation leakage current. This allows to significantly reduce the risk of short-circuit due to early detection of developing insulation defect.

The article offers the concept of system of electrical insulation with earthed neutral control and diagnostics, which allows to transfer from the fight with the consequences of insulation damage to its prevention and to a significant increase in its electro- and fire safety.

Keywords - power system; dead-earthed neutral; single-phase short circuit; control of insulation condition.

1. ВВЕДЕНИЕ

Надежность работы и безопасность эксплуатации электрооборудования во многом зависит от состояния изоляции, частоты возникновения и длительности существования ее повреждений. По данным МЧС в 2016 году из-за нарушения правил эксплуатации электрооборудования возникло 41151 пожаров, что составляет 29,59% от всех пожаров. Стоит отметить, что значительная часть таких нарушений связаны с повреждением изоляции электроустановок и как следствие коротких замыканий.

При этом с увеличением суммарной протяженности кабельной сети системы электроснабжения, ухудшаются условия электро- и пожаробезопасности, а также снижается надежность электроснабжения потребителей. Проведенные научно-исследовательские работы показали, что выявление развивающихся дефектов изоляции на ранних стадиях позволяет значительно улучшить эти показатели. При этом такой подход должен заключаться в применении измерительных датчиков, рассчитанных для работы с автоматизированной информационно-измерительной системой и построении централизованной системы контроля состояния изоляции, осуществляющей одновременную обработку сигналов от всех контролируемых кабельных линий с целью обеспечения мониторинга состояния изоляции и возможностью прогнозирования будущих замыканий. Выполнение этих функций возможно за счёт сведения всех данных, непосредственно к диспетчеру.

II. ПРОБЛЕМЫ КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ С СЭС С ГЛУХОЗАЗЕМЛЕННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

Электрические сети напряжением до 1000 В защищаются по двум параметрам. От токов перегрузки или токов короткого замыкания и от токов утечки. Для защиты используются автоматические выключатели, предохранители и устройства защитного отключения. Но данные аппараты защиты срабатывают по факту возникновения неисправности и отключают поврежденный участок сети. При этом на данный момент отсутствуют технические решения, позволяющие прогнозировать развивающиеся дефекты в изоляции до наступления критического состояния. Что особо актуально при питании ответственных потребителей.

Применение устройств защитного отключения позволяет контролировать состояния изоляции по токам утечки в сетях с глухозаземленной нейтралью напряжением до 1000 В, что существенно уменьшает вероятность аварийных ситуаций в следствии повреждения изоляции.

Но при этом устройство защитного отключения имеет ряд минусов:

1. Как правило, место установки УЗО располагается в непосредственной близости от потребителя, и питающие сети оказываются, не защищены.
2. Принцип работы УЗО – пороговый, то есть УЗО реагирует на превышение фиксированного уровня тока утечки.
3. Ещё одним недостатком УЗО является его работа только на отключение, что в ряде случаев может быть недопустимо в связи с технологическими процессами или категоричностью потребителей по надежности.

Достаточно малой эффективностью в определении состояния распределительной сети СЭС обладают и периодические испытания электрооборудования, так как выполняются на обесточенном оборудовании.

Эта информация обладает малой ценностью для прогнозирования состояния изоляции так как в любой момент времени после проведения периодических испытаний, будь то через 5 минут, через сутки или через месяц в изоляции может начать развиваться нарастающий дефект, обнаружить который возможно будет только при очередных испытаниях, если только до этого времени не произойдет её критическое разрушение, повлекшее за собой возникновение аварийной ситуации.

Таким образом, в настоящее время отсутствуют технические средства, позволяющие обеспечить мониторинг состояния изоляции в сетях с глухозаземленной нейтралью, которые составляют 95% распределительных сетей. То есть отсутствует возможность достоверного диагностирования развивающихся дефектов электрической изоляции в этих сетях, и проблема предупреждения возникновения коротких замыканий становится все более актуальной.

III. СТРУКТУРА СИСТЕМЫ ПОФИДЕРНОГО КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ С СЭС С ГЛУХОЗАЗЕМЛЕННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

В настоящее время прошел испытания и изготовлен промышленный образец системы контроля сопротивления изоляции (СКСИ) в системах электроснабжения (СЭС) и изолированной нейтралью, который состоит из устройства контроля эквивалентного сопротивления изоляции, способного сигнализировать о снижении общего сопротивления изоляции СЭС до заданной уставки и принципиально нового устройства пофидерного контроля состояния изоляции (ПКСИ), которое обеспечивает оперативное обнаружение линии, отходящей от распределительного щита, имеющей несимметричное снижение сопротивления изоляции ниже заданного порога. Система ПКСИ работает по принципу измерения переменного тока нулевой последовательности во всех отходящих линиях и сдвига фаз между этими токами и напряжением нулевой последовательности, что является

косвенным признаком нарушения изоляции.

Проведенные моделирование (Рис.1) показали принципиальную возможность распространить опыт пофидерного контроля состояния изоляции и на сети с глухозаземленной нейтралью, с учетом определённых доработок. Разрабатываемая система предназначена для мониторинга состояния изоляции в кабельных распределительных сетях с глухозаземленной нейтралью до 1000В, с целью прогнозирования, планирования профилактических мероприятий и ремонтных работ для предотвращения пробоев изоляции и замыканий на землю.

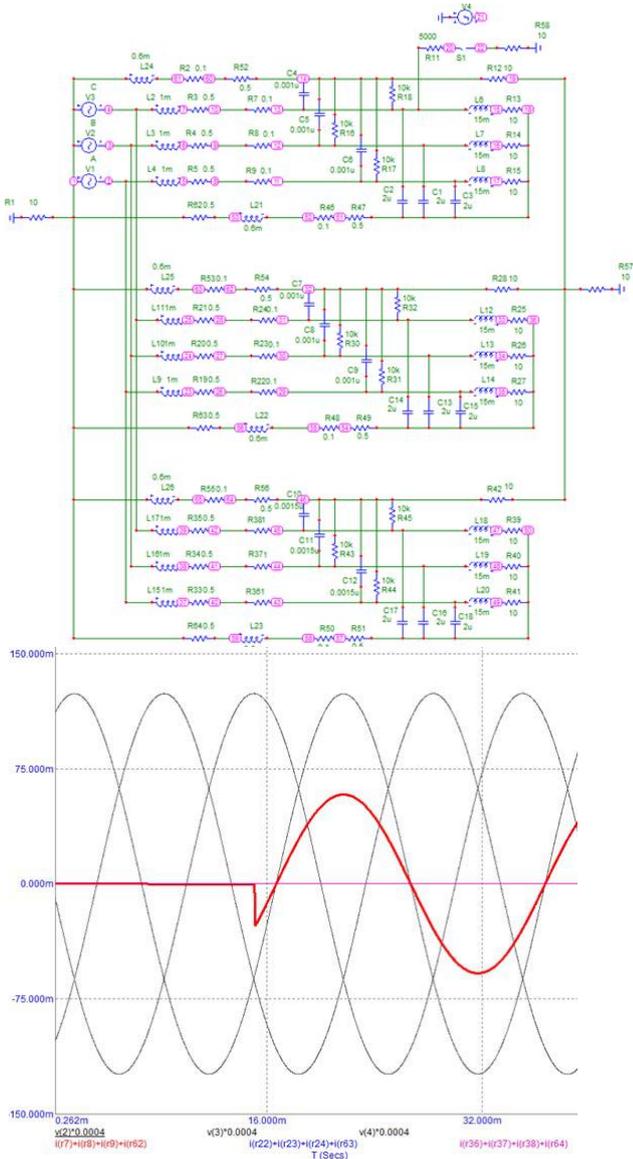


Рис. 1. Модель системы ПКСИ системы электроснабжения до 1000 В с глухозаземленной нейтралью

Системы пофидерного контроля состояния изоляции в системах электроснабжения до 1000 В с глухозаземленной нейтралью может быть реализована по принципу, представленному на рисунке 2.

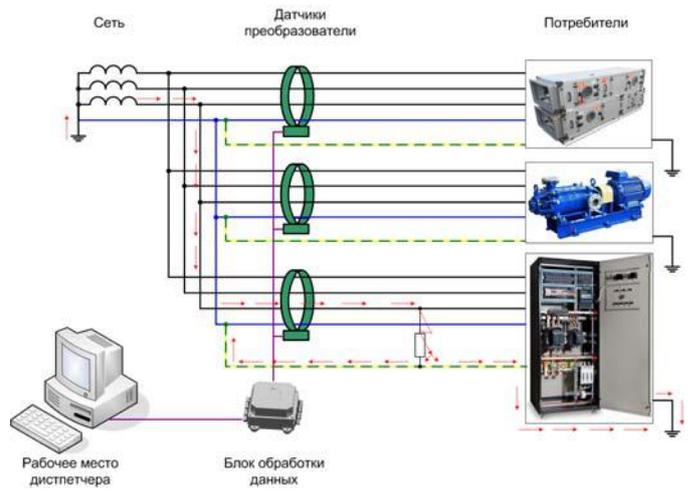


Рис. 2. Структурная схема системы ПКСИ СЭС до 1000 В с глухозаземленной нейтралью

IV. РЕАЛИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ПОФИДЕРНОГО КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ С СЭС С ГЛУХОЗАЗЕМЛЕННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

Разрабатываемая система предназначена для мониторинга состояния изоляции в кабельных распределительных сетях с глухозаземленной нейтралью до 1000В, с целью прогнозирования, планирования профилактических мероприятий и ремонтных работ для предотвращения пробоев изоляции и замыканий на землю.

Система ПКСИ работает по принципу измерения переменного тока нулевой последовательности, путем преобразования магнитного поля, создаваемого трехфазными токами в контролируемой цепи в аналоговые сигналы, которые преобразуются в цифровые данные. Реализация такой системы позволит преодолеть серьезную проблему - недостаточности существующих технических средств и методов для постоянного контроля и за состоянием изоляции.

В настоящее время на базе нашего института собрана экспериментальная установка для испытания системы пофидерного контроля состояния изоляции (Рис. 3). Для получения достоверных данных испытательный стенд максимально имитирует систему электроснабжения.

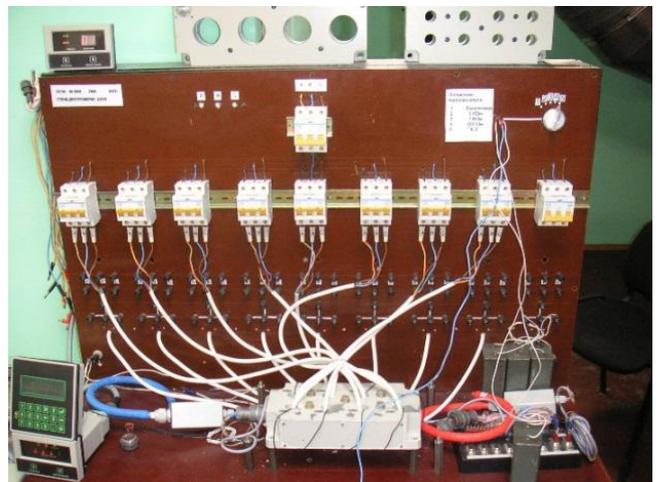


Рис. 3. Стенд для испытаний системы ПКСИ

На столе стенда (Рис. 3.) – блок датчиков преобразователей, слева и справа от него – датчики (гибкие шланги магнитных датчиков синего и красного цвета). Вверху на стенде – корпуса блочных датчиков. Слева внизу – блок цифровой обработки.



Рис. 4. Опытные образцы датчиков тока для системы пофидерного контроля состояния изоляции

Отличительной особенностью применяемых датчиков тока (Рис. 4) является малая мощность выходного сигнала по сравнению с трансформаторами тока напряжения, конструкции которых сформировались достаточно давно, поэтому стандартные значения их выходных параметров определялись уровнем развития и состоянием средств автоматики середины XX века. Большая выходная мощность используемых трансформаторов была оправданной, так как от них питались реле автоматики и защиты, средства измерений и регистрации. Современные информационно-измерительные системы (ИИС) имеют на своих входах либо сигнальные процессоры с встроенными аналого-цифровые преобразователи (АЦП), либо отдельные АЦП, которые не требуют таких мощных сигналов для получения приемлемого отношения сигнал/шум, что привело к возникновению и широкому внедрению концепции датчиков тока малой мощности.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Оценка и мониторинг состояния изоляции в реальных условиях функционирования системы электроснабжения, включающих различные режимы работы, является актуальной и сложной задачей. На надежность работы СЭС, электро- и пожаробезопасность электрооборудования существенно влияют нештатные режимы работы, предаварийные и аварийные режимы и старение изоляции. В связи с этим важна оценка

состояния изоляции распределительной сети в режиме реального времени. При этом рост требований по пожаробезопасности и надежности СЭС должен сопровождаться адекватным развитием средств диагностирования потенциально опасных факторов.

Использование системы пофидерного контроля состояния изоляции в составе программно-аппаратного комплекса даёт возможность непрерывного мониторинга состояния изоляции всех контролируемых присоединений, что необходимо для прогноза возможных коротких замыканий в сети с достаточным для оперативных мероприятий запасом времени.

Результаты проведённых испытаний на экспериментальной базе нашего института показали, что датчики-преобразователи обладают существенной чувствительностью по сравнению с применяемыми трансформаторами тока.

Реализация системы пофидерного контроля состояния изоляции позволит решать новые, ранее недоступные задачи:

- наблюдение за динамикой изменения состояния изоляции.
- сократить время нахождения электрических сетей системы электроснабжения в аварийном или предаварийном состоянии.
- исключить аварийное отключение потребителей вследствие замыканий в электрических сетях СЭС вызванных старением электрической изоляции.
- возможность контроля за множеством объектов (участки распределительной сети, ответственные приемники электроэнергии).
- обеспечить оперативность поиска места повреждения в разветвленных электрических сетях СЭС.

Список литературы

- [1] Михайлов А. К., Фоминич Э. Н., Глухов О. Ф., Тишков А. А. Системы контроля изоляции в системах электроснабжения с изолированной нейтралью - Технология ЭМС. -2007. - №3(22)
- [2] Михайлов А. К., Фоминич Э. Н., Глухов О. Ф., Тишков А. А. Внедрение методов общего и пофидерного контроля изоляции в системах электроснабжения с изолированной нейтралью. -Сборник тезисов и докладов IX симпозиума «Электротехника 2030» Перспективные технологии электроэнергетики. -2007
- [3] Тишков А.А., Павленок А.М. Разработка системы контроля состояния изоляции в системах электроснабжения с изолированной нейтралью. // Сборник научных проблем ВИ(ИТ). СПб.: Изд-во Политехн. ун-та., 2013.

Обоснование секционирования шин полуторной схемы распределительных устройств электростанций

О.Н. Калачева, Н.С. Кофтаев, А.М. Сахаров

ФГБОУ ВО "Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина"

Иваново, Россия

koftaev.nikita@yandex.ru , saharov94@mail.ru

Аннотация — проанализировано влияние секционирования шин на величину дисконтированных затрат в полуторной схеме на напряжении 220 кВ и 500 кВ электростанций с подключением энергоблоков мощностью 300 МВт и 500 МВт. Для оценки надежности схем распределительных устройств электростанций использовался таблично-логический метод. Полученные результаты помогут оценить влияние мощности блоков на целесообразность секционирования шин при выборе варианта полуторной схемы распределительного устройства высокого напряжения электростанции.

Ключевые слова — *распределительные устройства высокого напряжения электрических станций; полуторная схема; секционирование шин; надежность*

The foundation of bus sectionalization breaker-and-a-half scheme arrangement of the power station

O.N. Kalacheva, N.S. Koftaev, A.M. Sakharov

Ivanovo State Power University

Ivanovo, Russian Federation

koftaev.nikita@yandex.ru , saharov94@mail.ru

Abstract — the influence of bus sectionalization on the magnitude of the discounted costs in breaker-and-a-half scheme at 220 kV and 500 kV voltages on power stations with the connection of 300 MW and 500 MW power units. Table-logical method was used in estimation of the reliability of the different schemes of the high voltage switchgear. The obtained results will help to estimate the impact of units electric stations on the expediency of bus sectionalization if you select breaker-and-a-half scheme of the high voltage switchgear of power station.

Keywords — *switchgear high voltage power station; breaker-and-a-half scheme arrangement; bus sectionalization; reliability*

I. ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с современными тенденциями, схема с двумя рабочими системами шин и тремя выключателями на два присоединения рекомендована к применению в РУВН напряжением 220 – 750 кВ и при числе присоединений шесть и более [1]. Каждое присоединение подключается через развилку выключателей, что является дополнительным преимуществом схемы в ремонтных и послеаварийных режимах.

Секционирование сборных шин в схеме 3/2 осуществляется в целях недопущения снижения максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях и обеспечения надежности функционирования РУВН при возникновении аварийных возмущений [2].

В данной работе акцентируется внимание на целесообразности применения секционирования шин для полуторной схемы на напряжении 220 кВ и 500 кВ электростанций. Обычно при проектировании данной схемы с количеством цепей от 4 и более шины секционируются для уменьшения ущерба при авариях. Отсутствие секционного выключателя в таких схемах

влечет за собой недостаточную надежность, которая может вызвать дополнительный системный ущерб и возникновение частотного ущерба.

II. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

В данной статье рассмотрены полуторные схемы РУВН напряжением 220 кВ и 500 кВ электростанций с применением секционных выключателей и без них. Схемы сравнены по величине дисконтированных затрат (ДЗ), в которых надежность схем учтена составляющей ущерба. Для оценки ущерба от ненадежности РУВН работа станции рассмотрена в составе некоторой среднестатистической системы с параметрами: мощность системы – 4000 МВт; резервная мощность – 550 МВт; $T_{\text{Макс.сисг.}} = 5000$ ч/год; уставка АЧР I – 47,4 Гц.

Для анализа ДЗ были использованы показатели надежности элементов РУВН, взятые по данным [3]. В расчетах учитывались показатели надежности воздушных выключателей, ввиду недостаточных статистических данных и непродолжительных сроков эксплуатации элегазовых выключателей в России. Расчет был произведен в ценах до 1992 года, так как на процент изменения ДЗ это влияния не оказывает. Расчет ДЗ велся

на 5 лет. Ставка дисконтирования принята равной 8% [4]. Величина удельного системного ущерба была принята $У_{с0} = 0,15$ руб/кВт·ч [5].

Были рассмотрены примеры схем РУВН:

- 1) полуторная схема с секционированием (рис. 1) и без секционирования (выключатели QB1 и QB2 отсутствуют) для РУВН 500 кВ с присоединениями: 4 блока 500 МВт, 4 линии, 2 АТ;
- 2) полуторная схема с секционированием (рис. 2) и без секционирования (выключатели QB1 и QB2 отсутствуют) для РУВН 500 кВ с присоединениями: 4 блока 300 МВт, 3 линии, 2 АТ;
- 3) полуторная схема с секционированием (рис. 3) и без секционирования (выключатели QB1 и QB2 отсутствуют) для РУВН 220 кВ с присоединениями: 4 блока 300 МВт, 8 линии, 2 АТ.

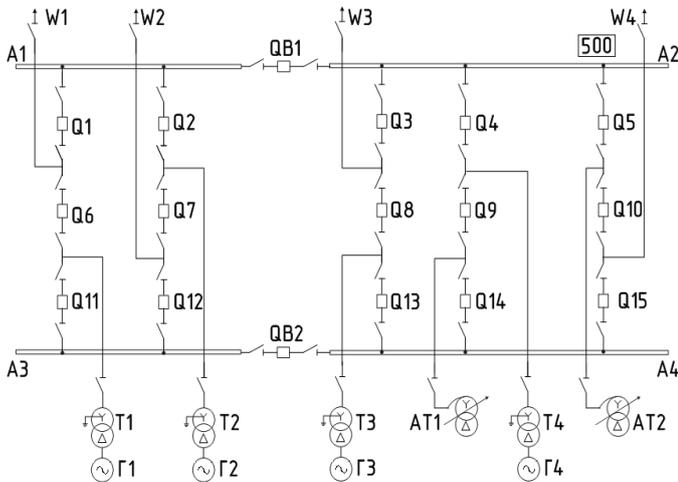


Рис. 1. РУВН 500 кВ по полуторной схеме с секционированием обеих шин с блоками мощностью 500 МВт.

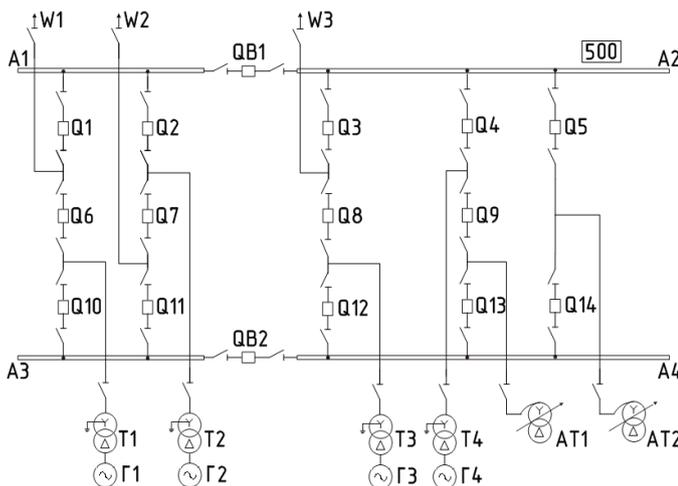


Рис. 2. РУВН 500 кВ по полуторной схеме с секционированием обеих шин с блоками мощностью 300 МВт.

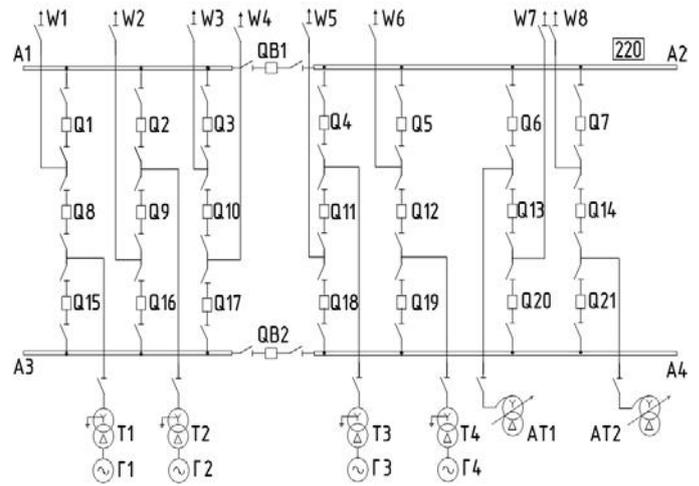


Рис. 3. РУВН 220 кВ по полуторной схеме с секционированием обеих шин с блоками мощностью 300 МВт.

III. РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Для представленных схем с использованием таблично-логического метода оценки надежности, подробно описанного в [5], были составлены таблицы надежности. При расчете ущерба учитывались случаи потери генерируемой мощности величиной $P_{ген}$ и $2P_{ген}$. При потере $2P_{ген}$ возможно снижение частоты и возникновение потребительского ущерба. Условием появления потребительского ущерба является:

$$f < f_{АЧР,Л} \quad (1)$$

Появление частотного ущерба характерно для случаев, когда потерянная мощность превышает резервную мощность системы. В нашем случае, он появляется при одновременном отключении двух блоков, характерном для схем без секционирования.

Ниже приведены фрагменты таблиц надежности для вышеуказанных схем, где присутствуют ячейки с ситуациями одновременного отключения двух блоков. Данные ячейки выделены серым цветом. При отказе выключателя, примыкающего к точке подключения блока, неизбежно возникает потеря мощности одного генератора на 1,5 часа. А в случае наложения этого отказа на ремонт второго, примыкающего к той же точке выключателя, происходит заперение мощности блока на время восстановления $T_{в}$, превышающее 1,5 часа. В иных случаях возможна одновременная потеря мощности двух блоков на время 1,5 часа, которое складывается из времени оперативных переключений (0,5 часа) и времени набора мощности из горячего резерва (1 час).

Таблица I. ФРАГМЕНТ ТАБЛИЦЫ НАДЕЖНОСТИ ДЛЯ ПОЛУТОРНОЙ СХЕМЫ РУВН 500 кВ БЕЗ СЕКЦИОНИРОВАНИЯ ШИН С БЛОКАМИ 500 МВт

Отказ. элемент	Ремонт. элемент					
	Норм. режим	...	Q6	Q7	Q8	Q9
...
Q2	Pr2 1,5ч	...	←	Pr2 Tв	←	Pr4 1,5ч
...
Q4	Pr4 1,5ч	...	←	Pr2 1,5ч	←	Pr4 Tв
...

ПРОДОЛЖЕНИЕ ТАБЛИЦЫ I

Отказ. элемент	Ремонт. элемент		Q6	Q7	Q8	Q9
	Норм. режим	...				
...
Q11	Pr1 1,5ч	...	Pr1 Тв	←	Pr3 1,5ч	←
...
Q13	Pr3 1,5ч	...	Pr1 1,5ч	←	Pr3 Тв	←
...

Таблица II. ФРАГМЕНТ ТАБЛИЦЫ НАДЕЖНОСТИ ДЛЯ ПОЛУТОРНОЙ СХЕМЫ РУВН 500 кВ БЕЗ СЕКЦИОНИРОВАНИЯ ШИН С БЛОКАМИ 300 МВТ

Отказ. элемент	Ремонт. элемент		Q6	Q7	Q8	Q9
	Норм. режим	...				
...
Q2	Pr2 1,5ч	...	←	Pr2 Тв	←	Pr4 1,5ч
...
Q4	Pr4 1,5ч	...	←	Pr2 1,5ч	←	Pr4 Тв
...
Q10	Pr1 1,5ч	...	Pr1 Тв	←	Pr3 1,5ч	←
...
Q12	Pr3 1,5ч	...	Pr1 1,5ч	←	Pr3 Тв	←
...

Таблица III. ФРАГМЕНТ ТАБЛИЦЫ НАДЕЖНОСТИ ДЛЯ ПОЛУТОРНОЙ СХЕМЫ РУВН 220 кВ БЕЗ СЕКЦИОНИРОВАНИЯ С БЛОКАМИ 300 МВТ

Отказ. элемент	Ремонт. элемент		Q8	Q9	Q11	Q12
	Норм. режим	...				
...
Q2	Pr2 1,5ч	...	←	Pr2 Тв	Pr3 1,5ч	←
...
Q4	Pr3 1,5ч	...	←	Pr2 1,5ч	Pr3 Тв	←
...
Q10	Pr1 1,5ч	...	Pr1 Тв	←	←	Pr4 1,5ч
...
Q12	Pr4 1,5ч	...	Pr1 1,5ч	←	←	Pr4 Тв
...

По результатам составления таблиц надежности для всех схем был определен системный ущерб. Наименьший ущерб характерен для схем с применением секционных выключателей, поскольку они локализируют место короткого замыкания. Однако, из теории надежности известно, что большое число элементов приводит к уменьшению надежности. Наложение двух этих особенностей схем приводит к незначительному уменьшению ущерба.

Как было сказано выше, кроме системного ущерба в схемах без секционирования появляется частотный или потребительский ущерб.

Частотный ущерб возникает, когда частота снижается ниже допустимого предела, но не ниже уставки АЧР I. В нашем случае такой ущерб возникает в схемах РУВН на напряжении 220 кВ и 500 кВ с подключением блоков мощностью 300 МВт. Результаты расчетов приведены в таблице IV.

Таблица IV. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ЧАСТОТНОГО УЩЕРБА

Класс напряжения РУВН, кВ	Мощность блоков, МВт	Частота, Гц	Частотный ущерб, тыс.руб/год
220	300	49,892	0,014
500	300	49,702	0,104

Потребительский ущерб возникает, когда частота снижается ниже уставки АЧР I. В нашем случае такой ущерб возникает в схеме РУВН на напряжении 500 кВ с подключением блоков 500 МВт. Результаты расчетов приведены в таблице V.

Таблица V. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОТРЕБИТЕЛЬСКОГО УЩЕРБА

Класс напряжения РУВН, кВ	Мощность блоков, МВт	Частота, Гц	Потребительский ущерб, тыс.руб/год
500	500	47,321	380,435

Затем путем суммирования был определен общий ущерб всех схем РУВН. Результаты расчетов и процентное изменение ущерба в схемах с применением секционных выключателей и без их применения приведены в таблице VI.

Таблица VI. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА СУММАРНОГО УЩЕРБА

Класс напряжения РУВН, кВ	Мощность блоков, МВт	Системный ущерб, тыс.руб/год		Изменение ущерба, %
		с секцион.	без секцион.	
220	300	136,87	137,384	0,37
500	300	265,785	268,904	1,16
500	500	855,743	1244,817	31,26

Как видно из таблицы VI, с увеличением класса напряжения РУВН ущерб увеличивается. Это можно объяснить повышенной, по сравнению с 220 кВ, частотой отказов элементов РУВН на напряжении 500 кВ.

При увеличении мощности блоков растет величина потери генерируемой мощности при отказе элементов РУВН. А это, в свою очередь, ведет к серьезным возмущениям в системе, что приводит к снижению частоты и появлению частотного или потребительского ущерба.

Капитальные затраты каждого варианта схемы РУВН вычислялись по укрупненным показателям стоимости ячеек высоковольтных выключателей. Цена ячейки выключателя на напряжение 220 кВ принята равной 82,4 тыс.руб., а на напряжение 500 кВ – 246,6 тыс.руб. [3]. Капиталовложения всех рассматриваемых вариантов схем приведены в таблице VII.

Таблица VII. КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ ВАРИАНТОВ СХЕМ РУВН

Класс напряжения РУВН, кВ	Мощность блоков, МВт	Капиталовложения, тыс.руб	
		с секцион.	без секцион.
220	300	1895	1730,4
500	300	3945,6	3452,4
500	500	4192,2	3699

От величины капиталовложений напрямую зависят эксплуатационные издержки, которые определены по формуле, взятой из [3]:

$$I_{\text{эспл}} = (a + b) \cdot K, \quad (2)$$

где a – общая норма амортизационных отчислений, о.е. (в нашем случае, $a = 0,064$); b – затраты на эксплуатацию, о.е. (в нашем случае, $b = 0,02$).

Эксплуатационные издержки для всех рассматриваемых схем приведены в таблице VIII.

Таблица VIII. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ИЗДЕРЖКИ ВАРИАНТОВ СХЕМ РУВН

Класс напряжения РУВН, кВ	Мощность блоков, МВт	Эксплуатационные издержки, тыс.руб/год	
		с секцион.	без секцион.
220	300	159,18	145,35
500	300	331,43	290
500	500	352,15	310,72

Главным критерием оценки эффективности секционирования схем является сравнение их по величине дисконтированных затрат. Расчет проведен на срок 5 лет. ДЗ для рассматриваемых вариантов схем представлены в таблице IX.

Таблица IX. ДИСКОНТИРОВАННЫЕ ЗАТРАТЫ ВАРИАНТОВ СХЕМ РУВН

Класс напряжения РУВН, кВ	Мощность блоков, МВт	ДЗ, тыс.руб/год		Изменение ДЗ, %
		с секцион.	без секцион.	
220	300	3077	2859,23	-7,08
500	300	6330,04	5677,45	-10,31
500	500	9014,81	9909,621	9,03

IV. Выводы

По результатам исследования можно сделать вывод о том, что секционирование шин РУВН по схеме 3/2 при большом числе присоединений не всегда оправдано.

В нашем случае установка секционных выключателей обоснована только в схеме РУВН напряжением 500 кВ с подключением блоков мощностью 500 МВт. Такой результат является следствием существенного возрастания ущерба в схеме без секционирования шин из-за снижения частоты ниже уставки АЧР I.

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод, что установка секционных выключателей влечет за собой увеличение капиталовложений, следовательно, растут и издержки на эксплуатацию. В тех случаях, когда возникает относительно небольшой частотный ущерб, секционирование невыгодно. Если же возникает потребительский ущерб, то он, как правило, намного больше частотного. В таком случае, исключение случаев потери мощности двух блоков путем секционирования шин, дает возможность избежать крупного ущерба.

Однако, при проектировании подобных схем, необходимо учитывать, что наличие секционных выключателей уменьшает количество одновременно срабатывающих выключателей РУВН при отключении шин. Это позволяет облегчить выбор аккумуляторных батарей для питания оперативным током приводов выключателей.

Также при секционировании шин уменьшается число ситуаций, когда одновременно срабатывает большое количество выключателей. При этом происходит снижение скорости срабатывания ресурса высоковольтных выключателей, что также является положительным фактором секционирования шин.

Список литературы

- [1] Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. – СТО 56947007-29.240.30.010-2008. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2007.
- [2] Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. – СТО 56947007-29.240.30.047-2010. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2010.
- [3] Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- [4] Об оценке эффективности инвестиционных проектов: Методические рекомендации. Утверждено 21.06.1999 г., Минэкономики, Минфином, Госстроем России. Официальное издание. М.: Экономика, 2000.
- [5] Баков, Ю.В. Выбор электрической схемы распределительных устройств повышенного напряжения электростанций: методические указания по выполнению раздела курсового и дипломного проектов / Ю.В. Баков. – Иваново: ИЭИ, 1988. -36 с.

ПОСТОЯННЫЙ ТОК КАК ОСНОВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ БУДУЩЕГО

Э.А.-З. Джендубаев¹, А.-З.Р. Джендубаев²

¹ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет»

Ставрополь, Россия

E-mail: tsaygeege@mail.ru

²ФГБОУ ВПО «Северо-Кавказская государственная гуманитарно-технологическая академия»

Черкесск, Россия

azr10@mail.ru

Аннотация

Известно, что система постоянного тока в некоторых областях постепенно вытесняет систему трехфазного переменного тока. Такая тенденция связана с развитием силовой электроники и снижением её стоимости. Это повышает конкурентоспособность энергосистемы постоянного тока и ведет к увеличению единичной мощности и количества явных и скрытых потребителей постоянного тока. К ним можно отнести электротранспорт, технологические процессы, источники питания различных устройств, электропривод с вентильным двигателем, светодиодные лампы и т.д. Причем самыми энергоемкими и массовыми в этом ряду в ближайшее время могут оказаться электромобили, что ускорит неизбежный переход электроэнергетики на «рельсы» постоянного тока.

Моделирование энергосистемы постоянного тока осуществлялось с помощью MATLAB®, Simulink® и SimPowerSystems®. Поскольку в энергосистеме постоянного тока нет необходимости регулировать реактивную мощность и поддерживать стабильной частоту, то в модели используется асинхронный генератор, подключенный к мостовому выпрямителю. Сравнительный анализ массогабаритных показателей силового трансформатора и силового преобразователя постоянного напряжения с промежуточным инвертором осуществлен на основе данных сварочного трансформатора и сварочного инвертора.

Разработана визуально-блочная модель энергосистемы постоянного тока. Разработана методика сравнительного анализа массогабаритных показателей инверторного преобразователя.

Разработанная модель может быть использована для исследования энергосистемы постоянного тока. Массогабаритные показатели инверторного преобразователя существенно меньше, чем у трансформатора.

Ключевые слова: энергосистема постоянного тока; моделирование; MATLAB®; Simulink®; SimPowerSystems®; асинхронный генератор; инвертор.

DIRECT CURRENT AS THE BASIS OF POWER ENGINEERING OF THE FUTURE

E.A.-Z. Dzhendubaev¹, A.-Z.R. Dzhendubaev²

¹North Caucasus Federal University

Stavropol, Russian Federation

ygeege@mail.ru

²North Caucasus State Humanitarian-Technological Academy

Cherkessk, Russian Federation

azr10@mail.ru

Abstract

It is known that the DC system in some areas gradually displaces the three-phase alternating current system. This trend is connected with the development of power electronics and a decrease in its cost. This increases the competitiveness of the DC power system and leads to an increase in the unit capacity and the number of overt and covert DC consumers. These include electric transport, technological processes, power supplies of various devices, electric drive with a valve motor, LED lamps, etc. And the most energy-intensive and mass in this range in the near future may be electric vehicles, which will accelerate the inevitable transition of the electric power industry to the "rails" of direct current.

Simulation of the DC power system was made using MATLAB®, Simulink® and SimPowerSystems®. Since there is no need to regulate the reactive power in the DC power system and maintain a stable frequency, the model uses an asynchronous generator connected to the bridge rectifier. A comparative analysis of the mass-size parameters of a power transformer and a DC-DC power converter with an inverter is based on the data of a welding transformer and a welding inverter.

A visually-block model of the DC power system was developed. A technique for comparative analysis of the mass-dimensional parameters of an inverter converter has been developed..

The developed model can be used to study the DC power system. The dimensions of the inverter converter are much smaller than those of the transformer.

Key-words: DC power system; modeling; MATLAB® Simulink®; SimPowerSystems®; asynchronous generator; inverter.

I. ВВЕДЕНИЕ

Бурное развитие силовой электроники, в частности создание мощных IGBT транзисторов, позволило существенно улучшить характеристики инверторов. Это, в свою очередь, привело к их широкому внедрению не только на промышленных предприятиях [1], в высоковольтной электроэнергетике [2], на железнодорожном и городском транспорте [3], но и в многочисленных устройствах относительно небольшой мощности, таких как электромобили, сварочные инверторные аппараты [4], стиральные машины [5] и т.д. Следует отметить и маломощные электроприемники постоянного тока, которые подключаются к сети переменного тока, такие как светодиодные лампы, вторичные источники питания компьютеров, телевизоров и иных бытовых устройств.

Таким образом, можно предположить, что повсеместное увеличение доли потребителей постоянного тока по сравнению с долей потребителей переменного тока, несомненно, повлечет за собой и изменения в структуре электроэнергетики, причем всех уровней напряжений. Уверенность в этом придают и известные планы некоторых ведущих европейских государств по массовой замене к 2030 г. обычных автомобилей на электромобили, в которых, как известно, также используются инверторы [6, 7].

II. СРАВНЕНИЕ УСТРОЙСТВ НА ПЕРЕМЕННОМ И ПОСТОЯННОМ ТОКЕ

Для начала проведем сравнение сварочного трансформатора и сварочного инверторного аппарата с одинаковыми номинальными первичными напряжениями и сварочными токами. Некоторые данные этих устройств представлены в таблице I.

Таблица I. ХАРАКТЕРИСТИКИ СВАРОЧНЫХ УСТРОЙСТВ

Тип	Характеристики			
	Номинальный сварочный ток, А	ПВ %	Масса, кг	Габариты, мм
Сварочный трансформатор ТДМ-250	200	40	34	340 × 350 × 540
Сварочный инвертор Урал-206И	200	100	5,5	300 × 135 × 235

Из таблицы видим, что масса сварочного инвертора более чем в шесть раз, а габариты более чем в два раза меньше, чем у сварочного трансформатора.

К достоинствам сварочного инвертора следует также отнести более высокий КПД (0,85 против 0,6), возможность формирования внешних характеристик за счет различных обратных связей и наличие дополнительных функций, обеспечивающих более качественную сварку. Таким образом, сварочные инверторы имеют неоспоримые преимущества, которые им позволили полностью вытеснить сварочные трансформаторы с рынка.

Следует отметить и аналогичную картину в области вторичных источников питания. Там также источники (блоки питания) на базе трансформаторов были повсеместно вытеснены инверторными конструкциями.

Достаточно широкое распространение инверторы получили и в электроприводе.

С другой стороны, мы видим активное внедрение инверторов в системах высоковольтных линий электропередач на постоянном токе [8], а также в статических компенсаторах реактивной мощности.

Таким образом, сложилась парадоксальная ситуация, когда инверторные системы преобразования оказались эффективными на самом высоком и самом низком уровне напряжений, а вот на уровне 220-10 кВ – нет. Объясняется это дороговизной преобразователей, их уникальностью для каждой новой ЛЭП постоянного тока и значительными потерями в них по сравнению с ЛЭП переменного тока [8]. Интересно, кто-либо учитывал потери в выпрямителях вторичных источников питания, которых сотни миллионов, а в выпрямителях инверторных электроприводов, которых миллионы и т.д.? Вероятнее всего, что нет, поскольку эти потери на стороне потребителей, а не на стороне производителей.

В любом случае переход энергосистем на постоянный ток имеет определенные преимущества, часть из которых представлена ниже:

1. Отпадают проблемы, связанные со стабилизацией частоты сети и регулирования реактивной мощности, т.е. использования статических компенсаторов реактивной мощности, в которых также используются инверторы;
2. В качестве электромеханических преобразователей на электростанциях вместо синхронных машин можно использовать более эффективные бесконтактные электрические машины, например, асинхронные или индукторные;
3. Появляется возможность оптимизации режима работы электростанции путем изменения частоты

вращения электрического генератора и турбины свыше 3000 об/мин;

4. Отпадет необходимость в установке выпрямителей в электроприемниках постоянного тока, подключаемых к такой энергосистеме;
5. Повышается устойчивость энергосистем, ввиду отсутствия проблем, связанных с синхронизацией электрических машин;
6. Возрастет управляемость энергосистем, поскольку уменьшится количество параметров, которые необходимо регулировать;
7. Отпадет необходимость в выключателях на шинах за инвертором, поскольку он позволяет формировать любые внешние характеристики, как это уже имеет место в сварочных инверторных аппаратах, в которых при залипании электрода ток короткого замыкания резко ограничивается до оптимальных значений;
8. Достоинства инверторных подстанций постоянного тока потенциально могут способствовать более эффективному развитию технологии умных сетей.

Возможно не все предполагаемые достоинства, перечисленные выше, "доживут" до реализации, поскольку могут "пасть жертвой" своих недостатков, которые могут возникнуть в ходе моделирования таких сетей, а возможно, и на этапе их реализации. В любом случае, авторы уверены, что, благодаря инверторам, энергосистемы неизбежно перейдут на "рельсы" постоянного тока. Качественные изменения, связанные с инверторами, уже произошли в электродуговой сварке, электроприводе, вторичных источниках питания и продолжают происходить в более инерционных сферах деятельности человека с точки зрения темпов реализации идей. Что же касается электроэнергетики, то её инерционность на несколько порядков больше, поскольку для создания, например, сварочного инвертора, потребовалось несколько лет, а вот для создания энергосистем постоянного тока, возможно, потребуются

десятилетия. В любом случае, исследование таких сетей представляется авторам достаточно интересной и перспективной задачей.

Однако вернемся к сравнению устройств и проанализируем соотношения масс силового трансформатора и трансформатора инвертора без учета полупроводниковых элементов. В [4] имеется информация о том, что в 1982 г. для инверторного источника питания был создан трансформатор броневое типа мощностью 15 кВт ($ПВ = 100\%$) массой 1 кг. Для сравнения воспользуемся данными сухого трансформатора ТСГЛ-160/10/0,4 мощностью 160 кВА. Масса этого трансформатора составляет 800 кг. Следовательно, на один килограмм массы этого силового трансформатора приходится всего 0,2 кВА. Сделаем допущение, что удельная мощность трансформатора инверторной подстанции постоянного тока с ростом мощности не изменяется и равна 15 кВт/кг. Тогда мощность такого трансформатора с массой 800 кг составит 12 МВА, т.е. более чем в 75 раз больше, чем у трансформатора ТСГЛ-160/10/0,4.

Следует еще раз отметить, что основой большинства современных статических компенсаторов реактивной мощности (STATCOM) являются инверторы на базе IGBT транзисторов. В некоторых таких устройствах заимствуется технология, которая используется в системах высоковольтной передачи постоянного тока (HVDC) [9]. По всей видимости, возможен обратный процесс, когда технологии, опробованные в STATCOM, могут быть задействованы при реализации инверторных подстанций постоянного тока напряжением 35-10 кВ.

Далее рассмотрим вопросы, связанные с моделированием таких энергетических систем.

III. РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ АВТОНОМНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПОСТОЯННОГО ТОКА

На рис. 1 представлена дискретная модель автономной энергосистемы, разработанная с помощью MATLAB, Simulink и SimPowerSystems Specialized Technology.

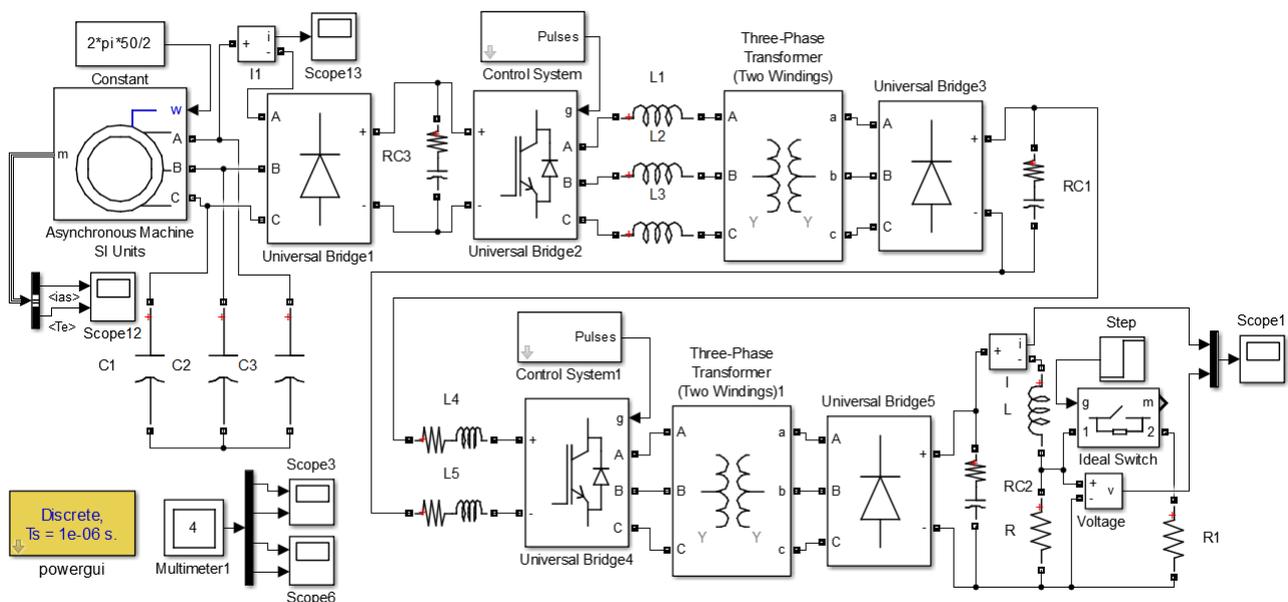


Рис. 1. Модель автономной энергосистемы постоянного тока

В качестве генератора в модели используется блок асинхронной машины со стандартными параметрами и учетом насыщения мощностью 160 кВт, которая выбрана в поле окна параметров. Скорость вращения ротора задана неизменной и равной синхронной. Для возбуждения используются конденсаторы емкостью 3500 мкФ на фазу.

В модели используются пять блоков Universal Bridge, два из которых работают в режиме инверторов, а три – в режиме трехфазных выпрямителей. В блоках управления инверторами заданы частота выходного напряжения 8000 Гц и несущая частота 8000 Гц. Также используются два блока трехфазных трансформаторов. В поле мощности и частоты окна параметров заданы 160000 (Вт) и 8000 (Гц), в поле напряжений повышающего трансформатора – 380 (В) и 10000 (В), в поле напряжений понижающего трансформатора – 10000 (В) и 380 (В). Сопротивления кабельной линии заданы в блоках L4 и L5. Моделируются конденсаторное самовозбуждение асинхронной машины при минимальной нагрузке и последующий наброс нагрузки.

На рис. 2 представлены кривые переменного линейного напряжения на входе и постоянного напряжения на выходе первого инвертора в функции времени. Кривые свидетельствуют о том, что асинхронная машина может возбуждаться при наличии в её цепи инверторов и трансформаторов. При использовании компьютера с процессором Intel i7 время расчета составило 35 мин.

На рис. 3 показаны кривые напряжения и тока нагрузки. Наброс нагрузки, как и следовало ожидать, приводит к снижению напряжения и росту тока.

Следует признать, что данная модель далека от совершенства, поскольку у авторов нет параметров реальных трансформаторов и инверторов, наличие которых позволило бы оценить адекватность модели. В любом случае она работоспособна и подтверждает возможность моделирования автономной энергосистемы постоянного тока без учёта обратных связей.

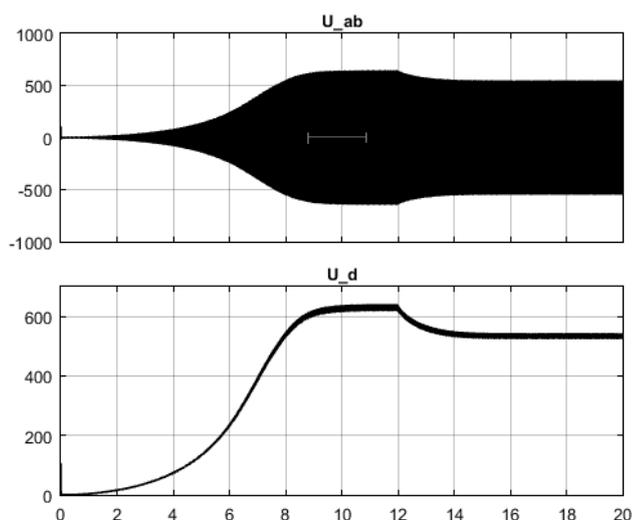


Рис. 2. Кривые переменного линейного напряжения на входе и постоянного напряжения на выходе первого инвертора

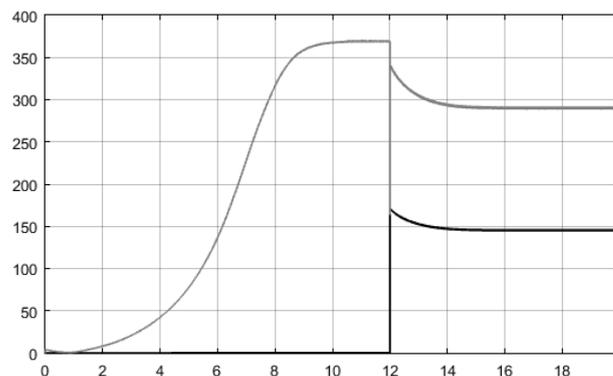


Рис. 3. Кривые напряжения и тока нагрузки

Список литературы

- [1] Змиева К.А. Моделирование сети электроснабжения промышленного предприятия с использованием постоянного тока // Электротехника. – 2015. – № 5. – С.2–9.
- [2] Рыжов Ю.П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения: учебник для вузов / Ю.П. Рыжов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. 488 с.
- [3] Хоменко Б.И., Сулова К.Н. Унифицированный преобразователь для электровозов постоянного и переменного тока // Электротехника. – 2009. – № 6. – С. 27–32.
- [4] Лебедев А.В. Транзисторные источники питания для электродуговой сварки (обзор) // Автоматическая сварка. – 2012. – № 9. – С.34–40.
- [5] Инвертор научился стирать. http://btest.ru/reviews/invertor_osvaivaet_stirku/
- [6] Европе предложили полностью отказаться от двигателей внутреннего сгорания с 2030 года. <https://nplus1.ru/news/2016/10/10/ban-ice>
- [7] В Нидерландах готовят законопроект о полном переходе на электромобили к 2025 году. http://elektrovesti.net/45581_v-niderlandakh-gotovyat-zakonoproekt-o-polnom-perekhode-na-elektromobili-k-2025-godu
- [8] Высоковольтная линия постоянного тока. <https://ru.wikipedia.org/wiki/>
- [9] Статический синхронный компенсатор (СТАТКОМ) для энергетических компаний — SVC Light®. <http://new.abb.com/facts/ru/statkom-svc-light>

Исследование потерь электрической энергии при различной нагрузке трансформаторов

А.И. Раскулова, А.Р. Валеев, Л.Ф. Зиялtdинова
ФГБОУ ВО «Уфимский государственный авиационный технический университет»
Уфа, Россия
e-mail: al.raskulova@yandex.ru

Аннотация — в данной работе проводится исследование по определению потерь в трансформаторах при различных нагрузках. Получены зависимости потерь энергии от загрузки трансформаторов. Определено значение нагрузки, при котором целесообразно отключение одного из двух параллельно работающих трансформаторов с целью повышения эффективности их использования. Выработаны соответствующие рекомендации по отключению трансформаторов при малых нагрузках.

Ключевые слова — трансформатор; оптимальная нагрузка; отключение трансформаторов; потери электроэнергии

Investigation of electric energy loss in various loading of transformers

Albina Raskulova, Azat Valeev, Leisan Ziyaltdinova
Ufa State Aviation Technical University
Ufa, Russian Federation
e-mail: al.raskulova@yandex.ru

Abstract — in this paper, a study is conducted to determine the losses in transformers under various loads. Dependences of energy losses on transformer loading are obtained. The load value, in which it is advisable to disconnect one of the two parallel-working transformers in order to increase the efficiency of their use, is determined. The corresponding recommendations for switching off transformers at low loads have been worked out.

Keywords — transformer; optimum load; switching off transformers; power loss

I. ВВЕДЕНИЕ

В электроэнергетике большое внимание уделяется потерям электрической энергии, доля которых имеет тенденцию к росту в связи с моральным и физическим износом оборудования. Поэтому все более актуальным становится внедрение мероприятий по снижению потерь электрической энергии для сокращения издержек на предприятиях электроэнергетики и повышения экономической эффективности.

Одной из самых распространенных электротехнических установок, является силовой трансформатор, посредством которого изменяют значения переменного напряжения и тока. Их многократное использование в электрических сетях позволяет обеспечивать наиболее выгодную транспортировку электроэнергии. В связи с этим мощностной диапазон изготавливаемых трансформаторов весьма широк: от нескольких ВА до сотен МВА.

Для уменьшения энергозатрат следует обращать особое внимание на потери электроэнергии, обусловленные ее передачей и трансформацией. Одним из основных эффективных мероприятий по снижению потерь электроэнергии на подстанции является выбор наиболее экономически целесообразного режима работы трансформаторов. На подстанциях с целью повышения

надежности применяют два параллельно работающих трансформатора связи, при этом потери мощности возникают в обоих трансформаторах. При нормальном режиме работы каждый трансформатор загружен на половину мощности.

Эксплуатация систем электроснабжения в не номинальном режиме приводит к увеличению доли потерь связанных с недогрузкой трансформаторов. Работа малозагруженных трансформаторов (с $k_3 < 0,3$) является экономически не выгодной из-за собственных потерь в каждом из трансформаторов. Необходимо выключать недозагруженные трансформаторы, увеличивая их степень загрузки.

II. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

Потери в трансформаторах состоят из постоянной (в стали) и нагрузочной (в обмотках, коммутаторах и соединительных шинах) составляющих. В данной работе для выявления параметров эффективной загрузки трансформаторов проведен расчет потерь трансформаторов разной мощности при различной нагрузке.

Суммарные потери мощности в трансформаторе определяются по выражениям [1]:
- активной мощности, кВт

$$\Delta P = \Delta P_X + \Delta P_H,$$

- полной мощности, кВА

$$\Delta S = \Delta S_X + \Delta S_H,$$

где ΔP_X – потери активной мощности на холостой ход, приведенные в паспортных данных трансформатора; ΔP_H – нагрузочные потери активной мощности; ΔS_X – полные потери холостого хода; ΔS_H – нагрузочные потери полной мощности.

Экономия электроэнергии за счет снижения потерь может быть достигнута включением на параллельную работу двух трансформаторов при увеличении нагрузки и отключением одного из них при снижении нагрузки.

Для определения оптимального значения коэффициента загрузки k_3 при котором необходимо отключить трансформатор, был проведен расчет потерь электрической энергии в зависимости от загрузки для нескольких трансформаторов разной мощности.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

При работе подстанции по графику нагрузки минимум приведенных затрат на трансформацию электроэнергии соответствует минимуму потерь мощности в трансформаторах. Поэтому граничное значение нагрузки, при котором целесообразно отключение одного из двух параллельно работающих трансформаторов, определяется из равенства потерь мощности при двух и одном трансформаторах [2]. На рис. 1 представлены зависимости потерь мощности от коэффициента загрузки при одном и двух работающих трансформаторах.

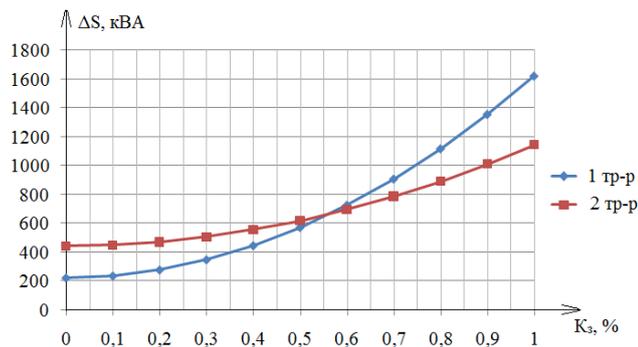


Рис. 1. Потери в трансформаторе ТРДН-40000/110

Для каждого класса определены коэффициент загрузки, а также граничное значение нагрузки, ниже которой целесообразно отключение одного из двух параллельно работающих трансформаторов. Результаты приведены в таблице 1.

Таблица 1. Коэффициенты загрузки

Тип трансформатора	Коэффициент загрузки k_3	Граничное значение нагрузки $S_{гр}$, МВА
ТРД-16000/110	0,63	10,1
ТРДН-25000/110	0,60	15,0
ТРДН-40000/110	0,57	22,8
ТРДН-63000/110	0,53	33,4
ТРДН-80000/110	0,50	40,0

Отключение одного из трансформаторов на подстанциях с двумя и более трансформаторами в режимах малых нагрузок производят в случае, если снижение потерь холостого хода превышает происходящее при этом увеличение нагрузочных потерь. Такое отключение может осуществляться как в часы ночных провалов нагрузки, так и в периоды ее сезонного снижения [3]. Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей второй трансформатор должен быть готов к автоматическому включению резерва (АВР) в аварийной ситуации.

IV. ПРИМЕР ПРАКТИЧЕСКОГО ПРИМЕНЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ

Рассмотрим типовой график нагрузок деревообрабатывающего комбината мощностью 30 МВА, коэффициент мощности $\cos\phi = 0,88$. Для электроснабжения этого предприятия выбираем два трансформатора ТРДН-25000/110. Согласно вышеприведенным расчетным данным оптимальный коэффициент загрузки данного трансформатора $k_{3,опт} = 0,6$, граничная мощность $S_{гр} = 15$ МВА. В результате расчета для рассматриваемого предприятия с заданным графиком суточных нагрузок рекомендуется отключать один трансформатор с 0 до 6 ч и с 23 до 24 ч. (рис. 2).

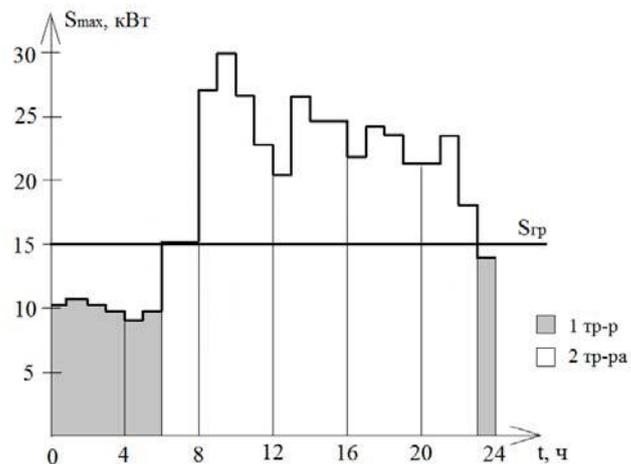


Рис. 2. Типовой график нагрузки

V. ВЫВОДЫ

Результаты работы позволяют определить сроки включения и отключения трансформаторов подстанции на параллельную работу в целях снижения потерь в трансформаторах. Для каждого класса трансформаторов определены коэффициент загрузки, ниже которых работа двух параллельно включенных трансформаторов будет неэкономичной.

Список литературы

- [1] Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. Изд. 2-е. – Ростов н/Д.: Феникс, 2008. – 715 с. – («Высшее образование»).
- [2] Сапронов А.А. Анализ эффективности мероприятий по снижению коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях напряжением 0,4 кВ. М.: ЭНИВ, 2006. с.57-58.
- [3] Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с.

ИНСТРУМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА УСПЕШНОСТИ СРАБАТЫВАНИЯ АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 0,4 КВ ПРИ ОДНОФАЗНЫХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ.

В.М Дашков., А.В. Пиманов , Т.А. Хасиев
ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
Самара, Россия

Аннотация

Одной из причин поражения человека электрическим током, возникновения пожаров в электроустановках напряжением до 1 кВ является неуспешное срабатывание автоматических выключателей при возникновении однофазных коротких замыканий. Рассмотрены требования нормативных документов по обеспечению надежного срабатывания защитных аппаратов в электроустановках до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью. Выполнены измерения с использованием прибора ИФН-200 ожидаемых токов однофазного короткого замыкания в электрических сетях нескольких объектов. Установлено, что во многих случаях успешное срабатывание защитных аппаратов не обеспечивается из-за низких значений токов однофазного короткого замыкания. Предложены мероприятия по обеспечению срабатывания защит в сетях 0,4 кВ при выполнении требований нормативных документов.

Ключевые слова — система электроснабжения 0,4 кВ, автоматический выключатель, успешное срабатывание, ток однофазного короткого замыкания, измерение.

INSTRUMENTAL EVALUATION OF CIRCUIT BREAKERS OPERATION SUCCESS IN POWER SUPPLY SYSTEMS 0,4 KV WHEN ONE-PHASE SHORT CIRCUIT TAKES PLACE

V. M Dashkov., A. V. Pimanov
Samara State Technical University
Samara, Russia

Abstract

A non-successful operation of circuit breaker can cause an electric shock or a fire in electrical installations in power supply systems under 1 kV when one-phase short circuit takes place. Requirements of protective breakers reliable operation regulations are considered in electrical installations under 1 kV in TN-C systems. Measuring of awaited one-phase short circuit currents is done by means of IFN-200 in power supply systems of several sites. It is found that in many cases successful protection operation is not provided because of low one-phase short circuit current. Measures for providing protection operation in power supply system 0,4 kV are offered according to requirements of regulations.

Keywords — power supply system 0,4 kV, circuit breaker, successful operation, one-phase short circuit current, measuring.

Одной из причин поражения человека электрическим током, возникновения пожаров в электроустановках напряжением до 1 кВ является неуспешное срабатывание защитных аппаратов при возникновении токов однофазного короткого замыкания (КЗ) [1,2,3].

Во многих случаях это является следствием значительной удаленности концевой точки электрической сети от силового трансформатора, относительно малых сечений фазного и нулевого проводников, ошибок при выборе параметров защитных аппаратов.

Особенно актуальна задача проверки возможности успешного автоматического отключения поврежденного участка сети или электроприемника при однофазном КЗ на этапе эксплуатации действующих электрических сетей, а не на этапе проектирования. Это обусловлено тем, что в последние годы ремонтно-строительные работы по ремонту, реконструкции и модернизации зданий и отдель-

ных помещений часто проводятся без электрических расчетов или с расчетами, которые не соответствуют требованиям действующих норм.

В ПУЭ 6-го издания [4] критерием успешного (надежного) срабатывания являлось обеспечение конкретной кратности тока однофазного КЗ к номинальным токам расцепителей автоматических выключателей (АВ) и номинальным токам плавких вставок предохранителей. Конкретная величина кратности зависит от среды помещения, в которой проложена линия до 1 кВ, особенностей исполнения расцепителя АВ.

При отсутствии заводских данных о величине коэффициента разброса для АВ до 100 А должно выполняться условие:

$$I_{\text{к}}^{(1)} \geq 1,4 \cdot I_{\text{н.эл.маг.р}},$$

для АВ с номинальным током > 100 А

$$I_{\text{к}}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{\text{н.эл.маг.р}}$$

В ПУЭ 7-ого издания в качестве критерия успешности автоматического отключения (быстрого отключения поврежденной установки при обеспечении безопасности прикосновения человека зануленому корпусу) принято время отключения питания при однофазном коротком замыкании [5].

Например, при фазном напряжении 220 В время защитного автоматического отключения питания не должно превышать 0,4 с.

Для действующих электроустановок время отключения можно определить по времятоковым характеристикам защитных аппаратов (ЗА) зная величину ожидаемого тока однофазного КЗ.

Авторами данной работы проведены инструментальные измерения по определению прогнозируемых токов однофазного КЗ в различных точках действующих электрических сетей нескольких объектов: объект 1 – учебно-лабораторный корпус технического университета; объект 2 – 12-и этажный жилой дом (панельный); объект 3 – 5-и этажный жилой дом (панельный).

Измерения выполнялись измерителем сопротивления петли фаза-нуль ИФН-200 [6].

При очень малых значениях тока однофазного КЗ в узле существующих электрических сетях с системой TN наиболее рациональным вариантом решения задачи обеспечения успешного срабатывания защит может быть вариант замены АВ с характеристикой С на выключатель с характеристикой В. Автоматические выключатели с характеристикой В имеют расцепители мгновенного действия, срабатывающие при кратностях 3-4 $I_{\text{ном}}$, и по отзывам специалистов успешно работают в цепях большой протяженности.

В качестве примера можно рассмотреть систему электроснабжения помещения, расположенного на 4-ом этаже 4-х этажного здания университета. Защита системы освещения помещения, состоящей из 3-х светильников типа ЛВО 4x18 осуществляется АВ типа ВА-77-29-1 С 25, установленным в щитке освещения ЩО 404, который находится в этом же помещении.

Питание указанного щитка производится по линии, выполненной проводом ВВГ 4x6 протяженностью 40 м. от группового щита, подключенного непосредственно к магистральной линии.

Результаты измерения прибором ИФН-200 показали, что прогнозируемый ток однофазного КЗ для наиболее удаленного светильника №3 равен 250 А. Для обеспечения успешного автоматического отключения линии ЩО 404 – светильники №1, №2 и №3 ток однофазного КЗ должен быть равен:

$$I_{\text{к.расч}}^{(1)} = 1,1 \cdot 25 \cdot 10 = 275 \text{ А.}$$

Следовательно, автоматический выключатель, установленный в щитке ЩО 404, не обеспечит надежной защиты рассматриваемой линии.

При замене АВ с характеристикой С выключателем с характеристикой В успешное отключение линии будет при токе однофазного КЗ не менее:

$$I_{\text{к.расч}}^{(1)} \geq 1,1 \cdot 25 \cdot 5 = 137,5 \text{ А.}$$

Для рассматриваемого случая:

$$I_{\text{к.ожид.}}^{(1)} = 270 \text{ А} > I_{\text{к.расч.}}^{(1)} = 137,5 \text{ А.}$$

Следует отметить, что использование автоматического выключателя с номинальным током 25 А для защиты рассматриваемой линии не соответствует условиям выбора параметров АВ, так как её расчетный ток равен:

$$I_{\text{расч}} = \frac{n_{\text{св}} \cdot P_{\text{св}} \cdot K}{U_{\text{н}}},$$

где $n_{\text{св}}$ – количество светильников, подключенных к линии; $P_{\text{св}}$ – мощность одного светильника, Вт; K – коэффициент, учитывающий потери в ПРА

$$I_{\text{расч}} = \frac{3 \cdot (4 \cdot 18 \cdot 1,25)}{220} = 1,22 \text{ А.}$$

Сравнение полученного значения фактического тока линии с номинальным током АВ, который установлен в щитке для её защиты, еще раз доказывает, что во многих случаях работы по ремонту и реконструкции систем электроснабжения 0,4/0,2 кВ некоторых объектов выполняются без соответствующих расчетов.

Согласно норм номинальный ток АВ должен выбираться по условию

$$I_{\text{н.а.}} \geq 1,2 \cdot I_{\text{расч}},$$

$$I_{\text{н.а.}} \geq 1,2 \cdot 1,22 = 1,45 \text{ А.}$$

Следовательно, для защиты рассматриваемой линии должен быть применен АВ с номинальным током 10 А.

При номинальном токе 10 А успешное отключение линии при возникновении однофазного КЗ будет обеспечено и при применении выключателя с характеристикой С.

Выводы

1. Измерения и анализ прогнозируемых значений токов однофазного КЗ в действующих электроустановках 0,4/0,2 кВ позволяют определить конкретные мероприятия по обеспечению надежности защиты конечных участков систем электроснабжения.

2. Работы по реконструкции электрической части объектов необходимо выполнять только при наличии соответствующих расчетов по выбору параметров защитных аппаратов и сечения проводников, выполненных в соответствии с требованиями нормативных документов.

Список литературы

- [1] Фишман В.С., Бондарева Е.М., Здобнова Л.В. Короткое замыкание: пожара можно избежать. Результаты выполненных расчетов процессов КЗ. // Новости электротехники, 2005, № 3
- [2] Суханов В.А., Глухова Н.С. О надежности электроснабжения собственных нужд электростанций и сетей потребителей // Электрические станции, 2001, N3. С.
- [3] Электробезопасность. Теория и практика: учебное пособие для вузов / П.А. Долин, В.Т. Медведев, В.В. Корочков, А.Ф. Монахов; под ред. В.Т. Медведева. – 3-е изд., перераб и доп. – М.: Изд. дом МЭИ, 2012. – 280 с.
- [4] Правила устройства электроустановок. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 648с.: ил.
- [5] Правила устройства электроустановок. Раздел 1. Общие правила. -7 – е изд. – М: изд –во НЦ ЭНАС, 2004.-176с.
- [6] Измеритель сопротивления петли фаза – нуль ИФН-200. Руководство по эксплуатации РЛПЛ. 411218.003РЭ. Ижевск: ЗАО << НПД >> Радио – Сервис >>

Метод спектрального анализа потребляемого тока статора для диагностики неисправностей асинхронных двигателей

Басенко В.Р., Максимов В.В.
ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»
Казань, Россия
E-mail: Vasiliybas123@mail.ru

Аннотация — наиболее распространенный вид электрических машин, потребляющих в настоящее время около 40% всей вырабатываемой электроэнергии. Их установленная мощность постоянно возрастает. И, как у любого электрооборудования, у АД в процессе эксплуатации могут возникать повреждения элементов двигателя, что в свою очередь приводит к преждевременному выходу его из строя. Одними из самых частых повреждений АД являются повреждения электрического характера: межвитковое замыкание, работа электродвигателя на двух фазах. Это обстоятельство требует внедрения методов диагностики, которые оценивали бы возникающие повреждения по первичным параметрам работы электродвигателей, одним из которых является значение электрического тока. Метод спектрального анализа потребляемого тока может решить поставленную выше задачу.

Ключевые слова — асинхронный двигатель; спектральный анализ; потребляемый ток; надежность работы электрооборудования.

Method of spectral analysis of consumption current of the stator for diagnosis of troubleshooting of asynchronous motors

Vasily Basenko, Viktor Maksimov
Kazan State Power Engineering University
Kazan, Russian Federation
E-mail: Vasiliybas123@mail.ru

Abstract — the most common type of electrical machines, currently consuming about 40% of all generated electricity. Their installed capacity is constantly increasing. One of the most frequent damage to blood pressure is electrical damage: interturn closure, the operation of the electric motor in two phases. This circumstance requires the introduction of diagnostic methods that would assess the resulting damage to the primary parameters of the electric motors, one of which is the value of the electric current. The method of spectral analysis of the consumed current can solve the above problem.

Keywords — asynchronous motor; spectral analysis; consumed current; reliability of electrical equipment.

I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время двигатели переменного тока пользуются большим спросом среди большинства современных производственных предприятий. Российский и зарубежный опыт показывает, что они используют 80% всей вырабатываемой в стране электроэнергии, поэтому стабильность их работы играет большую роль в крупной промышленности. Периодическая диагностика состояния оборудования помогает своевременно выявить возникающие неисправности. Асинхронные двигатели (АД) на практике показывают свою выносливость и простоту по относительно низкой стоимости.

Понимая, что существует большое количество причин возникновения неполадок АД, необходима современная система диагностики. Иначе, без использования своевременного диагностирования АД, которые применяются на производстве, внезапный выход их из строя двигателя может привести к непоправимым последствиям. Очень важно выявлять любой дефект на ранней стадии, исключая риск возникновения серьезных повреждений двигателя.

II. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Система технической диагностики АД, как и любого оборудования, должна включать в себя регулярный мониторинг технического состояния электродвигателей, поиск дефектов, повреждений, определение степени опасности дефектов и оценку остаточного ресурса оборудования. Для предприятий, осуществляющих специализированное сервисное обслуживание и ремонт электродвигателей, задача проведения диагностики состояния электродвигателей не менее актуальна.

Идеальный современный способ диагностирования электродвигателей должен отвечать следующим требованиям:

- высокая достоверность и точность выявления неисправностей и повреждений электродвигателя;
 - возможность обнаружения всех или значительной части электрических и механических повреждений электродвигателя и связанных с ним механических устройств;
 - проведение диагностических измерений дистанционно, что актуально в тех случаях, когда доступ к оборудованию затруднен;
 - низкая трудоемкость диагностических работ (измерений) и простота проведения измерений;
 - возможность проведения аналитической обработки полученных результатов измерений за короткое время, с применением вычислительных и программных средств.
- качество электроэнергии.

На сегодняшний день наиболее распространенными группами методов диагностики асинхронного двигателя являются:

- Диагностика АД по среднеквадратичному значению (СКЗ) вибросигнала;
- Вибродиагностика АД с помощью фазовых портретов (траекторий колебаний);
- Спектральный анализ;
- Спектральный анализ огибающей;
- Кепстральный анализ;
- Ультразвуковая дефектоскопия и акустическая диагностика

В настоящее время широкое распространение получил метод спектрального анализа потребляемого тока. Важным преимуществом этого подхода является то, что проведение мониторинга тока электродвигателя может быть выполнено как непосредственно на нем, так и в электрошите питания (управления).

Физический принцип, положенный в основу этого метода, заключается в том, что любые возмущения в работе электрической и/или механической части электродвигателя и связанного с ним устройства приводят к изменениям магнитного потока в зазоре электрической

машины и, следовательно, к слабой модуляции потребляемого электродвигателем тока. Наличие в спектре тока двигателя характерных (и несовпадающих) частот определенной величины свидетельствует о наличии повреждений электрической или механической части электродвигателя и связанного с ним механического устройства.

Метод спектрального анализа на данном этапе довольно трудоёмкий, ввиду малого его изучения и малого использования современной микропроцессорной техники для более эффективного применения данного метода. Но данный метод диагностики позволяет выявлять самый широкий диапазон источников повреждений асинхронных двигателей, что было сказано выше и является значительным преимуществом перед остальными методами, поэтому среди всех существующих методов он является наиболее актуальным для рассмотрения.

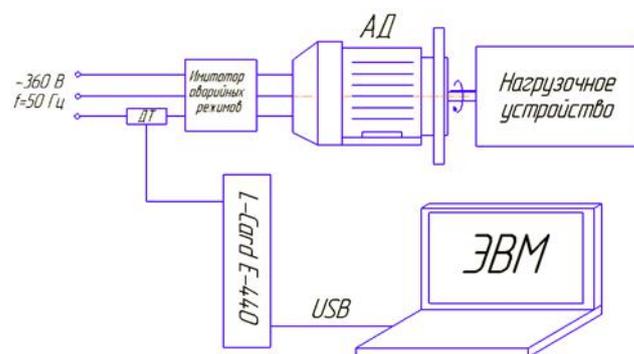


Рис.1 Структура установки для проведения спектрального анализа

III. ВЫВОДЫ

При рассмотрении современных методов диагностики асинхронного двигателя был сделан акцент на метод спектрального анализа потребляемого тока. Было установлено, что у метода спектрального анализа потребляемого тока спектр выявляемых неисправностей шире, чем у остальных рассмотренных методов. А физический принцип, лежащий в основе, позволяет интегрировать в данную систему диагностики современные технические решения.

Список литературы

- [1] Шевчук В.А., Семёнов А.С. СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ ДИАГНОСТИКИ АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ // Международный студенческий научный вестник. – 2015. – № 3-4
- [2] Журнал «Международный студенческий научный вестник» 2015 №3
- [3] [Электронный ресурс] // <http://www.tesla.ru>
- [4] Применение спектрального анализа [Электронный ресурс] // <http://electricalschool.info>

Анализ пропускной способности самокомпенсированных воздушных линий электропередачи

А.В. Проничев¹, Е.О. Солдусова¹, Е.М. Шишков², В.Г. Гольдштейн¹

¹ФГБОУ ВО "СамГТУ"

Самара, Россия

²филиал ФГБОУ ВО "СамГТУ" в г. Новокуйбышевске

Новокуйбышевск, Россия

E-mail: teyoma@bk.ru, esoldusova@inbox.ru, e.m.shishkov@ieee.org, vgg41@yandex.ru

Аннотация - Для целей организации продольной компенсации на сверхдальних воздушных линиях электропередачи в предыдущих работах авторов предложен способ использования собственной распределённой ёмкости – построение разомкнутой линии электропередачи с расщепленной фазой, составляющие которой электрически изолированы друг от друга таким образом, что часть составляющих подключена только к шинам источника питания, а часть – только к шинам потребителя. В настоящей работе произведена оценка предела передаваемой мощности разомкнутых воздушных линий при различных значениях нагрузки. Для анализа эффективности применения разомкнутых линий электропередачи использовались методы математического моделирования в среде MATLAB/Simulink с использованием библиотеки элементов SimScape SimPowerSystems. Исходными данными для анализа являлись геометрические конфигурации опор воздушных линий и параметры сталеалюминевых проводов. Составлена математическая модель для анализа режимов нагрузки и холостого хода разомкнутой линии. Определены длины трехфазной разомкнутой линии электропередачи, при которых наблюдается явление полной самокомпенсации. Проведён расчёт значений передаваемой мощности, соответствующих различным установившимся значениям отклонения напряжения. При использовании трёхфазной модели для определения длины общего участка, при которой наблюдается явление полной самокомпенсации, полученные результаты показывают необходимую длину до 8% большую, чем при расчётах с использованием однолинейных моделей. Это объясняется появлением взаимной индуктивности между проводниками разных фаз. Величина предела передаваемой мощности может достигать 6600 МВт для разомкнутых ВЛ напряжением 500 кВ и 19000 МВт – для ВЛ напряжением 750 кВ, что является достаточным для использования разомкнутых ВЛ в качестве мощных межсистемных связей.

Ключевые слова — воздушная линия электропередачи; продольная компенсация; самокомпенсированная линия

Analysys of transmission capacity of self - compensated overhead transmission lines

A.V. Pronitchev¹, E.O. Soldusova¹, E.M. Shishkov², V.G. Goldstein¹

¹Samara State Technical University

Samara, Russian Federation

²Novokuybyshevsk Branch of Samara State Technical University

Novokuybyshevsk, Russian Federation

E-mail: teyoma@bk.ru, esoldusova@inbox.ru, e.m.shishkov@ieee.org, vgg41@yandex.ru

Abstract - For the purpose of organizing longitudinal compensation for long-distance overhead power transmission lines, the authors proposed in previous works the method of using their own distributed capacitance - the construction of an open power line with a split phase, the components of which are electrically isolated from each other in such a way that one part of the components is connected only to the power supply buses, and other part only to the consumer's buses. In this paper, the limit of the transmission capacity of open overhead lines at different load values is estimated. To analyze the efficiency of using open overhead transmission lines, mathematical modeling methods were used in the MATLAB / Simulink with using the SimScape SimPowerSystems element library. The initial data for the analysis were geometric configurations of overhead line supports and parameters of steel-aluminum wires. A mathematical model is developed for the analysis of load and off-load conditions of the open line. The lengths of a three-phase open transmission line are determined, under which the phenomenon of complete self-compensation is observed. The calculation of the transmission capacity values corresponding to different steady-state voltage deviations is carried out. For a three-phase model to determine the length of a common area at which the phenomenon of complete self-compensation is observed, the results show a necessary length of 8% greater than in calculations using single-line models. This is explained by the appearance of mutual inductance between the conductors of different phases. The power transmission limit can reach 6,600 MW for open lines with a voltage of 500 kV and 19,000 MW for a 750 kV overhead line, which is sufficient for the use of open overhead lines as powerful interconnections.

Key-words — overhead transmission line; longitude compensation; self-compensated line

Таблица I.

Класс напряжения, кВ	Конфигурация пролёта		
	Тип промежуточных опор	Высота подвеса фазы, м	Марка провода в фазе
500	Промежуточные опоры на оттяжках ПБ1	27.2	АС-700/86
750	Промежуточные опоры на оттяжках ПП750-1	35	АС-500/64

I. ВВЕДЕНИЕ

Установки продольной компенсации являются неотъемлемым элементом сверхдальних передач переменного тока [1]. Одним из способов достижения цели продольной компенсации – уменьшения продольной индуктивности воздушной линии (ВЛ) – является настройка линии на резонанс напряжений или резонанс токов. Эта идея была предложена в работах И.И. Соловьёва и А.А. Вульфа [2] в первой половине XX века. Позднее, профессором Н.Ф. Ракушевым в работе [3] был предложен способ реализации данной идеи – разомкнутая линия электропередачи, каждая фаза которой состоит из двух изолированных друг от друга проводников, один из которых (прямая составляющая) подключен к шинам передающей подстанции, а второй (встречная составляющая) – к шинам приёмной. При достаточной длине линии взаимная емкостная проводимость, созданная между прямой и обратной составляющей, могла бы полностью скомпенсировать собственную индуктивность линии.

В работе [4] авторами предложена усовершенствованная конструкция разомкнутой ВЛ, выполненная по принципу расщепления фазы. В такой линии прямая и встречная составляющая расщеплённой фазы подвешены на одной траверсе и отделены друг от друга диэлектрическими распорками. При этом на одной опоре могут располагаться все три фазы разомкнутой ВЛ. В работе [5] авторами предложена математическая модель в фазных координатах, учитывающая принципиальную несимметрию разомкнутой ВЛ, как трёхфазной системы, а в работе [6] – способ реализации этой модели в виде методик расчёта установившегося режима линии.

В работе [7] рассматривался вопрос определения оптимальной конструкции расщепленной фазы разомкнутой воздушной линии, однако расчеты производились на однофазной модели.

Целью данного исследования является расчет и анализ режимов нагрузки предложенной в [4] конструкции трехфазной разомкнутой ВЛ.

II. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для анализа эффективности применения разомкнутых линий электропередачи используются методы математического моделирования в среде MATLAB/Simulink с использованием библиотеки элементов SimScape SimPowerSystems. Выполнен анализ режимов работы линий двух классов напряжения (500 и 750 кВ) и трех вариантов конструкций расщепленной фазы (рис. 1). Сведения об анализируемых линиях представлены в Таблице I.

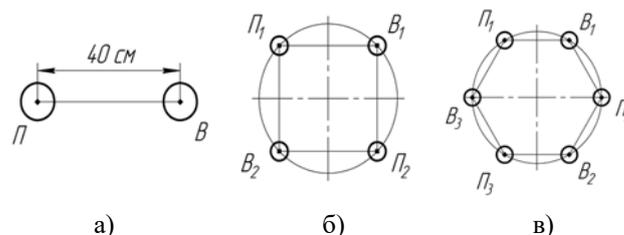


Рис. 1. Схема конструкции расщепленной фазы общего участка разомкнутой ВЛ: а – расщепление на 2 провода в фазе (класс напряжения 500 кВ); б – расщепление на 4 провода в фазе (класс напряжения 500 и 750 кВ); в – расщепление на 6 проводов в фазе (класс напряжения 750 кВ)

При помощи математической модели для анализа режима холостого хода [7] были рассчитаны длины общего участка, при которой в трехфазной разомкнутой ВЛ наблюдается явление полной самокомпенсации.

На рисунке 2 представлена математическая модель для анализа режима под нагрузкой. Общий участок представлен схемой замещения с распределёнными параметрами, ко входу которой подключен трехфазный источник синусоидального напряжения, а к выходу трехфазная активно-индуктивная нагрузка с коэффициентом мощности 0,95. Сигналы с вольтметров в начале и в конце линии преобразуются, и в качестве расчёта режима принимаются значения установившегося отклонения напряжения на общем участке в процентах.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

В таблице II представлены результаты расчета длины общего участка для 4-х рассматриваемых конфигураций, полученные с использованием модели, изображённой на Рисунке 2. Полученные результаты, отличаются от опубликованных ранее в [7], поскольку использованная в данной работе математическая модель представлена в многофазной постановке и поэтому учитывает процессы,

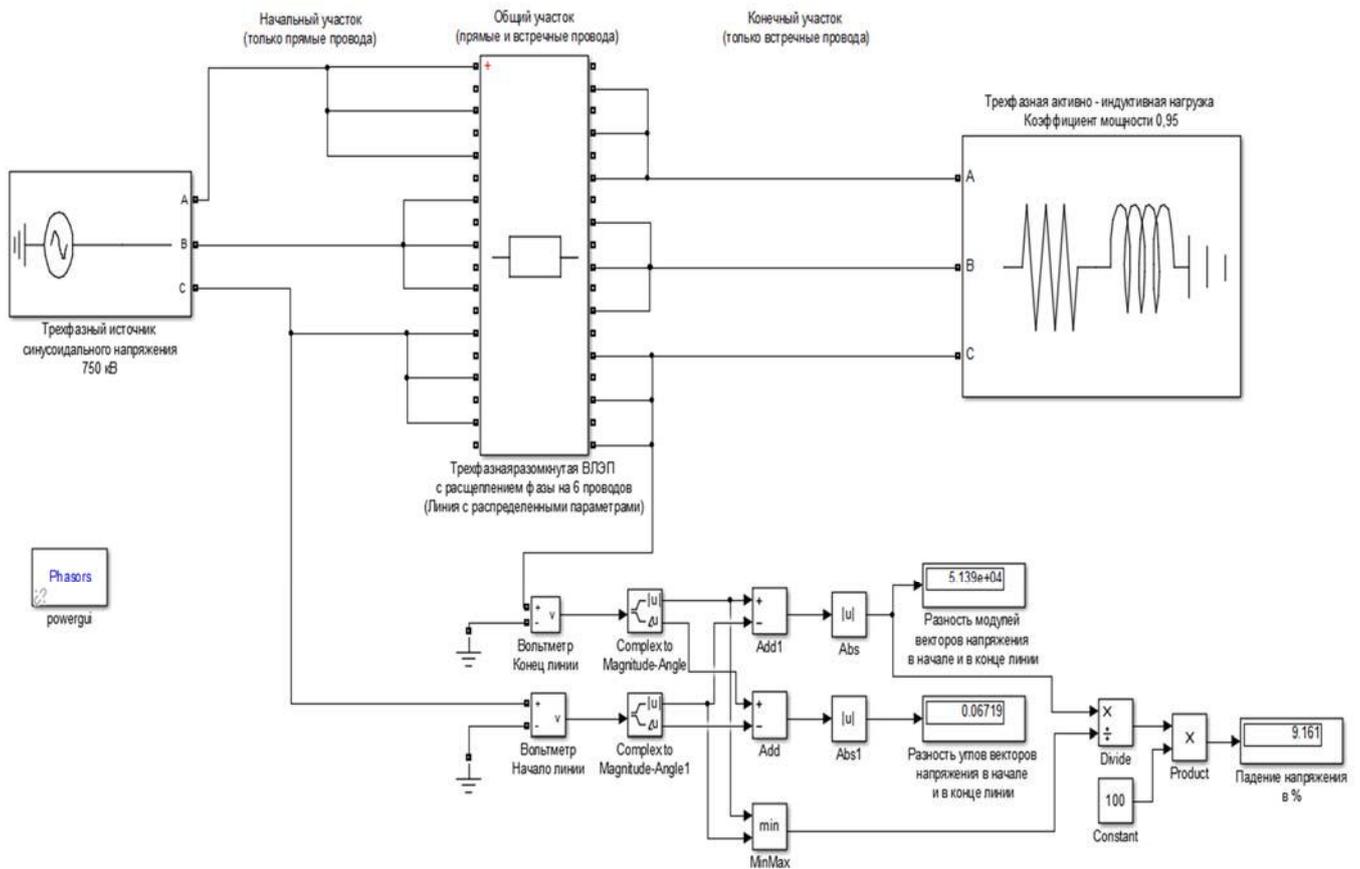


Рис. 2. Математическая модель в среде MATLAB/Simulink для расчета режимов нагрузки трехфазной разомкнутой ВЛ.

связанные с влиянием на режим взаимной индуктивности между проводниками разных фаз, для компенсации которой требуется дополнительная емкость. Сравнение полученных результатов для линии 500 кВ, полученных с использованием математической модели в однофазной [7] и трёхфазной постановках представлено на Рис. 3.

Таблица II.

Класс напряжения, кВ	Схема конструкции расщепленной фазы	Длина участка самокомпенсации, км
500	а	932
	б	705
750	б	697
	в	602

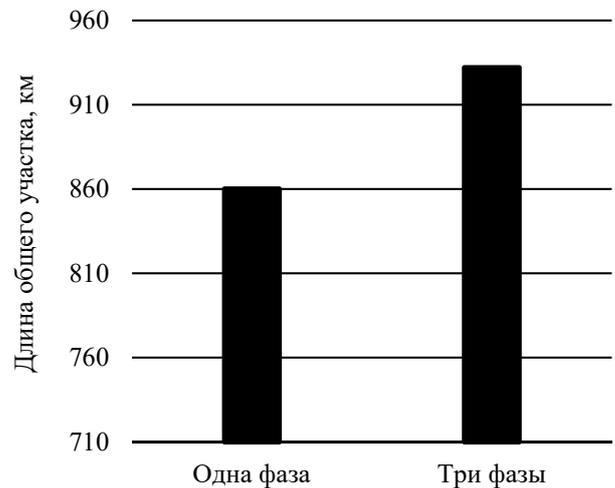


Рис. 3. Сравнение длин общего участка однофазной и трехфазной модели разомкнутой ВЛ для конфигурации 500 кВ с расщеплением на 2 провода

В таблице III представлены рассчитанные значения передаваемой мощности четырех рассматриваемых конфигураций для двух значений установившегося отклонения напряжения $|\delta U|$ в конце ВЛ – 5 и 10 %.

Таблица III.

Конфигурация	Передаваемая мощность, МВт	
	$ \delta U = 5\%$	$ \delta U = 10\%$
500 кВ – расщепление на 2 провода	1200	1900
500 кВ – расщепление на 4 провода	5000	6600
750 кВ – расщепление на 4 провода	7700	10400
750 кВ – расщепление на 6 проводов	15000	19000

На Рисунке 4 представлена зависимость установившегося отклонения напряжения от передаваемой активной мощности для четырех рассматриваемых конфигураций фазы ВЛ. При начальных значениях передаваемой мощности наблюдается положительное отклонение напряжения. Это объясняется тем, что данные режимы характеризуются явлением перекомпенсации: продольное емкостное сопротивление незначительно превышает индуктивное. При постепенном росте нагрузки, а именно ее индуктивной составляющей, в линии достигается состояние полной самокомпенсации, в котором отклонение напряжения становится равным нулю. При дальнейшем увеличении нагрузки ВЛ отрицательное отклонение напряжения будет постепенно увеличиваться.

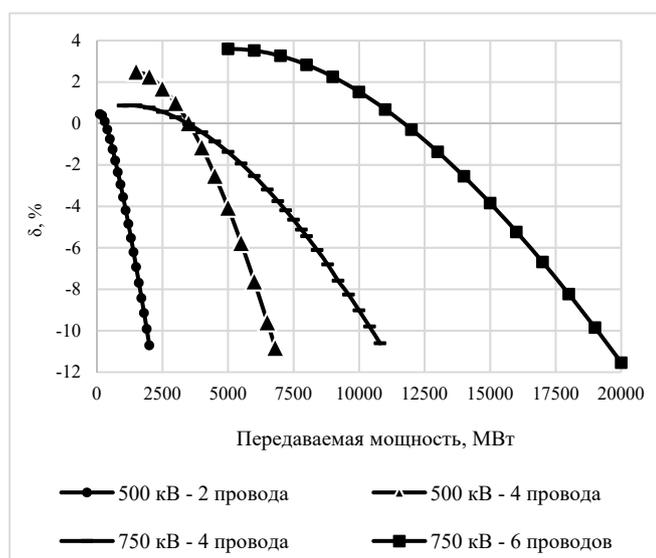


Рис. 4. График зависимости отклонения напряжения от передаваемой мощности

IV. ВЫВОДЫ

В работе построена математическая модель трехфазной разомкнутой ВЛ для расчета режимов нагрузки, учитывающая взаимное влияние фаз. При использовании трёхфазной модели для определения длины общего участка, при которой наблюдается явление полной самокомпенсации, полученные результаты показывают необходимую длину до 8% большую, чем при расчётах с использованием однолинейных моделей. Это объясняется появлением взаимной индуктивности между проводниками разных фаз;

Проведен расчет зависимости величины установившегося отклонения напряжения в конце линии от передаваемой мощности для 4 конфигураций трехфазной разомкнутой ВЛ. Величина предела передаваемой мощности может достигать 6600 МВт для разомкнутых ВЛ напряжением 500 кВ и 19000 МВт – для ВЛ напряжением 750 кВ, что является достаточным для использования разомкнутых ВЛ в качестве мощных межсистемных связей.

Список литературы

- [1] Готман В.И., Глазачев А.В., Бацева Н.В. Продольная компенсация дальних электропередач с промежуточными системами // Известия Томского политехнического университета. Т. 319, №4, 2011, С. 68-75.
- [2] Вульф А. А. Проблема передачи электрической энергии на сверхдальние расстояния по компенсированным линиям. – М.: Госэнергоиздат, 1945. – 83 с.
- [3] Ракушев Н.Ф. Сверхдальняя передача энергии переменным током по разомкнутым линиям. М.: Госэнергоиздат, 1957. – 160 с.
- [4] Пат. 130458 РФ, МПК8 Н 02 J 3/20. Разомкнутая трёхфазная воздушная линия электропередачи переменного тока / В.Г. Гольдштейн, Е.М. Шишков; ФГБОУ "Самарский государственный технический университет". No 2013103649/07; заявл. 28.01.2013; опубл. 20.07.2013, Бюл. No20.
- [5] Шишков Е.М., Гольдштейн В.Г., Кривихин И.Н. Математическая модель самокомпенсированной воздушной линии электропередачи. // Сборник докладов VI Международной научно-технической конференции "Электроэнергетика глазами молодежи". – Иваново. – 2015. – С. 620-623.
- [6] E. Shishkov, V. Goldstein, I. Krivihin, "Open Overhead Transmission Lines", Applied Mechanics and Materials, Vol. 792, pp. 293-299, 2015.
- [7] Проничев А.В., Кривихин И.Н., Шишков Е.М., Гольдштейн В.Г. Определение оптимальной конфигурации расщепленной фазы для самокомпенсированных разомкнутых линий электропередачи // Электроэнергетика глазами молодежи: материалы VII Международной научно-технической конференции, 19 – 23 сентября 2016, Казань. – В 3 т. Т 1. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2016. – С. 198-201.

Применение низкоомного резистивного заземления нейтрали в кабельных и воздушных электрических сетях 20 кВ

К.А. Осинцев¹, М.М. Зуев¹, В.С. Смирнов¹

¹ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ»,
Москва, Россия
e-mail: kirmosh@mail.ru

Аннотация — Рассмотрены вопросы обоснования и выбора значений необходимого тока однофазного замыкания на землю в кабельных и воздушных сетях 20 кВ с низкоомным резистивным заземлением нейтрали. Электрические сети рассматриваемого класса напряжения являются сравнительно новыми для отечественных условий и внедряются в крупных городах (Москва, Санкт-Петербург, Екатеринбург), а также регионах, где требуется передавать сравнительно высокие для сетей среднего напряжения мощности на относительно большие расстояния (Московская область, Ханты-Мансийский автономный округ). Показано, что искомое значение тока может быть определено на основе гармонизации противоречивых влияющих факторов: надежности работы устройств релейной защиты и автоматики, требуемых сопротивлений заземляющих устройств электроустановок, включая безопасность персонала. При этом основным влияющим фактором является структура и параметры электрической сети – конфигурация сети и ее состав (питающие, распределительные сети), схемы распределительных и соединительных пунктов, трансформаторных подстанций, характеристики силовых трансформаторов и коммутационных аппаратов.

Ключевые слова — кабельные и воздушные электрические сети 20 кВ, структура и параметры, низкоомное резистивное заземление нейтрали, релейная защита и автоматика, заземляющие устройства электроустановок, безопасность персонала.

Application of low-resistance earthed neutral in cable and overhead networks 20 kV

K.A. Osintcev¹, M.M. Zuev¹, V.S. Smirnov¹

¹National Research University "Moscow Power Engineering Institute", Moscow, Russia
Moscow, Russia
e-mail: kirmosh@mail.ru

Abstract — The problems of justification and selection of a single-phase earth fault necessary current values in cable and overhead networks 20 kV with low-resistance earthed neutral are considered. The electrical networks of the voltage class under consideration are relatively new in Russia and are being integrated in such cities as Moscow, St. Petersburg, Yekaterinburg and also in regions where the transmittance of comparatively high power for medium voltage networks to relatively extended distances is required (e.g. Moscow region, Khanty-Mansi Autonomous Area). It is shown that the desired current value can be determined on the basis of harmonization of conflicting influencing factors: reliability of the relay protection and automation devices and required resistances of the earthing devices of electrical installations, including personnel safety. In this case the main influencing factor is the electrical network structure and parameters - the network configuration and composition (feeders, distribution networks), the schemes of distribution and connection centers, transformer substations, the characteristics of power transformers and switching devices.

Keywords — cable and overhead networks 20 kV, structure and parameters, low-resistance earthed neutral, relay protection and automation devices, earthing devices of electrical installations, personnel safety

1. ВВЕДЕНИЕ

В 60-х годах прошлого века на страницах журнала «Электричество» был опубликован цикл статей [1 – 4 и др.] о выборе оптимальных уровней напряжения в городских и сельских электрических сетях. В них была показана эффективность применения номинальной

ступени напряжения 20 кВ, взамен традиционной 10 (6) кВ. В бывшем СССР сравнительно развитые электрические сети 20 кВ имелись в Латвии [5]. Кроме того, в 70-х – 80-х годах в Коми АССР введено в эксплуатацию ограниченное количество электроустановок 20 кВ не получившие в последующем должного развития.

Первое, по-настоящему массовое строительство электрических сетей 20 кВ в стране началось спустя без малого полувека, примерно пять лет назад в Москве. К настоящему времени введено в эксплуатацию более 1000 км кабельных линий (КЛ) соответствующего класса напряжения. Решения по строительству кабельных сетей 20 кВ интенсивно прорабатываются и внедряются в Санкт-Петербурге и Екатеринбурге.

В Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО) ведется активное внедрение воздушных сетей 20 кВ, обусловленное необходимостью в передачи сравнительно высокой для сетей среднего напряжения мощности на относительно большие расстояния. Подобный вопрос исследуется и для условий Московской области.

На первых этапах принятия решений российскими специалистами во внимание принимался опыт западноевропейских стран (в первую очередь – Франции, где сети 20 кВ представлены широко со второй половины прошлого века [6]). Электрическая сеть 20 кВ имеет свои особенности, в частности, низкоомное резистивное заземление нейтрали. Это влияет на выбор номинальных параметров проводников, параметров срабатывания устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), а также сопротивлений заземляющих устройств (ЗУ), включая безопасность персонала.

Кроме того, принципы построения структуры сетей 20 кВ в России и западноевропейских странах различаются. Так, за рубежом в сетях среднего напряжения нет уровня питающей сети (только распределительные сети), а электрическая сеть низшего напряжения 0,4 кВ замкнута [6, 7].

В результате такого подхода был упущен ряд важных причинно-следственных связей в структуре и параметрах сети сравнительно новой для нас ступени напряжения. При этом в полной мере не были учтены вопросы надежности и безопасности электроустановок.

II. ВЫБОР ТОКА ОДНОФАЗНОГО ЗАМКНУТИЯ НА ЗЕМЛЮ В ГОРОДСКИХ КАБЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 20 кВ.

Как уже отмечалось ранее, сеть 20 кВ формировалась с низкоомным резистивным заземлением нейтрали. Общемировая практика режимов заземления нейтрали в сетях среднего напряжения подвергнута анализу в большом количестве публикаций, например [8 – 10] и многих других, поэтому описание преимуществ такого режима нейтрали опущено.

В настоящее время в Москве введено в эксплуатацию более 20 подстанций 110 – 220/20 кВ. Они являются центрами питания (ЦП) сети рассматриваемого класса напряжения. Копируя схему построения сетей 20 кВ Парижа, на всех ЦП в нейтральных 20 кВ силовых трансформаторов 110 – 220/20 кВ были установлены резисторы сопротивлением $R_p=12$ Ом. При этом ток однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) (по сути – ток, протекающий через резистор):

$$I_p = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot R_p} = \frac{20}{\sqrt{3} \cdot 12} = 0,96 \text{ кА} \quad (1)$$

где, $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети.

Наряду с этим никто не обратил внимания на зарубежную структуру сети 20 кВ (рис. 1) [6, 7]. Трансформаторные подстанции (ТП) 20/0,4 коммутируются к магистралям 20 кВ преимущественно на ответвлениях (наглухо) или выключателями нагрузки. Выключатели устанавливаются лишь на присоединениях собственно трансформаторов 20/0,4 кВ. При подобной архитектуре вся электрическая сеть считается распределительной.

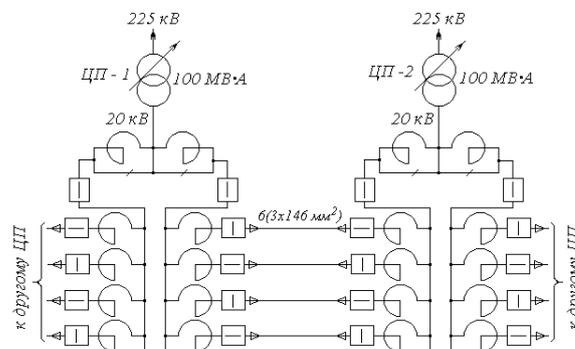


Рис. 1. Схема электрических сетей 20 кВ Парижа

Еще со времен СССР, на протяжении десятилетий системы электроснабжения городов в нашей стране формируются по так называемой двухзвенной архитектуре (рис. 2). Первое звено – это питающие сети, т.е. КЛ от ЦП до распределительных пунктов (РП), а второе – распределительные сети, т.е. КЛ от РП до ТП. От них на напряжении 0,4 кВ запитаны конечные потребители.

При двухзвенной архитектуре появляется дополнительно три ступени селективности Δt устройств РЗА (рис. 2): на вводном и секционном выключателях РП, а также на выключателях, отходящих к ТП линий. В результате за рубежом для токовых защит, отходящих от ЦП, в схеме на рис. 1 достаточна выдержка времени 0,3 – 0,4 с, а для двухзвенной архитектуры – не менее 1,0 с. Последнее чрезвычайно ужесточает расчетные условия обоснования и выбора проводников, аппаратов и ЗУ электроустановок.

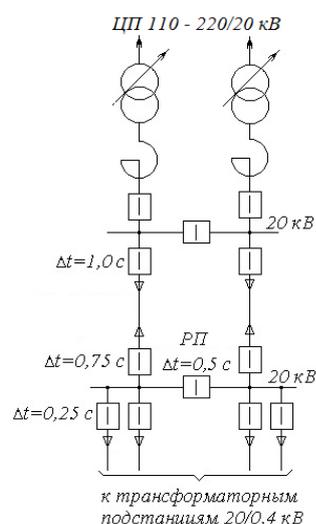


Рис. 2. Двухзвенная схема электрической сети 20 кВ

В России нет нормативной базы по формированию электрической сети 20 кВ. Согласно [11] работа сетей до 35 кВ может предусматриваться с различным режимом заземления нейтрали, в том числе через резистор. При этом требования к ЗУ электроустановок выше 1 кВ, являющихся одним из основных критериев электробезопасности, нормируются лишь для сетей с эффективно заземленной и изолированной нейтралью. Поэтому при решении вопросов электробезопасности в сети 20 кВ с низкоомным резистивным заземлением нейтрали остается принимать во внимание обеспечение норм по напряжению прикосновения и шаговому напряжению [12, 13].

Так, по приведенной в [13] известной кривой допустимого напряжения повреждения (при прикосновении) $U_f(t)$ от времени повреждения (отключения) t , нетрудно оценить требуемое сопротивление ЗУ в зависимости от тока ОЗЗ, создаваемого резистором (табл. 1):

$$R_3(t) = \frac{U_f(t)}{I_p} \quad (2)$$

Из табл. 1 следует, что при принятом на всех ЦП $I_p \approx 1$ кА (см. выше), двухзвенной архитектуре сети и выдержках времени отключения ОЗЗ 0,75 с сопротивление ЗУ для РП 20 кВ (рис. 2) должно быть чуть более 0,1 Ом, что недостижимо. При отсутствии в стране нормативных требований к ЗУ электроустановок 20 кВ проектные организации используют в качестве искомой величины минимально возможные из [11] 0,5 Ом для электроустановок с эффективно-заземленной нейтралью. При этом в городских условиях добиться даже таких сопротивлений у широко применяемых малогабаритных РП и ТП крайне сложно.

Из табл. 1 также следует, что требования к сопротивлению ЗУ смягчаются по мере снижения тока ОЗЗ. Последнее ограничивается надежной работой устройств РЗА, а именно минимально допустимым коэффициентом чувствительности $K_{\text{ч}}$, который для кабельных сетей принимается [11] $K_{\text{ч}} > 1,25$, а для воздушных – $K_{\text{ч}} > 1,5$.

Защита от токов ОЗЗ $I_{\text{ОЗЗ}}$ в кабельных сетях указанного выше региона выполнена ненаправленными токовыми защитами нулевой последовательности (ТЗНП). Методика выбора параметров их срабатывания известна (см., например [14]).

Таблица I. Значения допустимых сопротивлений ЗУ

Время откл. ОЗЗ, с	до 0,1	0,2	0,5	0,7	1,0	1,0 – 5,0
Допустимое напр. повреждения, В	500	400	200	130	100	70
Допустимое сопротивление ЗУ, Ом						
$I_p = 1000$ А	0,49	0,39	0,20	0,13	0,10	0,07
$I_p = 800$ А	0,6	0,49	0,24	0,16	0,12	0,09
$I_p = 600$ А	0,80	0,63	0,32	0,21	0,16	0,11
$I_p = 400$ А	1,12	0,89	0,45	0,29	0,22	0,16

Примечание: Оценка сопротивлений заземляющих устройств проведена при условии наложения на ток резистора емкостного тока значением до 200 А.

В ячейках комплектных распределительных устройств (КРУ) устанавливаются однофазные трансформаторы тока. На их базе конфигурируют фильтры тока нулевой

последовательности (ФТНП). При этом ток срабатывания $I_{\text{ср}}$ устройств РЗА отстраивается от тока небаланса $I_{\text{нб}}$ трансформаторов тока при КЗ (токи КЗ, как правило, ограничены 12 кА). Из табл. 2 видно, что обеспечить требуемую чувствительность ТЗНП здесь не представляется возможным.

Таблица II. Значения допустимых сопротивлений ЗУ

Защита от ОЗЗ	Выбор тока срабатывания	Коэф. чувст. $K_{\text{ч}} = I_{\text{ОЗЗ}} / I_{\text{ср}} \geq 1,25$	I_p / R_p , А/Ом
Ненаправлен. ТЗНП с ФТНП	$I_{\text{нб}} = k_{\text{одн}} \varepsilon I_{\text{КЗ}};$ $I_{\text{ср}} = k_{\text{н}} I_{\text{нб}}$	$I_{\text{КЗ}} = 12$ кА $K_{\text{ч}} = 0,29 - 0,73$	1000/12
То же, но с отстройкой по времени от междуфаз. КЗ	$I_{\text{нб}} = k_{\text{одн}} \varepsilon I_{\text{нагр}};$ $I_{\text{ср}} = k_{\text{н}} I_{\text{нб}}$	$I_p = 400 - 1000$ А $K_{\text{ч}} = 6,7 - 16,7$	90/130
Ненаправлен. ТЗНП с ТТНП	$I_{\text{ср}} = k_{\text{н}} k_{\text{бр}} I_{\text{с}}$	$I_{\text{с}} = 68 - 85$ А $K_{\text{ч}} = 1,25 - 1,50$	230/50

Условные обозначения: $k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока; ε – погрешность обмотки трансформатора тока; $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности; $k_{\text{бр}}$ – коэффициент броска емкостного тока; $I_{\text{КЗ}}$ – ток КЗ.

Для обеспечения требуемой чувствительности защиты от ОЗЗ с токами $I_p = 400 - 1000$ А может быть введена дополнительная выдержка времени, превышающая таковую для защит от междуфазных КЗ на ступень селективности (0,2 – 0,3 с). В этом случае производится отстройка ТЗНП от токов нагрузки $I_{\text{нагр}}$. Здесь при $I_p = 400 - 1000$ А и теоретически возможном $I_{\text{нагр}} = 1000$ А расчетный коэффициент чувствительности защит составит (табл. 2) $K_{\text{ч}} = 6,7 - 16,7$, что значительно превышает требуемое значение. Следовательно, для обеспечения нормируемого для кабельных сетей $K_{\text{ч}} \geq 1,25$ достаточно принять минимальный ток резистора $I_{\text{рmin}} = 90$ А (130 Ом). При этом токе чувствительность ТЗНП обеспечивается с запасом. Однако введение дополнительной выдержки времени нежелательно вследствие ужесточения требований к сопротивлению ЗУ.

Для обеспечения чувствительности ненаправленной ТЗНП, реагирующей на основную гармонику тока $3I_0$ с выделенным кабельным трансформатором тока нулевой последовательности (ТНП), в качестве условия выбора тока резистора принимается отстройка от наибольшего емкостного тока $I_{\text{с}}$ присоединения. Для кабеля с сечением жилы 500 – 630 мм², емкостью $S_{\text{ф}} = 0,42 - 0,46$ мкФ/км и предельно возможной в условиях мегаполиса длине КЛ 15 – 17 км, $I_{\text{с}} = 68 - 85$ А. Откуда требуемое значение $I_{\text{рmin}} = 230$ А. Оно обеспечивается сопротивлением резистора всего лишь 50 Ом (табл. 2). Таким образом, для реальной схемы электрической сети 20 кВ значение тока резистора может быть в четыре раза меньше принятого в настоящее время. Последнее принципиально важно с позиций приемлемых сопротивлений ЗУ и обеспечения безопасности персонала.

В сетях среднего напряжения России широко применяют РП, а в западноевропейских странах – так называемые соединительные пункты (СП). Они отличаются от РП тем, что в них устанавливаются не выключатели, а выключатели нагрузки. В последнем случае любые КЗ в сети отключаются выключателями ЦП. Для быстрого восстановления схемы электрическая сеть должны иметь развитые средства телемеханики и каналы связи для ее дистанционной реконфигурации после

аварий. На практике это не всегда достигается синхронно во времени. Поэтому технология СП не получила у нас широкого применения. Тем не менее, заслуживает внимания предложение по изменению подходов к формированию архитектуры сети 20 кВ [15] – использование главных СП. Это нечто среднее между РП и СП, когда выключатели устанавливаются только на вводах, а на отходящих линиях и секционной переемычке – выключатели нагрузки. Автоматический ввод резерва (АВР) отсутствует, тем более, что он обычно есть на стороне 0,4 кВ ТП. При этом выдержки времени защит от ОЗЗ снижаются на две ступени селективности (суммарно около 0,5 с).

Таким образом, лишь за счет схемных решений и выбора необходимого минимального тока ОЗЗ можно добиться приемлемых сопротивлений ЗУ и требуемой электробезопасности в кабельных сетях 20 кВ с низкоомным резистивным заземлением нейтрали.

III. ВЫБОР ТОКА ОДНОФАЗНОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В ВОЗДУШНЫХ СЕТЯХ 20 кВ

Последние годы строительство воздушных сетей 20 кВ велось в ХМАО. Причем за основу был взят финский опыт, где сети рассматриваемого класса напряжения имеют изолированную нейтраль [16]. Причина в том, что в этой стране удельное сопротивление грунтов более чем на порядок выше средневропейских значений. В нашем случае интерес представляет режим низкоомного резистивного заземления нейтрали, позволяющего селективно отключать поврежденное присоединение при ОЗЗ.

Методика выбора параметров срабатывания защит от ОЗЗ в воздушных и кабельных сетях имеет лишь некоторые отличия. В частности, для воздушных сетей: $K_{ч} \geq 1,5$, а не 1,25 как для кабельных; более низкие значения емкостных токов; для защиты силовых трансформаторов 20/0,4 используются преимущественно плавкие предохранители, а не выключатели; широко задействовано автоматическое повторное включение (АПВ) линий и др.

При выборе тока ОЗЗ в воздушных сетях необходимо принять во внимание их характерную предпочтительную конфигурацию (рис. 3) [17]. Она представляет собой известную петлевою схему с подключением от двух географически разнесенных ЦП 110/20 кВ, секционированную реклоузерами – автоматическими пунктами секционирования воздушной линии (ВЛ). Трансформаторные подстанции 20/0,4 подключаются к основной магистрали на ответвлениях с установкой разъединителя или реклоузера (на ответвлении длиной более 2 км). Защита трансформаторов 20/0,4 осуществляется предохранителями на стороне 20 кВ. В нормальном режиме схема сети разомкнута на одном из реклоузеров с использованием АВР. Устанавливаются преимущественно однострановые комплекты ТП (КТП) столбового (номинальная мощность $S_{ном}$ трансформатора 16 – 100 кВ·А), мачтового ($S_{ном} = 160 – 250$ кВ·А) и киоскового ($S_{ном} = 400 – 1000$ кВ·А) типа.

Схема, приведенная на рис. 3, в реальных условиях бывает еще более громоздкой и имеет большее количество пунктов секционирования.

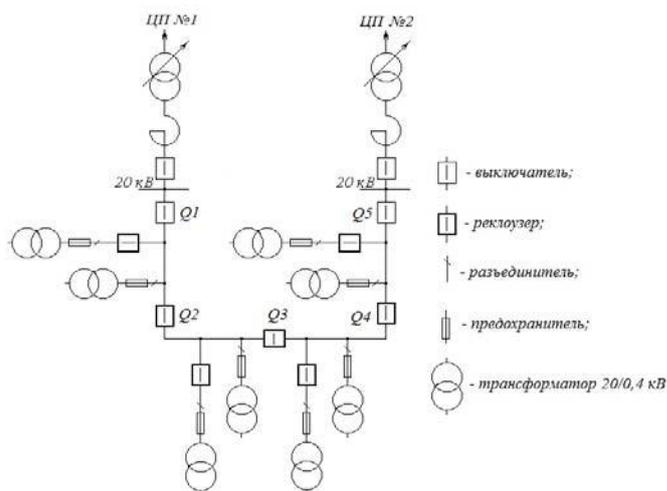


Рис. 3. Двухзвенная схема электрической сети 20 кВ

У терминалов РЗА современных реклоузеров минимальная ступень селективности по времени, гарантированная заводом-изготовителем, составляет всего 0,1 с. Последнее меньше, чем у устройств РЗА, устанавливаемых в ячейках КРУ ЦП и РП (0,2 – 0,3 с). Однако даже в простейшей схеме на рис. 3 в ремонтном режиме при отключении, допустим, выключателя Q5 (при этом должны быть включены Q1 – Q4), выдержки времени защит от ОЗЗ на головных участках превысят 0,5 с с учетом времени перегорания предохранителей (плавких вставок). При этом стоимость ЗУ может заметно превысить затраты на саму КТП, что нерационально. Поэтому ступенчатая отстройка по времени устройств РЗА (как это принято для кабельных сетей) в воздушных сетях не применима.

Логика работы РЗА при ОЗЗ должна исходить из минимально возможного времени Δt неселективного отключения всех коммутационных устройств при ОЗЗ и далее их последовательного однократного АПВ с ускорением защит, начиная с выключателя ЦП. Время ускорения защит t_u в воздушных сетях обычно принимается не менее 0,1 с. Минимально возможное время отстройки защит $t_{отс}$ ЦП и «нижестоящего» реклоузера – это 0,2 с, т.е. ступень селективности, гарантированная заводом-изготовителем устройств РЗА (см. выше). Откуда:

$$\Delta t = t_u + t_{отс} = 0,1 + 0,2 = 0,3 \text{ с} \quad (3)$$

Вышесказанное иллюстрируется на рис. 4. На рис. 4, а приведен исходный фрагмент схемы, изображенной на рис. 3. Однофазное замыкание на землю происходит, допустим, на участке между реклоузерами Q2 и Q3. На рис. 4, б приведена схема после неселективного отключения ОЗЗ аппаратами Q1 и Q2 с выдержкой времени $\Delta t = 0,3$ с. Восстановление схемы идет от ЦП в цикле однократного АПВ с ускорением защит ($t_u = 0,1$ с) выключателем Q1 после бестоковой паузы – рис. 4, в. Далее от АПВ включается реклоузер Q2 (рис. 4, г) на ОЗЗ с последующим отключением от защит с ускорением (рис. 4, д). Наконец, от АВР включается реклоузер Q3 (рис. 4, е) с последующим его отключением от защит с ускорением и локализацией замыкания на землю (на рис. 4 данный фрагмент опущен).

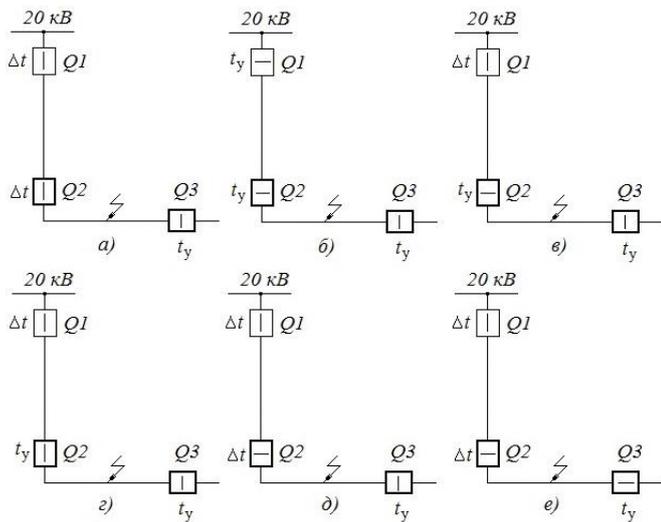


Рис. 4. Принцип локализации ОЗЗ в воздушных сетях 20 кВ

Времени $\Delta t=0,3$ с должно быть достаточно, чтобы в первую очередь перегорел предохранитель защищаемого присоединения (при повреждении последнего). Поэтому токи срабатывания устройств РЗА в схеме на рис. 3 следует отстроить от времятоковых характеристик плавления плавких вставок предохранителей следующим образом:

$$I_{cp} = (1 + \varepsilon) I_{пр}(t) \quad (4)$$

где, $\varepsilon=0,15$ – коэффициент, учитывающий погрешности терминалов РЗА и трансформаторов тока (для реклоузеров достаточно 0,05); $I_{пр}(t)$, – ток плавления плавкой вставки предохранителей, зависящий от времени t , с учетом стандартного 20%-ного разброса их времятоковых характеристик.

При выборе сопротивлений ЗУ КТП 10 (6) кВ, т.е. в сетях с изолированной нейтралью, более жесткие требования к их значениям предъявляет не сторона 10(6) кВ электроустановки (где $R_z < 250/I_{озз}$, но не более 10 Ом [11]), а сторона 0,4 кВ. Для нее $R_z=4$ Ом. Выполнение такого ЗУ не обременительно, как с финансовой, так и материальной стороны. Было бы желательно, чтобы и для электрической сети 20 кВ сохранился порядок этих цифр, к примеру, пусть и не 4, а хотя бы 2 Ом.

В табл. 3 сведены взаимосвязи основных влияющих факторов (мощность трансформатора, ток плавления плавкой вставки предохранителя, сопротивление ЗУ с позиций электробезопасности, коэффициент чувствительности устройств РЗА) при изменении тока ОЗЗ от 100 до 400 А и неселективном его отключении при $\Delta t=0,3$ с.

Из табл. 3 для воздушных сетей 20 кВ с низкоомным резистивным заземлением нейтрали следуют важные выводы. Во-первых, при сохранении сопротивлений ЗУ электроустановок на уровне 4 Ом мощность трансформатора 20/0,4 должна быть ограничена менее 75 кВ·А при минимально возможном токе ОЗЗ, равном 100 А по критерию надежной работы устройств РЗА ($K_{ч} \geq 1,5$). Во-вторых, при снижении указанных выше сопротивлений до 2 Ом мощность трансформатора ограничена 250 кВ·А при токе ОЗЗ 200 А. Наконец, при использовании трансформаторов до 400 кВ·А

включительно требуется соорудить контура заземления сопротивлением около 1,4 Ом при токе ОЗЗ 300 А. Трансформаторы мощностью более 400 кВ·А использовать нельзя.

Практика построения воздушных сельских (пригородных) электрических сетей среднего напряжения в промышленно развитых странах, как известно, наглядно демонстрирует тенденцию к снижению мощности подстанций для разукрупнения и упрощения сети 0,4 кВ, максимально приближая их к потребителю. В частности, во Франции мощность типовой ТП 20/0,4 кВ – это 50 кВ·А. Справедливости ради отметим, что подобные тенденции стали принимать во внимание и отечественные ведущие сетевые организации.

Таблица III. ВЫБОР СОПРОТИВЛЕНИЯ ЗУ ПРИ ОДНОВРЕМЕННОМ НЕСЕЛЕКТИВНОМ СРАБАТЫВАНИИ УСТРОЙСТВ РЗА В ТЕЧЕНИЕ 0,3 С

Номинальная мощность трансформатора, кВ·А	Ток срабатывания РЗА, А	Ток ОЗЗ, А			
		100	200	300	400
		Сопротивление ЗУ, Ом			
		4,25	2,13	1,42	1,06
		Кoeff. чувствит. РЗА,			
До 75	37,4	2,39	4,40	5,94	7,40
160	84,2	1,06	1,94	2,65	3,28
250	100,7	0,89	1,62	2,22	2,73
315	124,2	0,72	1,32	1,79	2,22
400	144,9	0,62	1,13	1,53	1,90
630	248,4	0,36	0,66	0,90	1,10
1000	386,4	0,23	0,42	0,58	0,71

В итоге, по мнению авторов, на данном временном промежутке наиболее компромиссным для отечественных воздушных электрических сетей 20 кВ с низкоомным резистивным заземлением нейтрали является ток однофазного замыкания на землю на уровне 200 А.

IV. ВЫВОДЫ

1. В последние годы в российских регионах идет внедрение электрических сетей сравнительно новой для нас ступени напряжения 20 кВ. Эти сети имеют низкоомное резистивное заземление нейтрали, что существенно влияет на выбор номинальных параметров проводников и аппаратов, параметров срабатывания устройств РЗА, а также сопротивлений заземляющих устройств, включая безопасность персонала.

2. При выборе режима нейтрали электрической сети 20 кВ (т.е. выборе сопротивления резистора заземления нейтрали или тока однофазного замыкания на землю) требуется гармонизация противоречивых влияющих факторов: надежности работы устройств РЗА, требуемых сопротивлений заземляющих устройств электроустановок, включая безопасность персонала. При этом основным влияющим фактором является структура и параметры электрической сети, а именно, ее конфигурация, схемы распределительных устройств электроустановок, параметры оборудования.

3. В России нет нормативной базы по формированию электрических сетей 20 кВ. Первые этапы их внедрения опирались на западноевропейскую практику. При этом во внимание не принималась специфика построения сетей среднего напряжения в нашей стране и за рубежом. В результате такого подхода был упущен ряд важных

причинно-следственных связей в структуре и параметрах сетей, учитывающих вопросы надежности и безопасности электроустановок. В частности, принятый ток однофазного замыкания на землю в городских кабельных сетях на уровне 1 кА (как во Франции) является неоправданно завышенным с позиций обеспечения электробезопасности электроустановок.

4. Гармонизация основных влияющих факторов в кабельных сетях 20 кВ (с учетом необходимых ограничений по электробезопасности) не представляется возможной при сохранении исторически обусловленной двухзвенной архитектуры их построения. Необходим поиск приемлемых технических решений, позволяющих упрощать схему коммутации сети и сокращать количество ступеней селективности устройств РЗА. Констатируем, что положения документа [18] тридцатилетней давности об использовании в схеме сети распределительных пунктов лишь при наличии технико-экономических обоснований, так и не были реализованы.

5. Для воздушных электрических сетей 20 кВ с низкоомным резистивным заземлением нейтралью компромиссным значением тока однофазного замыкания на землю видится 200 А при следующих ограничениях: номинальная мощность трансформатора 20/0,4 кВ не более 250 кВ·А; сопротивление ЗУ не менее 2 Ом. При контурах заземления 4 Ом мощность трансформатора ограничена 75 кВ·А. Независимо от рассматриваемых значений, отключение замыкания на землю осуществляется неселективным действием устройств РЗА в течение 0,3 с. Последующее восстановление схемы и локализация повреждения реализуется в цикле последовательного однократного АПВ с ускорением защит, начиная с выключателя центра питания сети.

Список литературы

- [1] 1. Червоненкис Я.М., Фингер Л.М. Об оптимальной системе напряжений для городских и сельских электросетей // Электричество. – 1965. – №7. – С. 11 – 15.
- [2] Бессмертный И.С. Применение напряжений 6 – 10 – 20 кВ в городских электрических сетях // Электричество. – 1965. – №7. – С. 16 – 22.
- [3] Захарин А.Г., Канакин Н.С. О выборе напряжений сельских распределительных электрических сетей и применении напряжения 20 кВ // Электричество. – 1966. – №7. – С. 6 – 10.
- [4] Коршунов А.П. Перспективная система напряжения для электроснабжения сельских районов // Электричество. – 1966. – №7. – С. 10 – 12.
- [5] Могильницкий Н.А., Шулов Б.С. Применение напряжения 20 кВ в Латвийской ССР. М. – Л.: Госэнергоиздат, 1963, 168 с.
- [6] Пелисье Р. Энергетические системы. – М.: Высшая школа, 1982, 568 с.
- [7] Козлов В.А. Электроснабжение городов. – Л.: Энергоатомиздат, 1988, 264 с.
- [8] Титенков С.С., Пугачев А.А. Режимы заземления нейтрали в сетях 6 – 35 кВ и организация релейной защиты от однофазных замыканий на землю // Энергоэксперт. – 2010. – №2. С. 36 – 43.
- [9] Рыжкова Е. Н., Фомин М. А., Жармагамбетова М. С. О критериях выбора режима резистивного заземления нейтрали в сетях 6 – 35 кВ // Промышленная энергетика. – 2013. – №11. С. 23 – 30.
- [10] Назарычев А., Титенков С., Пугачев А. Комплексные инновационные решения по заземлению нейтрали в сетях 6 – 35 кВ // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. – 2016. – №3. С. 40 – 46.
- [11] Правила устройства электроустановок. М.: КНОРУС, 2010, 488 с.
- [12] ГОСТ 12.1.038 – 82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения

напряжений прикосновения и токов. М.: ИПК Из-во стандартов, 2001, 7 с.

- [13] ГОСТ Р 50571 – 4 – 44 – 2011 (МЭК 60364 – 4 – 44:2007). Электроустановки низковольтные. Часть 4 – 44 Требования по обеспечению безопасности. Защита от отклонений напряжения и электромагнитных помех. М.: Стандартиформ, 2012, 48 с.
- [14] Шуин В.А., Гусенков А.В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6 – 10 кВ. М.: НТФ «Энергопрогресс», «Энергетик», 2001, 104 с.
- [15] Миридонов А., Ермаков А. Перспективы развития сетей 20 кВ в ПАО «МОЭСК» // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. – 2016. – №3. С. 58 – 59.
- [16] Шаманов Д. Распределительные сети Финляндии. Особенности схемных решений // Новости электротехники – 2005. – №6. / [Электронный ресурс]. URL:<http://www.news.elteh.ru/arh/2005/36/03.php>
- [17] Вологин А. Концепция развития распределительной сети среднего напряжения в Московской области // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. – 2016. – №4. С. 76 – 79.
- [18] Инструкция по проектированию городских и поселковых электрических сетей. М.: Минэнерго СССР, 1984. – 56 с.

Совершенствование работы системы охлаждения масляных трансформаторов

О.С. Дмитриева^{1,a}, А.В. Дмитриев²
¹ФГБОУ ВО «КНИТУ», ²ФГБОУ ВО «КГЭУ»,
^{1,2}Казань, Россия
^aja_deva@mail.ru

Аннотация — разработано устройство для охлаждения масляного трансформатора с термоэлектрическими преобразователями. Принцип их работы основан на том, что в ночное время при минимальной температуре окружающего воздуха в емкости накапливается холод за счет образования на развитой поверхности ребер термоэлектрических преобразователей слоя водяного льда, таяние которого используется в самый жаркий период времени суток для дополнительного охлаждения трансформаторного масла в системе охлаждения трансформатора.

Ключевые слова — система охлаждения; трансформатор; термоэлектрический преобразователь

Improvement of the Operation of the Oil Transformers Cooling System

O.S. Dmitrieva¹, A.V. Dmitriev²
¹Kazan National Research Technological University, Kazan, Russian Federation
²Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russian Federation
E-mail: ja_deva@mail.ru

Abstract — the device for cooling of the transformer oil using the thermoelectric transducers is developed. The operating principle of the device is based on the following. At night, when temperature of ambient air is minimum the water ice is produced and cold stores in the container. This cold is used at the hottest daytime.

Keywords — cooling system; transformer; thermoelectric converter

I. ВВЕДЕНИЕ

В энергетической системе трансформатор является важнейшим элементом. Передача большой мощности на дальние расстояния практически может быть осуществлена лишь при относительно небольшом значении тока и, следовательно, при высоком напряжении. Благодаря промышленному освоению новых магнитных и конструкционных материалов, применению интенсивных систем охлаждения, совершенствованию технологии электромашиностроения заметно улучшаются массогабаритные и энергетические показатели трансформаторов [1]. Однако процедура замены, ремонта трансформаторов в большом количестве является необычайно дорогим мероприятием. В связи с этим возможным способом увеличения мощности работающего оборудования является организация более интенсивного отвода тепла. Причем не всегда существующие способы являются эффективными, являясь достаточно сложными и дорогостоящими. Актуальным является разработка компактных устройств для охлаждения трансформаторов,

работа которых основана на более эффективных принципах передачи тепла, позволяющих увеличить нагрузку на них при относительно небольших экономических затратах, обеспечить надежность работы оборудования.

II. УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОХЛАЖДЕНИЯ МАСЛЯНОГО ТРАНСФОРМАТОРА

С целью совершенствования работы системы охлаждения масляных трансформаторов авторами разработано устройство (рис. 1) [2], содержащее металлический бак с крышкой и дном, выполненный расширенным в нижней части с образованием по периметру бака над дном горизонтальной площадки с отверстиями. В них равномерно по периметру бака закреплены теплообменники, выполненные в виде вертикальных тепловых труб квадратного или прямоугольного сечения с зонами нагрева и охлаждения. В зоне охлаждения по периметру тепловых труб установлены термоэлектрические преобразователи Crystal

LTD S-127-14-15-L2, прикрепленные холодной стороной к тепловым трубам, а для отвода тепла в окружающую среду с нагретой стороны термоэлектрических преобразователей установлены теплоотводящие ребра. Достоинством устройства является повышение эффективности охлаждения масляного трансформатора за счет использования наиболее эффективного способа отвода тепла из зоны охлаждения тепловых труб.

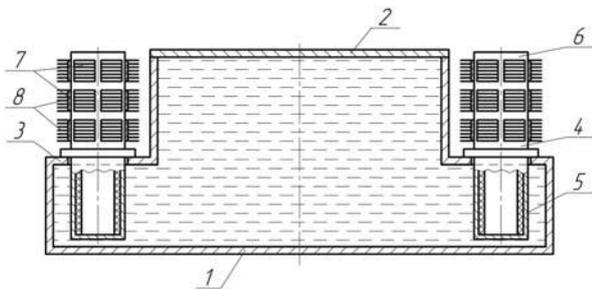


Рис. 1. Устройство для охлаждения масляного трансформатора: 1 – металлический бак, 2 – крышка, 3 – горизонтальная площадка, 4 – тепловые трубы, 5 – зона нагрева, 6 – зона охлаждения, 7 – термоэлектрические преобразователи, 8 – теплоотводящие ребра.

Масло, нагретое в металлическом баке, непрерывно омывает нижнюю часть наружной поверхности тепловых труб. При подводе тепла в зону нагрева жидкий теплоноситель, находящийся внутри тепловых труб нагревается и испаряется. При этом за счет теплоты парообразования передается значительная часть тепла, которая транспортируется паровой фазой теплоносителя в зону охлаждения. За счет работы термоэлектрических преобразователей происходит интенсивное охлаждение наружной поверхности тепловых труб и, как следствие, конденсация паровой фазы теплоносителя. Далее сконденсированная жидкость под действием капиллярных сил возвращается из зоны охлаждения в зону нагрева тепловых труб. Ночью от воды отводится тепло при помощи термоэлектрических преобразователей, увеличивающих движущую силу теплообмена, и часть воды переходит в лед. Лед образуется на ребрах, расположенных в воде. Днем лед тает, забирая избыточное тепло от трансформатора. Исследования авторов показали, что в пиковые режимы нагрузки эффективным является охлаждение определенного объема воды, содержащейся в емкости до температуры 0°C и замораживание оставшегося объема.

Простота конструкции, легкость, отсутствие подвижных частей в термоэлектрических охлаждающих модулях позволяют обеспечить высокую надежность работы. При этом термоэлектрические модули выходят на рабочий режим в течение нескольких секунд и обладают возможностью плавного регулирования их холодопроизводительности путем изменения напряжения питания [3].

III. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Результаты численных исследований показали, что величина теплового потока через термоэлектрический преобразователь влияет на параметры охлаждения воды и ее кристаллизацию только в начальный период времени. Обнаружено, что от длины теплопередающей поверхности практически не зависят все исследуемые параметры, кроме распределения температуры воды. Тепловой поток

существенным образом влияет на начальную температуру воды в емкости, при которой начинается обледенение. Так, например, повышение теплового потока через термоэлектрический преобразователь в 3 раза позволяет увеличить начальную температуру воды в 1,89 раза и приводит к практически пропорциональному увеличению доли воды, перешедшей в состояние льда. Ощутимые изменения наблюдаются только в первые 3–4 часа работы термоэлектрического преобразователя от начала образования льда, далее температура воды практически не зависит от величины теплового потока.

IV. ВЫВОДЫ

В разработанном авторами устройстве по сравнению с прототипом [4] обеспечивается более низкая температура на наружной поверхности тепловых труб в зоне охлаждения за счет установки термоэлектрических преобразователей. Это приводит к увеличению разности температур и движущей силы процесса теплопередачи, следовательно, увеличивается количество отводимого тепла с поверхности тепловых труб при прочих равных условиях. Кроме того, анализ процесса теплопередачи в прототипе показывает, что несмотря на ребренную поверхность теплообмена, лимитирующей стадией является теплоотдача от поверхности тепловых труб к окружающему воздуху вследствие низких значений коэффициентов теплоотдачи. В связи с этим в настоящей полезной модели предлагается наиболее простой и эффективный способ отвода теплоты из зоны охлаждения тепловых труб.

Таким образом, использование термоэлектрических преобразователей для отвода тепла с наружной поверхности тепловых труб приводит к повышению эффективности охлаждения масляного трансформатора, обеспечивая требуемую надежность работы.

Список литературы

- [1] Кислицын, А.Л. Трансформаторы. – Ульяновск : УлГТУ, 2001. – 76 с.
- [2] Валиев, И.И., Дмитриева О.С. Увеличение производительности системы охлаждения масляных трансформаторов в жаркий период // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2016. – № 9. – С. 54-56.
- [3] Иванов, М.Ф., Царев, А.В., Чугунков В.В. Моделирование параметров термоэлектрических охлаждающих устройств // Инженерный вестник. – 2014. – № 11. – С. 93-103.
- [4] Стулов, В.В. Патент РФ № 2349979. Система охлаждения трансформатора. Оpubл. 20.03.2009. Бюл. № 8.

Исследование процесса старения СПЭ-изоляции кабелей под воздействием температуры

Д. А. Поляков, К. И. Никитин, Д. А. Юрчук, Г. А. Кошук
ФГБОУ ВО "Омский государственный технический университет"
Омск, Россия
E-mail: polyakowdmitry@yandex.ru

Аннотация — Изоляция кабелей из сшитого полиэтилена является наиболее подверженным старению элементом кабельной конструкции. В связи с этим, на протяжении всего срока ее эксплуатации производят контроль ее состояния. Однако некоторые методы контроля состояния изоляции подразумевают использование испытательного напряжения, в несколько раз превышающего номинальное, что является разрушительным для изоляции. Поэтому одним из наиболее перспективных направлений исследования состояния изоляции линий электропередачи (ЛЭП) является разработка методов неразрушающего контроля и определения остаточного ресурса изоляционного материала, которые могут применяться для прогнозирования пробоев изоляции и отключения поврежденного участка ЛЭП до пробоя. Для указанной задачи требуется провести исследование процессов старения изоляционных материалов под воздействием различных факторов, одним из которых является температура. В статье рассматривается математическое моделирование процесса старения изоляции, выполняются предварительные расчеты для подготовки экспериментальных исследований. Также проведено математическое моделирование процессов старения изоляции. Определена функция зависимости срока службы изоляции от температуры. Предложенные расчеты достаточны для проведения экспериментальных исследований, которые являются следующим шагом при разработке метода неразрушающего контроля состояния изоляции и определения ее остаточного ресурса.

Ключевые слова — изоляция, влияние температуры на изоляцию, сшитый полиэтилен, остаточный ресурс, искусственное состаривание изоляции.

Study of the aging process of cable XLPE-insulation under the influence of temperature

D. A. Polyakov, K. I. Nikitin, D. A. Yurchuk, G. A. Koshuk
Omsk State Technical University
Omsk, Russian Federation
E-mail: polyakowdmitry@yandex.ru

Abstract — The insulation of cables made of cross-linked polyethylene is the most susceptible to aging of the cable structure element. In this regard, throughout the entire period of its operation, the control of its condition is being made. However, some methods of the insulation state control imply the use of a test voltage several times the rated voltage, which is destructive for insulation. Therefore, one of the most promising directions for studying the state of power lines isolation is the development of methods for nondestructive testing and determination of the residual life of insulating material. It also can be used to predict breakdowns of insulation and cut off the damaged section of power lines before breakdown. For this problem, it is required to study the aging processes of insulating materials under the influence of various factors, one of which is temperature. Mathematical modeling of the insulation aging process is considered. Preliminary calculations are carried out for the preparation of experimental studies. Mathematical modeling of the insulation aging process was carried out. The function of the dependence of the insulation operation life on temperature is defined. The proposed calculations are sufficient for carrying out experimental studies, which are the next step in developing a method for nondestructive testing of insulation conditions and determining its residual life.

Keywords — insulation, influence of temperature on insulation, cross-linked polyethylene, residual life, artificial aging of insulation.

1. ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день наиболее распространенный материал, используемый в качестве изоляции кабельных

линий, является сшитый полиэтилен. Так, согласно [1], кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ-изоляция), выполненные на среднее напряжение, практически полностью вытеснили кабели с другими

изоляционными материалами. Это обусловлено тем, что сшитый полиэтилен обладает рядом значительных преимуществ перед другими видами изоляции.

Однако, с учетом того, что внедрение кабельной линии с СПЭ-изоляцией произошло не так давно, регламент проведения планово-профилактических испытаний такого изоляционного материала требует доработки. При этом, некоторые методы испытания подразумевают использование повышенного выпрямленного напряжения или напряжения промышленной частоты [2-4], которые неблагоприятно влияют на свойства кабеля с СПЭ-изоляцией. Последствием таких испытаний может быть не только обнаруженная неисправность, но и появление новых дефектов или – выход кабеля из строя [3]. Относительно новым является альтернативный метод для планово-профилактических испытаний кабелей с СПЭ-изоляцией, заключающийся в подаче напряжения сверхнизкой частоты 0,1 Гц [3]. Однако этот метод также подразумевает использование напряжения выше номинального, что также ускоряет процессы старения изоляционного материала и увеличивают вероятность возникновения дефекта в изоляции и их количество [5].

В связи с этим, имеется необходимость в контроле состояния изоляции кабелей и определении ее остаточного ресурса с целью прогнозирования пробоев изоляции и срок ее износа без сокращения срока службы за счет отказа от использования повышенного испытательного напряжения. Для разработки метода определения остаточного ресурса СПЭ-изоляции требуется исследовать все процессы, происходящие в изоляции в процессе эксплуатации кабеля. Известно, что во время эксплуатации изоляция кабельной линии подвергается ряду негативных факторов, которые оказывают разрушающее воздействие на нее. Процесс разрушения изоляции под воздействием этих факторов называется естественным старением изоляции. Согласно [6, 7], к этим факторам относятся: термическое воздействие, воздействие электрического поля, ультрафиолетовое излучение, влажность, радиация, механические повреждения, химические воздействия.

Несмотря на немалое количество факторов воздействия, на срок службы кабеля с СПЭ-изоляцией серьезно влияют только радиация, электрическое поле и температура. Это связано с тем, что остальные воздействия оказывают влияние только на внешнюю оболочку кабеля, исходя из его конструкции.

Однако радиационное воздействие стоит учитывать только в местах с высоким радиоактивным излучением, например, на атомных электрических станциях. Таким образом, можно сказать, что для определения остаточного ресурса кабеля с СПЭ-изоляцией требуется исследовать процессы старения изоляции под воздействием электрического и термического полей. В [8] рассмотрено влияние только термического воздействия на изоляцию из сшитого полиэтилена, и было определено, что при рабочих температурах срок службы кабеля с СПЭ-изоляцией составляет несколько сотен лет. Однако недостатком данной модели является отсутствие учета напряженности электрического поля в кабеле при расчете срока службы в зависимости от температуры.

Также, учитывая длительность процессов старения изоляции кабеля в реальных условиях эксплуатации, для

ускорения экспериментальных исследований требуется использовать искусственное состаривание кабелей. Одним из способов является превышение длительно допустимых температуры и напряжения изоляция кабеля, способным ускорить старение, но не повредить изоляцию путем ее расплавления из-за слишком высокой температуры или пробоя от приложения слишком высокого напряжения. Например, исследование, посвященное искусственному состариванию изоляции кабелей описано в [9].

В данной работе исследован процесс старения кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена под действием температуры и с учетом влияния номинального напряжения на СПЭ-изоляцию кабелей из . Для уменьшения времени процессов старения принято решение разработать экспериментальную установку, состаривающую изоляцию кабеля под воздействием электрического поля и температуры одновременно.

II. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ МОДЕЛИ СТАРЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ

Перед проведением искусственного состаривания изоляции, необходимо описать ее математическую модель старения. Модель старения, которая может быть использована в этих целях, должна зависеть от воздействий температуры и электрического поля, а также быть действительной для кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена и его рабочего диапазона температуры.

В качестве основной модели для определения остаточного ресурса изоляции из сшитого полиэтилена решено использовать модель, предложенную в [2]:

$$\tau_p = A \cdot E^{-n} \cdot e^{\frac{W_a}{kT}}, \quad (1)$$

где τ_p – срок службы изоляции; A – постоянная, зависящая от структуры вещества; E – напряженность электрического поля; n – показатель степени, зависящий от особенности конструкции и вида изоляции, рода и величины воздействующего напряжения; W_a – энергия активации одной молекулы; k – постоянная Больцмана; T – абсолютная температура.

Выбранная модель рассчитывает степень старения изоляции, основываясь на данных о мощности частичных разрядов [2,10] и температуре изоляции. Мощность в данной модели характеризует затраты энергии на разрушение диэлектрика, что в лучшей степени характеризует разрушающее воздействие частичных разрядов на изоляцию.

Для использования (1) с целью определения остаточного ресурса кабеля с СПЭ-изоляцией необходимо определить неизвестные параметры.

Энергия активации термодеструкции сшитого полиэтилена, согласно [11] равна:

$$W_a = 84 \dots 104 \frac{\text{КДж}}{\text{моль}}$$

Для расчета срока службы примем худший возможный вариант, когда для разрушения молекул сшитого полиэтилена требуется наименьшая энергия активации, то есть примем для расчета энергию активации:

$$W_a = 84 \frac{\text{КДж}}{\text{моль}}$$

Однако, для использования этого параметра в расчетах, требуется преобразовать формулу модели старения, используя универсальную газовую постоянную (R), так как энергия активации задана для одного моля вещества:

$$\tau_p = A \cdot E^{-n} \cdot e^{\frac{W_a}{RT}}, \quad (2)$$

Показатель степени, зависящий от особенности конструкции изоляции кабеля определен согласно [2]. Для кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена примем:

$$n = 4.$$

Постоянная, зависящая от структуры вещества требует дополнительных исследований, однако для расчета была принята:

$$A = 10^{22}$$

Значение напряженности электрического поля было определено на основании моделирования выбранного кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена в профессиональной версии Elcut 5.6. Согласно результатам моделирования (Рис 1, 2), для расчета принималась максимальная напряженность электрического поля, равная:

$$E = 1,9 \cdot 10^6 \frac{\text{В}}{\text{м}}$$

Исходя из полученных данных, зависимость срока службы изоляции от температуры будет иметь вид, представленный на рис. 3.

III. ОПИСАНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Проведение экспериментального исследования процесса состаривания кабеля под воздействием температуры и напряжения в естественных условиях сильно усложняется из-за большой временной протяженности процесса старения изоляции. В связи с этим, для ускорения старения образцов кабеля необходимо проводить искусственное термоэлектрическое состаривание изоляции. Ранее была предложена конструкция экспериментальной установки для искусственного состаривания изоляции [12]. Однако в процессе проведения экспериментальных исследований был выявлен ряд недостатков конструкции, в связи с этим, решено внести в нее изменения.

Предлагается отказаться от внутренней асбестоцементной трубы и заменить нагревательный провод из нихрома на 4 ТЭН таким образом, чтобы суммарная максимальная мощность нагрева составляла 1 кВт. Каждый из четырех ТЭН рассчитан на мощность 1 кВт, следовательно, решено по 2 ТЭН соединить последовательно и затем соединить параллельно. Таким образом, суммарная мощность останется равной 1 кВт, но нагрев установки будет более равномерным. При этом, средняя потребляемая мощность в установившемся режиме составляет порядка 300 Вт.

Состаривание предполагается проводить при следующих условиях:

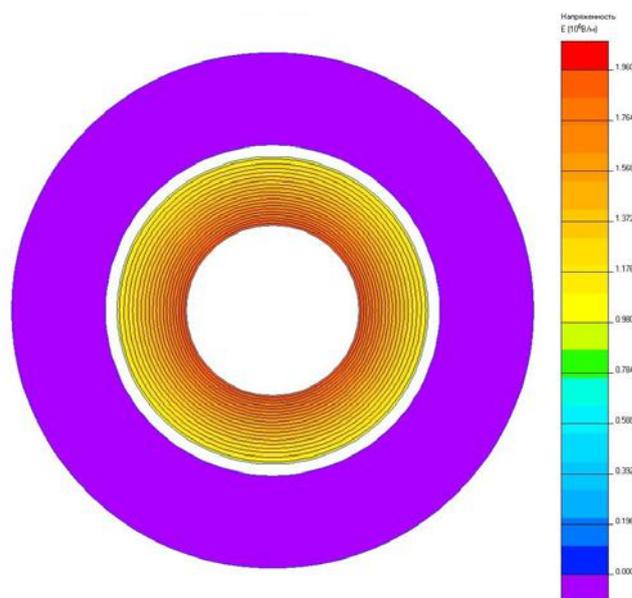


Рис. 1 Напряженность электрического поля кабеля

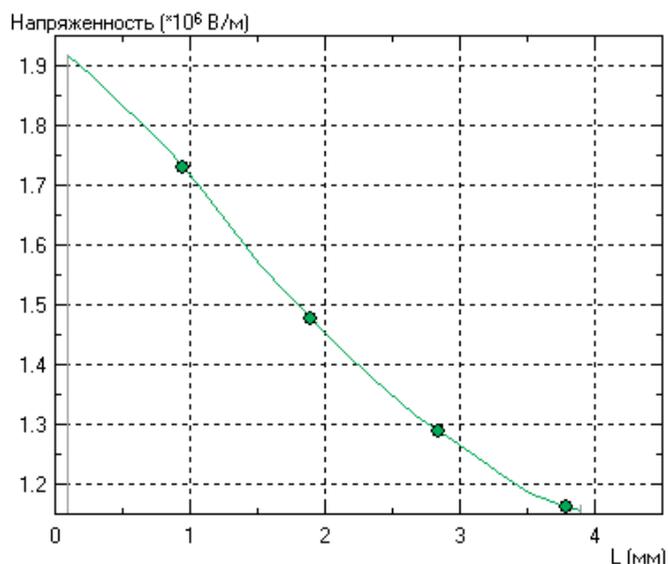


Рис. 2 Распределение напряженности электрического поля

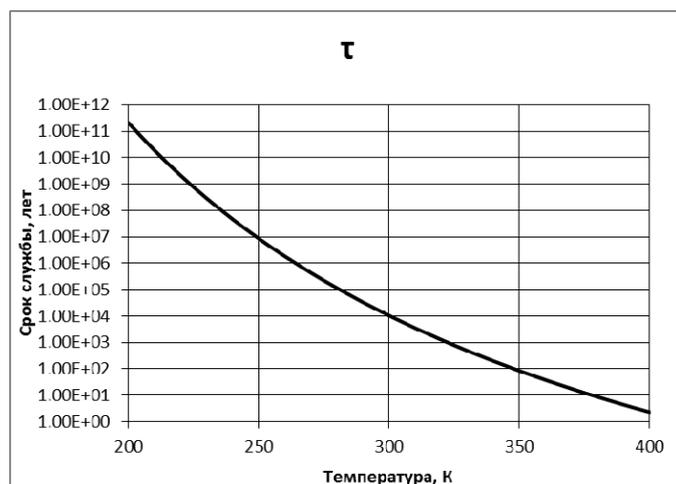


Рис. 3 Зависимость срока службы изоляции кабеля из сшитого полиэтилена от температуры при неизменной напряженности электрического поля при условии отсутствия изменения температуры в процессе эксплуатации.

• В качестве экспериментального образца выбран одножильный коаксиальный кабель 10 кВ. Однако 10 кВ – линейное напряжение кабеля. Кабели с СПЭ-изоляцией обычно соединяются в звезду, а нейтраль заземляется через низкоомный резистор. Следовательно, фазное напряжение составит 5,7 кВ. Но для ускорения старения изоляционного материала предлагается увеличить напряжение до 10 кВ.

• Длительно допустимая температура кабельных линий с СПЭ-изоляцией составляет 90°C. При этом изменение свойств полиэтилена происходит при температуре выше 106°C (при такой температуре начинает происходить размягчение материала). Следовательно, для ускорения старения материала и исключения возможности его плавления решено использовать температуру 100°C.

Используя модель расчета напряженности электрического поля, представленную в разделе 2 данной статьи, получено, что при напряжении 10 кВ напряженность электрического поля составляет 3,4 кВ/мм.

Согласно предложенной математической модели, срок службы изоляции кабеля, составляющий около 29,8 лет при температуре 90°C и напряженности электрического поля 1,9 кВ/мм после изменения параметров расчета на выбранные для ускоренного старения изоляции сократился до 1,38 лет. Исходя из этого условия, выдержка образцов кабеля в течение 17 дней в установке будет соответствовать году в условиях эксплуатации.

Контроль состояния изоляции в процессе проведения экспериментов предполагается проводить путем измерения мощности частичных разрядов и тангенса угла диэлектрических потерь, а также анализировать получаемые результаты для определения динамики изменения параметров в процессе старения.

В случае несовпадения результатов расчета с результатами экспериментов, для определения достоверной информации об остаточном ресурсе изоляции из сшитого полиэтилена предполагается уточнить коэффициенты в формуле модели старения, а также провести исследование на совпадение с другими известными моделями старения изоляции [13-17].

IV. ВЫВОД

Произведен расчет срока службы изоляции кабелей из сшитого полиэтилена под воздействием температуры при номинальном напряжении. Результат расчета говорит о существенной зависимости срока службы изоляции кабелей от температуры.

Определено время выдержки образцов изоляции в условиях повышенного напряжения и температуры. Установлено, что необходимо выдержать образцы кабеля в таких условиях в течение 17 дней, что будет эквивалентно году в эксплуатации.

В настоящее время проводится экспериментальное исследование процесса старения изоляции с предлагаемыми параметрами для уточнения математической модели старения изоляции и ее сопоставления с другими известными моделями.

Список литературы

- [1] Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения // Справочник: Учеб. пособие. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2006. – 480 с.
- [2] Кучинский, Г. С. Частичные разряды в высоковольтных конструкциях. / Г. С. Кучинский // Л.: «Энергия». Ленингр. Отд-ние. - 1979. – 224 с., ил.
- [3] Степанчук К.Ф., Тиняков Н.А. Техника высоких напряжений (Учеб. пособие для электроэнерг. спец. вузов). – 2-е изд., перераб. и доп. – Мн.: Выш. школа, 1982. – 367 с.
- [4] Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. // М.: ЗАО «Энергосервис», 2002. – 704 с.
- [5] Дмитриев, М. Особенности применения кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена // Электроэнергия. Передача и распределение.– 2015. №3 (30). – 62-67 с.
- [6] Никитин К. И. Опережающий автоматический ввод резерва собственных нужд электрических станций и подстанций / В. Н. Горюнов, К. И. Никитин, М. М. Сарычев // Омский научный вестник. – 2011. – № 3 (103). – С.211–213.
- [7] Никитин К. И. Опережающее автоматическое включение резерва / К. И. Никитин, М. М. Сарычев, В. Д. Степанов, Е. Н. Ерёмин, К. В. Хацевский // Омский научный вестник. – 2012. – № 1 (107). – С. 237-238.
- [8] Поляков Д.А., Юрчук Д.А., Кошук Г. А., Никитин К.И. Определение скорости разрушения полиэтиленовой изоляции линий электропередачи под воздействием температуры – Омский научный вестник. – 2016. №4 (148). – 105-108 с.
- [9] Dalal S. B., Gorur S.B. Aging of Distribution Cables in Service and Its Simulation in the Laboratory // IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. – 2005. №1. – 139-146 p.
- [10] Вдовико, В. П. Частичные разряды в диагностировании высоковольтного оборудования / В. П. Вдовико. – Новосибирск: Наука. – 2007. – 155 с.
- [11] Татер А.А. Физико-химия полимеров. 4-е изд., перераб. и доп. // М.: Научный мир. – 2007. – 573 с.
- [12] Поляков Д.А., Никитин К.И., Юрчук Д.А., Комаров И.В., Татевосян А.С. Экспериментальная установка для искусственного термоэлектрического состаривания изоляции. – Россия молодая: передовые технологии в промышленность. – 2017 №1. – 149-154 с.
- [13] Mazzanti, G. The combination of electro-thermal stress, load cycling and thermal transients and its effects on the life of high voltage ac cables / G. Mazzanti // IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 16. – no. 4. – pp. 1168-1179. – August 2009. – doi: 10.1109/TDEI.2009.5211872 URL: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5211872&isnnumber=5211830>
- [14] Mazzanti, G. Analysis of the Combined Effects of Load Cycling, Thermal Transients, and Electrothermal Stress on Life Expectancy of High-Voltage AC Cables / G. Mazzanti // in IEEE Transactions on Power Delivery. – vol.22. – no. 4. – pp. 2000-2009. – Oct. 2007. doi: 10.1109/TPWRD.2007.905547 URL: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4302537&isnnumber=4302501>
- [15] Crine, J. P. On the interpretation of some electrical aging and relaxation phenomena in solid dielectrics / J. P. Crine // in IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 12, no. 6, pp. 1089-1107, Dec. 2005. doi: 10.1109/TDEI.2005.1561789 URL: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=1561789&isnnumber=33159>
- [16] Parpal, J. L. Electrical aging of extruded dielectric cables. A physical model / J. L. Parpal, J. P. Crine, Chinh Dang // in IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. – Vol. 4. – no. 2. – pp. 197-209. – Apr 1997. doi: 10.1109/94.595247 URL: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=595247&isnnumber=13036>
- [17] Zhurkov, S. N. Kinetic Concept of Strength of Solids / S. N. Zhurkov // Intern. J. Fract. Mech. – Vol. 1. – pp. 311- 323. – 1965.

Damage of overhead transmission line due to indirect lightning

G.A. Evdokunin, N.N. Petrov

Peter the Great Saint-Petersburg Polytechnic University
Saint-Petersburg, Russian Federation
Pet.nikolai2012@yandex.ru

Abstract — Objects of electrical grids often are damaged by lightning that is followed technical and economical expenses. Defense issues of high voltage overhead transmission lines from direct lightning strikes are good explored and overvoltage protection equipment is developed and implemented in electrical networks. However low voltage power equipment is rarely damaged by direct strikes because it is saved by higher objects, but it can be in danger because of induced voltage of indirect lightning strikes. Defense issues of low voltage equipment from indirect lightning strikes are still remained open. The reason is complexity of process when simulating influence of danger electromagnetic field of lightning on power equipment. So there is scarcity of exhaustive experimental data. These circumstances make it actual and noticeable to explore phenomena of induced voltage. The paper presents the results of computer simulation the induced voltage on a single and lossless line located at a height from the ground with perfect conductivity. The induced voltage is generated by return stroke current that moves up through the lightning channel from the ground to the cloud. It is shown influence geometrical parameters of the line and distance between line and lightning channel on the shape and amplitude of the induced voltage. Obtained value of induced voltage on the overhead transmission line exceeds standard value for insulation of that class overhead line.

Keywords — induced overvoltage; electromagnetic field; overhead transmission line; Maxwell's equations; lightning

I. INTRODUCTION

Evaluation of the induced voltage on the overhead power transmission line is demanded for selection of protection equipment for these lines. The research of this issue is devoted in many articles with different approaches to evaluate the rate of induced voltages and to study the influence of various factors on the nature of the processes. Transients in power lines due to lightning activity can be caused by direct or indirect lightning strikes. Given the height of the power transmission lines of medium and low voltage, indirect lightning strikes are more dangerous for them than direct ones. Direct strikes are more likely is the cause of destruction insulation, but the frequency of indirect strikes is higher than direct ones. For this reason, in that article attention is paid for indirect lightning strikes. This work is a continuation of the previous article, which was devoted to the calculation of induced voltage. In the present paper it is applied a different algorithm for calculation the induced voltage, which is an analytical-numerical method of calculation (implemented in Matlab), and it is used another coupling equations for description interaction between line and field [1-2].

Vertical lightning channel is a stream of charged particles of lightning return stroke current directed from the ground to the cloud. Return stroke current creates induced voltage on the line. The geometry of the system is given in Cartesian coordinates. Due to the cylindrical symmetry of the problem expressions for electric and magnetic fields are obtained in a cylindrical coordinate system. After deriving the expressions for the fields it must be returned in the Cartesian coordinate system.

Figure 1 shows the relative position of the lightning channel and the overhead transmission line. Overhead line of infinite length is located at distance above the ground [3].

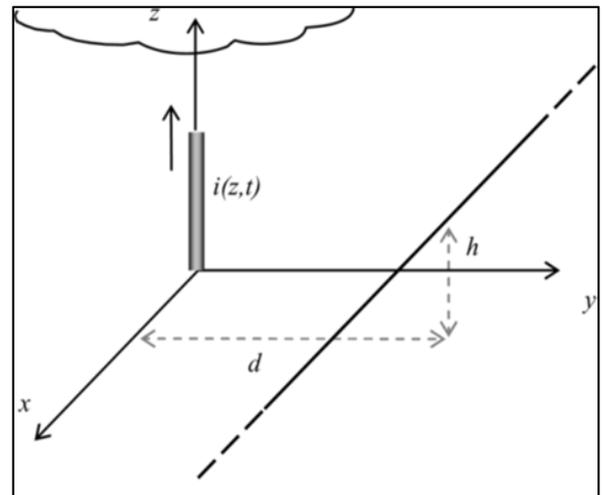


Fig. 1. Geometry of transmission line and lightning channel

II. LIGHTNING RETURN STROKE CURRENT

To obtain lightning return stroke current it is necessary to define two expressions: for channel base current and the current wave at an arbitrary distance from the ground. The second one is a function of the channel base current based on delay. Channel base current is represented as the sum of two Heidler functions, as described in (1) [4]. Channel base current parameters are defined in Table 1.

$$i(0, t) = \left[\frac{i_{01}}{\eta_1} \frac{\left(\frac{1}{\tau_{11}}\right)^{n_1}}{1 + \left(\frac{1}{\tau_{11}}\right)^{n_1}} \exp\left(\frac{-t}{\tau_{12}}\right) + \frac{i_{02}}{\eta_2} \frac{\left(\frac{1}{\tau_{21}}\right)^{n_2}}{1 + \left(\frac{1}{\tau_{21}}\right)^{n_2}} \exp\left(\frac{-t}{\tau_{22}}\right) \right] \quad (1)$$

Where:

$i(0, t)$ is the channel base current,

t is the time step,

i_{01} and i_{02} are front time constants,

τ_{21} and τ_{12} are decay-time constants,

n_1 and n_2 are exponent (2~10),

$$\eta_1 = \exp \left[-(\tau_{11}/\tau_{12}) \left(n_1 \frac{\tau_{12}}{\tau_{11}} \right)^{\frac{1}{n_1}} \right] \quad (1)$$

$$\eta_2 = \exp \left[-(\tau_{21}/\tau_{22}) \left(n_2 \frac{\tau_{22}}{\tau_{21}} \right)^{\frac{1}{n_2}} \right]$$

TABLE 1 THE CHANNEL BASE CURRENT PARAMETERS

i_{01} (kA)	i_{02} (kA)	τ_{11} (μ s)	τ_{12} (μ s)	τ_{21} (μ s)	τ_{22} (μ s)	n_1	n_2
10,5	9	2	4,8	20	26	2	2

To simulate the current wave at an arbitrary distance from the ground, the model of Modified Transmission line (MTL) is used. In this model the current wave decays exponentially, moving up through the channel. The lightning current is in the following form:

$$i(z', t) = \begin{cases} i \left(t - \frac{z'}{v} \right) \exp(-z'/\lambda) & z' \leq vt \\ 0 & z' > vt \end{cases} \quad (2)$$

Where v is the return stroke velocity and λ is the decaying constant.

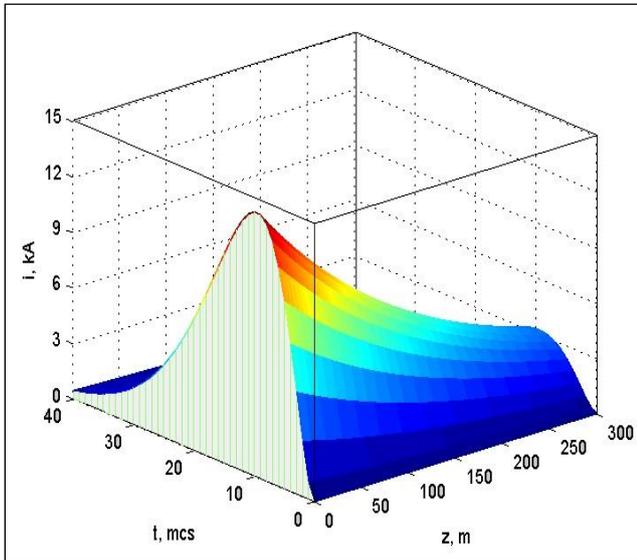


Fig. 2. Distribution of lightning current $I(z,t)$ along the channel

Distribution of lightning current $I(z, t)$ in dependence of time and height of channel is shown in Fig.2.

III. EXPRESSIONS FOR ELECTROMAGNETIC FIELDS GENERATED BY DIPOLE

For the "line-field" model, which includes equations for describing the processes occurring between the overhead power transmission line and the electromagnetic field, it is necessary to determine the components of the electromagnetic field. The components of the fields and the source are in a cylindrical

coordinate system, from which, then using the coordinate transformations, the field components will be written in the Cartesian coordinate system.

To search for the electromagnetic field of the lightning emitted by the source, it is necessary to solve the Maxwell equations using the concepts of vector and scalar potential:

$$\varphi = \frac{1}{4\pi\epsilon_0} \oint_{(V)} \frac{q(t - R/c)}{R} dV \quad (3)$$

$$\vec{A} = \frac{\mu}{4\pi} \oint_{(V)} \frac{\vec{j}(t - R/c)}{R} dV$$

Expressions of the scalar φ and the vector potential \vec{A} are integrated over the volume in which the charge q and currents with the density \vec{j} are located.

Between the charged volume dV and the point of space whose potential is a distance equal to R . The signal from the source to the desired point lags by the time R/c necessary to overcome the distance with the speed of light c .

Thus, with the known spatial distribution and time variation of the charges q and current \vec{j} , one can determine the scalar and vector potentials.

The change in the space and time of currents and charges is determined by the motion of the reverse discharge of the lightning current. Also in the space outside this channel there are no other charges and currents, which leads to linearity and simplification of volume integrals. For known potentials, the electric field is expressed as:

$$\vec{E} = -grad\varphi - \frac{\partial \vec{A}}{\partial t} \quad (4)$$

To obtain the values of the electric and magnetic fields at any point in space which are created by dipole, Maxwell's equations were solved [5].

$$dE_z(r, z, t) = \frac{dz'}{4\pi\epsilon_0} \left[\frac{2(z-z')^2 - r^2}{R^5} \exp\left(-\frac{z'}{\lambda}\right) \int_0^t i\left(0, \tau - \frac{z'}{v} - \frac{R}{c}\right) d\tau + \frac{2(z-z')^2 - r^2}{cR^4} \exp\left(-\frac{z'}{\lambda}\right) i\left(0, \tau - \frac{z'}{v} - \frac{R}{c}\right) - \frac{r^2}{c^2R^3} \exp\left(-\frac{z'}{\lambda}\right) \frac{\partial i\left(0, \tau - \frac{z'}{v} - \frac{R}{c}\right)}{\partial t} \right]$$

$$dE_r(r, z, t) = \frac{dz'}{4\pi\epsilon_0} \left[\frac{3r(z-z')}{R^5} \exp\left(-\frac{z'}{\lambda}\right) \int_0^t i\left(0, \tau - \frac{z'}{v} - \frac{R}{c}\right) d\tau + \frac{3r(z-z')}{cR^4} \exp\left(-\frac{z'}{\lambda}\right) i\left(0, \tau - \frac{z'}{v} - \frac{R}{c}\right) - \frac{r(z-z')}{c^2R^3} \exp\left(-\frac{z'}{\lambda}\right) \frac{\partial i\left(0, \tau - \frac{z'}{v} - \frac{R}{c}\right)}{\partial t} \right] \quad (5)$$

where

ϵ_0 - vacuum permittivity,

c - speed of light in vacuum,

R - distance from the single dipole to the point, where field is calculated

IV. COUPLING MODEL LIGHTNING-TRANSMISSION LINE

For description of line-field coupling model the Wave Antenna model is used in form of [6]. This coupling model is source independent. In [6] expressions for coupling model is obtained with consideration of external impact – electromagnetic fields generated by external origin.

According to this model the transmissions line equations are

$$\frac{\partial u(x, t)}{\partial t} + l' \frac{\partial i(x, t)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial t} \int_0^h b_y(x, d, z, t) dz \quad (6)$$

$$\frac{\partial i(x, t)}{\partial t} + c' \frac{\partial u(x, t)}{\partial t} = -c' \frac{\partial}{\partial t} \int_0^h e_z(x, d, z, t) dz$$

These equations can be rewritten equivalently in terms of only electric field components [3,7]

$$\begin{aligned} \frac{\partial u(x, t)}{\partial t} + l' \frac{\partial i(x, t)}{\partial t} &= \frac{\partial}{\partial x} \int_0^h e_z(x, d, z, t) dz \\ &+ [e_x(x, d, h, t) - e_x(x, d, 0, t)] \end{aligned} \quad (7)$$

$$\frac{\partial i(x, t)}{\partial t} + c' \frac{\partial u(x, t)}{\partial t} = -c' \frac{\partial}{\partial t} \int_0^h e_z(x, d, z, t) dz$$

The solution of the coupling equations for a line of length L terminated at both ends on its characteristic impedance, evaluated at the near end $x = 0$, reads [3,7]

$$\begin{aligned} u(0, t) - Z_c i(0, t) &= u(L, t - T) - Z_c i(L, t - T) + \\ &\int_0^h e_z(L, d, z, t - T) dz - \int_0^h e_z(0, d, z, t - T) dz - \\ &\int_0^h e_L(x, d, t - x/c) dx \quad (6) \end{aligned}$$

where

$$e_L(x, d, t) = e_x(x, d, h, t) - e_x(x, d, 0, t) \quad (8)$$

The solution can be extended to a double semi-infinite length line having a characteristic impedance in the middle

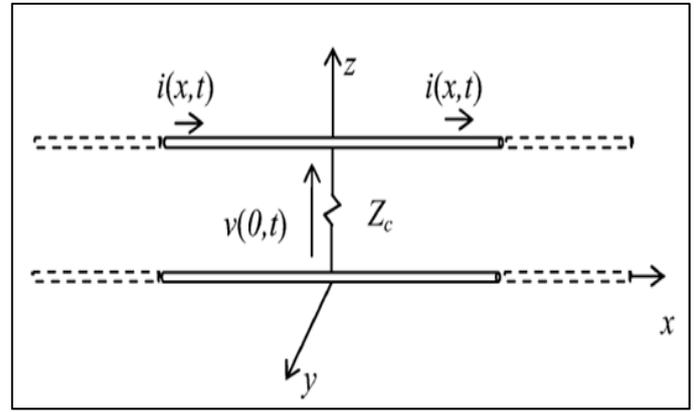


Fig. 3. Double semi-infinite length line

For an arbitrary abscissa x , instead of the central position $x = 0$, we can write [3]

$$\begin{aligned} u(x, t) &= -\int_0^h e_z(x, d, z, t) dz - \frac{1}{2} \int_x^\infty e_L\left(\xi, d, t - \frac{\xi-x}{c}\right) d\xi + \\ &\frac{1}{2} \int_{-\infty}^x e_L\left(\xi, d, t + \frac{\xi-x}{c}\right) d\xi \end{aligned} \quad (9)$$

This double semi-infinite length line acts like an infinite length line.

Distribution of induced voltage along the line in dependence height of the transmission line ($h=5$ and 15 m) is shown in figure 4 and 5 at distance between lightning channel and line $d=20$ m.

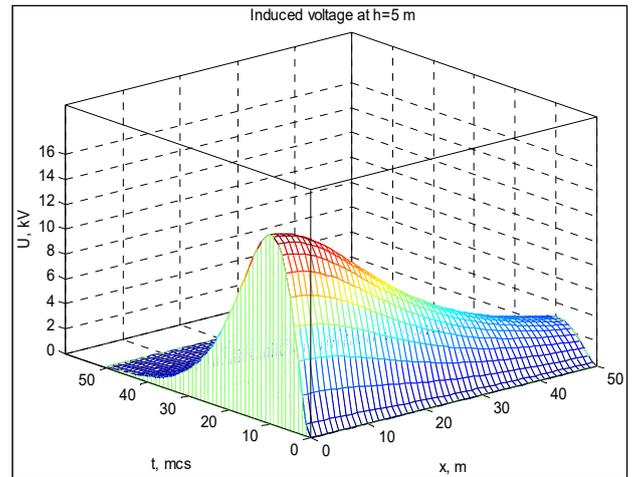


Fig. 4. Distribution of induced voltage $U(x, t)$ at height of the line $h=5$ m

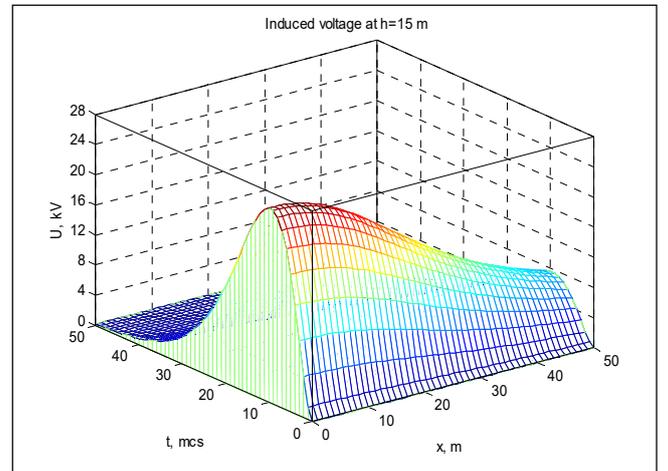


Fig. 5. Distribution of induced voltage $U(x, t)$ at height of the line $h=15$ m

Distribution of induced voltage along the line in dependence distance between lightning channel and transmission line ($d=10$ and 20 m) is shown in figure 6 and 7 at height of the line $h=10$ m.

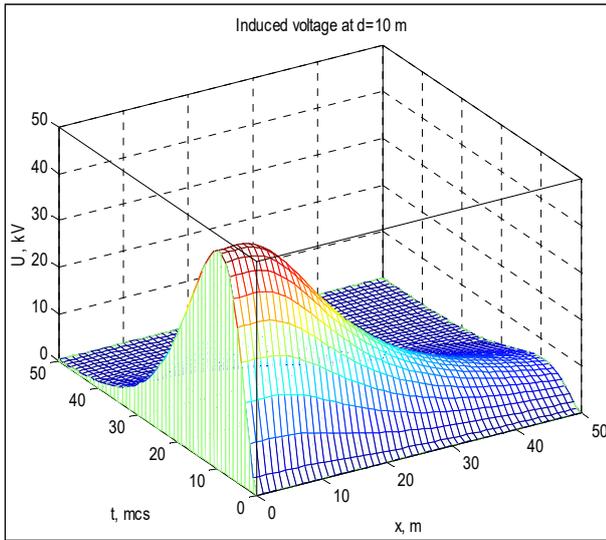


Fig. 6. Distribution of induced voltage $U(x,t)$ at distance between lightning channel and overhead line $d=10$ m

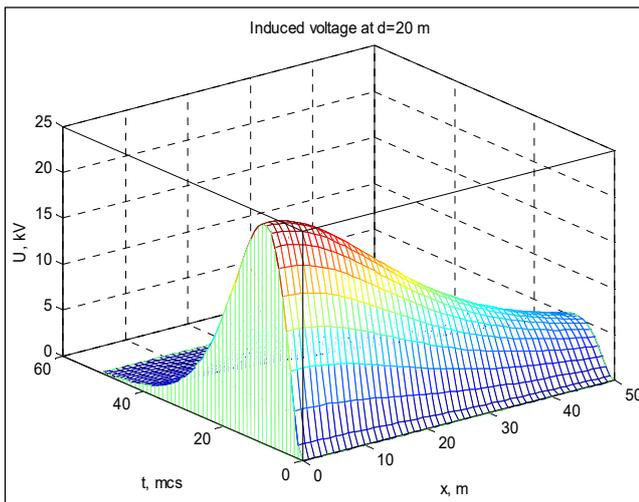


Fig. 7. Distribution of induced voltage $U(x,t)$ at distance between lightning channel and overhead line $d=20$ m

CONCLUSIONS

This research is aimed to estimate induced voltage generated by lightning indirect strikes and to consider effect of this phenomena. It was applied an analytical-numerical method for calculation.

The problem of calculation lightning electromagnetic field was solved in terms of electromagnetic field using of Maxwell's equations. Then model of interaction between transmission line and lightning field was used with help of study long-distance transmission line. After getting solution of system differential equations "field-line", the expressions were obtained and then were used for computer simulation. Mathematical simulation was performed in MATLAB package. Numerical-analytical method was used in order to obtain results of calculation induced voltage on overhead line.

Distribution of lightning current, lightning electric field and induced voltage on overhead line were obtained as result of computer simulation. Comparison was done for induced voltage on overhead line with different geometric parameters of the line. Valuation of influence mutual disposition between overhead transmission line and lightning channel was performed. Estimated value of induced voltage was more than standard level of voltage for insulation transmission line that can lead to overvoltage and disruption of power equipment.

Obtained results showed actuality of study about damaging overhead transmission line from indirect lightning strikes. With help of computer simulation it manage to obtain induced voltage distribution along transmission line in dependence of time. Obtained data are demanded for estimation induced voltage on transmission line in order to choose insulation of transmission line and protective equipment.

The form of return stroke current was used which is approximate to experimental form. The rigorous expressions for electromagnetic field created due to small dipole were obtained with solution of Maxwell equations. Then these expressions were implemented in couple model and induced voltage was calculated after the decision of equations for couple model. Influence on induced voltage and electric fields in dependence of geometry of the line and distance between line and lightning channel were investigated.

Obtained amplitudes of induced voltage on overhead transmission line (about 40 kV) lead to conclusion that it can be cause of overvoltage and damage of power equipment, circuits of control and protection of low voltage lines. Exploration of this phenomena helps to create protection against overvoltage.

References

- [1] Evdokunin G.A., Petrov N.N., Lightning-induced voltage on overhead lines, 2016 IEEE NW Russia Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering Conference (EIconRusNW), Saint-Petersburg, 2016, pp. 553 - 556, DOI: 10.1109/EIconRusNW.2016.7448243
- [2] Evdokunin G.A., Petrov N.N., Development of the computer model for calculation of the induced voltage from indirect strikes on the overhead power transmission line // Jelektrojenergetika glazami molodezhi: Nauchnye trudy 7-j Mezhdunar. NTK:sb. statej: in 2 vol. – Kazan', 2016. – Vol. 1. – pp. 121–124.
- [3] Andreotti A., Assante D., Mottola F., Verolino L., An exact closed form solution for lightning-induced overvoltages calculations, IEEE Trans. Power Del., vol. 24, no. 3, pp. 1328–1343, 2009.
- [4] Izadi M., Kadir M.Z.A.A. and Hajikhani M., Ground Reflection Effect on the Lightning Electromagnetic Fields, 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), Stockholm, Sweden, Jun. 2013.
- [5] Master M. J. and Uman M. A., Transient electric and magnetic fields associated with establishing a finite electrostatic dipole, Amer. J. J. Phys., vol. 51, pp. 118-126, 1983.
- [6] Taylor C., Satterwhite R., and Harrison C., The response of a terminated two-wire transmission line excited by a nonuniform electromagnetic field, IEEE Trans. Antennas Propag., vol. AP-13, no. 6, pp. 987–989, Nov. 1965.
- [7] Paul C.R., Analysis of Multiconductor Transmission Lines. New York: Wiley, 1994.

Диагностика механического состояния обмоток силовых трансформаторов методом анализа частотного отклика (SFRA)

Н.М. Александров^{1,2}, И.Т. Галиев³, Р.В. Мажурин^{1,4}, П.С. Радин^{1,5}, И.А. Шкуропат⁶,
А.Ю. Хренников⁷

¹ аспирант кафедры АЭС ФГБОУВПО "Самарский государственный технический университет", Самара, Россия

² НПП «Динамика», Чебоксары, Россия

³ аспирант кафедры ИИТ «НИУ МЭИ», Москва, Россия

⁴ ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга

⁵ Южно-Якутский РЭС филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока

⁶ ЗАО «ГК «Электроцит ТМ-Самара», Самара, Россия

⁷ АО "НТЦ ФСК ЕЭС", Москва, Россия

E-mail: nickdynamics@gmail.com

Аннотация

Состояние вопроса: Силовые трансформаторы являются важными элементами распределения электроэнергии. Следовательно, необходимо повышенное внимание к мониторингу их состояния. При возникновении коротких замыканий вблизи трансформатора (на его шинах или на стороне низкого напряжения), активная часть трансформатора, а именно обмотка, смещается за счет действия электромагнитных сил. Для выявления такого типа повреждений возможно применение метода анализа частотного отклика для оценки любых механических перемещений. Частотный отклик трансформатора предоставляет информацию о состоянии обмотки.

Материалы и методы: При подготовке работы был проведен анализ существующих схем подключения для снятия характеристик частотного отклика силовых трансформаторов, приведены методы интерпретации этих характеристик и методы оценки состояния трансформаторов по имеющимся характеристикам, а также формулы расчёта показателей и коэффициентов. Также в работе представлены реальные характеристики частотного отклика для нескольких трансформаторов с их анализом.

Результаты: Метод частот анализа частотного отклика позволяет сделать вывод о механическом состоянии обмоток и магнитопровода силовых трансформаторов. Метод основан на сравнении текущих характеристик с предыдущими. Представленные формулы расчета показателей позволяют облегчить анализ. Разработано устройство для снятия характеристик частотного отклика, которое было испытано как в лабораторных условиях, так и на реальных объектах. Представлена программа с возможностью сравнения кривых отклика и расчета показателей.

Выводы: В данной работе был исследован метод анализа частотного отклика для диагностики состояния механических частей силового трансформатора. Исследовательская работа была проведена сначала теоретически, а после применена на реальном объекте. Использование метода сравнения симметричных фаз обмоток высокого и низкого напряжения можно рассматривать, как лучший метод при отсутствии нормограмм (предыдущих характеристик). Применение метода анализа частотного отклика — это мощная техника, способная определить основной дефект механической части трансформатора. В последующих работах будет больше случаев изучения трансформаторов, находящихся в эксплуатации для доказательства преимуществ диагностики методом частотного анализа.

Ключевые слова — силовой трансформатор, диагностика, метод анализа частотного отклика, Sweep Frequency Response Analysis (SFRA), механические деформации

Diagnostics of power transformer winding's mechanical state using Sweep Frequency Response Analysis (SFRA)

N.M. Aleksandrov^{1,2}, I.T. Galiev³, R.V. Mazhurin^{1,4}, P.S. Radin^{1,5}, I.A. Shkuropat⁶,

A.U. Hrennikov⁷

¹ Samara state technical university, Samara, Russia

² NPP "Dynamics", Cheborsary, Russia

³ National Research University "MPEI", Moscow, Russia

⁴ FEDERAL GRID COMPANY, South Main Electrical Grid department

⁵ FEDERAL GRID COMPANY, East Main Electrical Grid department

⁶ Electroshield, Samara, Russia

⁷ R&D CENTER FOR POWER ENGINEERING, Moscow, Russia

E-mail: nickdynamics@gmail.com

Abstract

Background: Power transformers are basic elements in the electricity transmission. Hence, serious attention for the transformer condition monitoring is very important. With an occurrence of short-circuit near a transformer, the transformer active parts such as windings will

experience a mechanical movement created by the electromagnetic forces. Sweep Frequency Response Analysis (SFRA) has been introduced to assess any mechanical movement especially of the transformer's core and winding. The frequency response of the transformer provides mechanical information of core and winding conditions.

Materials and Methods: In this article an analysis of existing connection schemes for SFRA, interpretation techniques for SFRA data, numerical coefficients. Real case SFRA curves are also presented in the end.

Results: SFRA provides assessment of power transformer winding's mechanical state. SFRA is based on comparing of the test curves with the previous ones. Presented calculations make assessment easier. The diagnostic device was presented. Software for PC is also described in the article.

Conclusions: In this paper, the SFRA method on diagnosing the condition of transformer parts such as windings was investigated. The research work was made at first theoretically and then on the real case. By using the symmetrical phase comparison of both HV and LV windings it could be the best alternative way on interpret the SFRA measurement data besides on finding the transformer historical SFRA measurement data. SFRA measurement is a powerful techniques where it is able to show the main defect of the transformer components. For the next project, more case studies of actual transformer will be validated to enhance the SFRA measurement advantages

Keywords — power transformer, diagnostics, Sweep Frequency Response Analysis (SFRA), mechanical deformations.

I. ВВЕДЕНИЕ

Оценка фактического состояния силового электрооборудования по результатам диагностических измерений является на сегодняшний день сложной и актуальной задачей. Значительная часть силового электрооборудования выработала свой ресурс, но продолжает эксплуатироваться из-за недостатка финансовых средств на его замену. Соответственно с каждым годом возрастают затраты на проведение комплексных обследований и диагностики.

Следует отметить, что трансформаторы с дефектами в активной части могут нормально эксплуатироваться еще в течении многих лет, хотя в месте дефекта идут процессы развития нагрева, частичных разрядов (ЧР) в изоляции и, как следствие, ухудшение результатов диагностических измерений и анализов. В дальнейшие годы эксплуатации, а также в случае следующего серьезного КЗ, вероятен аварийный выход из строя трансформатора с тяжелыми последствиями.

По статистике для трансформаторов напряжением 110-500 кВ и мощностью 63 МВА и более на предприятиях электрических и межсистемных сетей России около 30 % от общего числа отключений оборудования связано с внутренними КЗ. Таким образом, проблема недостаточной электродинамической стойкости обмоток высоковольтных силовых трансформаторов при КЗ остается на сегодняшний день достаточно актуальной.

II. МЕТОД АНАЛИЗА ЧАСТОТНОГО ОТКЛИКА

По выводам рабочей группы CIGRE WG A2.26, основанном на обобщении международного опыта, метод частотного анализа (FRA – Frequency Response Analysis) является наиболее чувствительным методом диагностики механического состояния обмоток трансформаторов. Метод частотного анализа является развитием метода низковольтных импульсов, предложенного в 60-х годах Лехом и Тыминским и получившего широкое распространение в мире для диагностики деформаций обмоток силовых трансформаторов вследствие воздействия токов короткого замыкания.

Суть метода частотного анализа заключается в том, что от специального генератора на ввод обмотки (или в нейтраль) подается зондирующий сигнал (импульсный или синусоидальный, а с вводов других обмоток регистрируются отклики - реакции обмоток на

воздействие зондирующего сигнала. Любые изменения геометрии обмоток из-за деформаций, смещения, распрессовки приводят к изменению соответствующих емкостей и индуктивностей, а значит, к изменению реакции обмоток на воздействие зондирующего сигнала. Характер изменения частотного спектра отклика зависит от величины и характера деформаций.

При реализации данного метода могут быть использованы два подхода: импульсный и частотный.

В импульсном методе (IFRA – Impulse Frequency Response Analysis) в качестве источника зондирующих сигналов используется генератор низковольтных импульсов (стандартный, двойной экспоненциальный, прямоугольный); двухканальный АЦП одновременно записывает два сигнала: 1-й канал - входной прямоугольный зондирующий импульс, 2-й канал – переходный импульсный ток - реакцию обмотки на приложенный импульс. Далее, в зависимости от выбранного алгоритма анализа, для записанных входного сигнала и отклика производится расчет их спектральных плотностей.

В частотном методе (SFRA – Sweep Frequency Response Analysis) в качестве источника зондирующих сигналов используется генератор синусоидального напряжения изменяющейся в широком диапазоне частоты - от нескольких герц до нескольких мегагерц. Рассчитывается передаточная функция как отношение спектров входного и выходного сигналов (см. рис. 2). Степень отличия передаточных функций, рассчитанных до и после воздействия на трансформатор электродинамических сил короткого замыкания производится с помощью разных средств анализа, заложенных в программное обеспечение.

Высокая чувствительность метода объясняется тем, что даже незначительные локальные изменения положения элементов обмотки (витков, катушек, отводов) приводят к резкому изменению соответствующих емкостей и индуктивностей и, соответственно, к изменению собственных частот колебаний обмотки (см. рис. 1). Разные виды деформаций приводят к изменениям в разных диапазонах спектра частот.

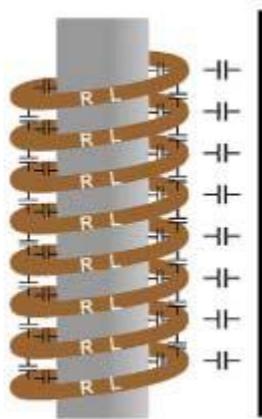


Рисунок 1 - Обмотка трансформатора

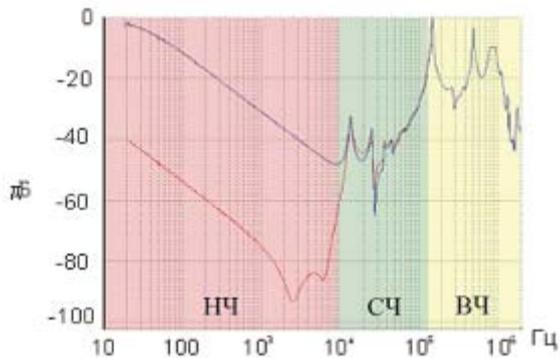


Рисунок 2 - Кривые передаточной функции частотным методом (SFRA)

Стандартное применение метода состоит из получения эталонной кривой (нормограмма) в момент, когда трансформатор новый, или когда известно, что он находится в хорошем состоянии. Далее все последующие измерения сравниваются с эталонным и по отклонениям определяется характер и степень неисправностей. Это наиболее надежный метод при эксплуатации.

Другое применение основано на получении общей эталонной кривой для серии трансформаторов одной конструкции и дальнейшей отбраковке по допустимым уровням отклонений.

Если не доступны ни результаты предыдущих исследований, ни характеристики трансформаторов того же типа, возможно сравнение с характеристикой соседней фазы того же трансформатора.

В основной массе случаев неисправности магнитопровода и обмоток отражаются в низко- и среднечастотной областях, тогда как высокочастотная область ответственна за специфические изменения, такие как смещения обмоток. Проблемы с сердечником ведут к изменению отклика на низких частотах. Проблемы с заземлением сердечника или замыканиями ламинированных листов типично изменяют вид кривой на сверхнизких частотах. Средние частоты характеризуют осевое и радиальное смещение обмоток. Высокие частоты характеризуют проблемы, вовлекающие соединения обмоток, ввода, отпайки РПН, ПБВ. Рекомендации по оценке приведены в таблице 1.

Таблица 1. АНАЛИЗ ХАРАКТЕРИСТИК

Частотный диапазон	Часть трансформатора
Ниже 20 кГц	Магнитопровод и магнитные связи
20-400 кГц	Радиальные геометрические перемещения обмотки
Свыше 400 кГц	Деформация отдельных обмоток

Один проведенный частотный тест может определить проблемы в обмотках, которые невозможно выявить другими методами. Данный тест – это быстрый и эффективный способ выяснить, был ли причинен серьезный вред трансформатору, или его можно смело вводить в работу. Если была выявлена проблема, результаты теста будут опорой для выяснения характера неисправности и определения дальнейших ремонтных мероприятий.

Снятие эталонных характеристик всех сетевых трансформаторов является хорошим вложением средств – это сэкономит время и деньги в случае возникновения аварийного события при определении его результатов.

III. УСТРОЙСТВО ДЛЯ АНАЛИЗА ЧАСТОТНОГО ОТКЛИКА

Для снятия характеристик частотного отклика обмоток силовых трансформаторов специалистами НПП «Динамика» было разработано устройство РЕТОМ-FRA. Устройство представляет собой программно-аппаратный комплекс под управлением ПК или ноутбука, позволяющий в автоматическом режиме снимать характеристики частотного отклика (SFRA) в частотном диапазоне от 10 Гц до 2,5 МГц. Согласно таблице 1 этот частотный диапазон оптимален для выявления неисправностей трансформатора.

На экране одновременно возможно отображение до трёх характеристик для их анализа. Для облегчения анализа и интерпретации результатов измерения в программе реализован расчет коэффициента корреляции во всем частотном диапазоне и в трёх поддиапазонах, указанных в таблице 1. Формула расчета коэффициента корреляции выглядит следующим образом (1):

$$CCF = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X}) \cdot (Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2}} \quad (1)$$

Рекомендуемые границы коэффициента корреляции приведены в таблице 2.

Таблица 2. ГРАНИЦЫ CCF

	Часть трансформатора
Хорошее совпадение	0,95-1,0
Удовлетворительное совпадение	0,92-0,94
Неудовлетворительное совпадение	<0,89
Отсутствие совпадения	≤0

IV. ПРИМЕНЕНИЕ УСТРОЙСТВА НА СИЛОВОМ ТРАНСФОРМАТОРЕ

Устройство РЕТОМ-FRA было опробовано и испытано на нескольких силовых трансформаторах и реакторах.

На рисунке 3 представлены 3 кривые пофазного сравнения частотных откликов трансформатора мощностью 10 МВА напряжения стороны ВН 35 кВ.

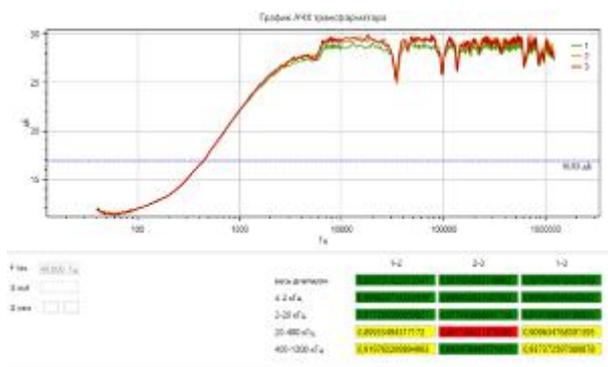


Рис. 3. Характеристики трансформатора 10 МВА

Результаты испытания свидетельствуют об изменениях в среднем частотном поддиапазоне фазы В.

Далее проводилось испытание реактора мощностью 60 МВА и напряжением 500 кВ (рис. 4).

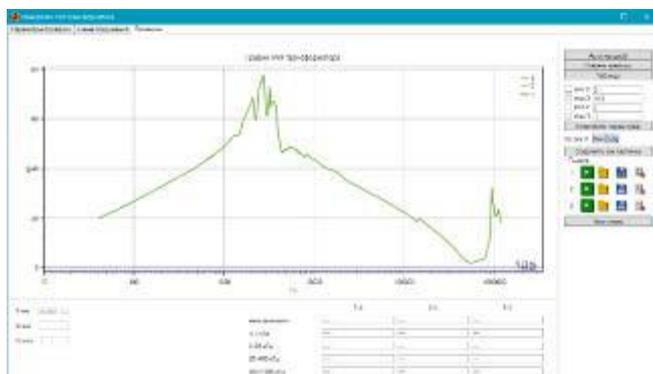


Рис. 4. Характеристики реактора 60 МВА

В случае с реактором сравнение возможно только с результатами предыдущих испытаний или же результатами испытаний однотипных трансформаторов. В данном случае в распоряжении имелись характеристики однотипного трансформатора (рис. 5).

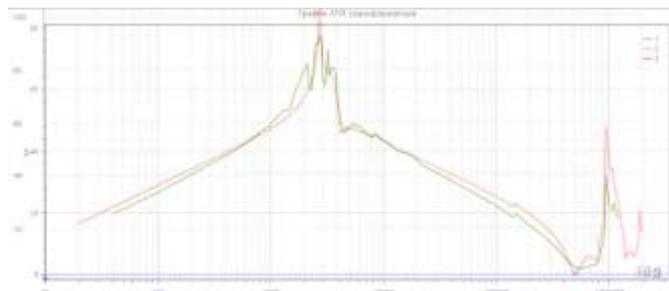


Рис. 5. Сравнение результатов исследования реактора 60 МВА

V. ВЫВОДЫ

Испытание силового трансформатора методом анализа частотного отклика (SFRA) является чувствительным методом определения механического состояния обмоток силовых трансформаторов. Один проведенный частотный тест может определить проблемы в обмотках, которые невозможно выявить другими методами. Данный тест – это быстрый и эффективный способ выяснить, был ли причинен серьезный вред трансформатору, или его можно смело вводить в работу. Если была выявлена проблема, результаты теста будут опорой для выяснения характера неисправности и определения дальнейших ремонтных мероприятий.

Снятие эталонных характеристик всех трансформаторов является хорошим вложением средств – это сэкономит время и деньги в случае возникновения аварийного события при определении его результатов.

Список литературы

- [1] Хренников А.Ю., Киков О.М. Диагностика силовых трансформаторов в Самарэнегро методом низковольтных импульсов//Электрические станции.- N 11.- 2003.
- [2] Sharin Ab Ghania*, Yasmin Hanum Md Thayoobb, Young Zaidey Yang Ghazalic, MohdShahril, Ahmad Khiara, Imran Sutan Chairula "Condition Monitoring of Distribution Transformer's Mechanical Parts using Sweep Frequency Response Analysis (SFRA)", The Malaysian International Tribology Conference 2013, MITC2013
- [3] A. Contin, G. Rabach, J. Borghetto, M. D. Nigris, R. Passaglia and G. Rizzi, "Frequency-response Analysis of Power Transformers by Means of Fuzzy Tools", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, June 2011, Vol. 18, No. 3.
- [4] Khrennikov, Alexander Yu. "Transformer Testing Experience by LVI/FRA Methods. Short-Circuit Performance of Power Transformers." Current Advance in Energy Research (CAIER) Volume 1, Issue 1 Jun. 2014 PP. 8-14. www.vkingpub.com/VkUpload/201406131101418881.pdf

ОСОБЕННОСТИ ПЕРЕВОДА ДВУХЦЕПНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ НА ПОСТОЯННЫЙ ТОК

А.Ю. Сыркин, М.Е. Гольдштейн

ФГАОУ ВО "Южно-Уральский государственный университет (НИУ)", Челябинск, Россия

E-mail: syrkin0110-1994@yandex.ru

Аннотация

Состояние вопроса: В современной электроэнергетике часто возникают задачи увеличения пропускной способности линий электропередач (ЛЭП), гибкого управления их режимами, а также перераспределения потоков мощности между параллельными сечениями. Одним из возможных решений является перевод двухцепной электропередачи переменного тока на постоянный с применением конечных подстанций на базе преобразователей напряжения (ПН). Параметры и допустимые области регулирования таких электропередач в различных режимах работы электрической сети сегодня изучены еще недостаточно.

Материалы и методы: Исследование проводилось на виртуальной модели района электрической сети. В качестве инструмента для моделирования, а также расчета и анализа режимов электрической сети применялся разработанный на кафедре ЭССиС ЮУрГУ программный комплекс NetWORKS с дополнительным вводом в него модели электропередачи постоянного тока (ППТ) на базе ПН.

Результаты: При переводе двухцепной передачи переменного тока на постоянный разработан алгоритм расчета основных параметров ППТ на ПН, а также построены P-Q диаграммы и найдены области возможного регулирования мощности передачи для различных режимов работы электрической сети.

Выводы: Полученный алгоритм может быть использован при переводе двухцепной ЛЭП на постоянный ток, что позволяет значительно увеличить пропускную способность и расширить функциональные свойства электропередачи. Реализация передачи на базе ПН позволяет регулировать как активную, так и реактивную мощности во всех четырех квадрантах P-Q диаграммы.

Ключевые слова: Передача постоянного тока; преобразователь напряжения; режимы работы; допустимые рабочие области; P-Q диаграммы.

FEATURES OF TRANSFER DOUBLE-CIRCUITE TRANSMISSION LINE TO A DIRECT CURRENT

A.Y. Syrkin, M.E. Goldshteyn

South Ural State University, Chelyabinsk, Russian Federation

E-mail: syrkin0110-1994@yandex.ru

Abstract

Background: In modern electric power industry, there are problems of increasing the capacity of transmission lines, flexible control of their modes and redistribution of power flux between parallel sections. One of the possible solutions is the replacement of a double-circuit AC transmission to DC and the use of substations based on **voltage transducers**. Today, the parameters and permissible areas for regulating such power transmission in various operating modes of the electric grid have not yet been adequately studied.

Materials and Methods: The research was conducted on a virtual model of the electric network area. The NetWORKS software complex was used as a tool for modeling, calculating and analyzing the modes of the electrical network. This software created at the department of power station and network system, South Ural State University.

Results: **The algorithm for calculating the main parameters of the direct current transmission based on voltage transducers founded by transferring the double-circuit AC transmission to DC and P-Q diagrams were constructed, also acceptable workspaces for various modes of operation electrical network were founded.**

Conclusions: The obtained algorithm can be used for transferring a double-circuit power line to direct current, which allows to significantly increasing the capacity and expanding the functional properties of power transmission. The implementation of the transmission based on the voltage transducers allows regulating both the active and reactive power in all four quadrants of the P-Q diagram.

Key-words: Direct current transmission; voltage transducer; modes of operation; acceptable workspaces; P-Q diagrams.

I. ВВЕДЕНИЕ

В современной электроэнергетике возникают задачи увеличения пропускной способности линий электропередач (ЛЭП), гибкого управления их режимами, а также перераспределения потоков мощности между параллельными сечениями. Одним из возможных решений является перевод двухцепной электропередачи переменного тока (ДППТ) на постоянный с применением

концевых подстанций на базе преобразователей напряжения (ПН). Методик определения параметров реконструируемой передачи постоянного тока и сравнения их с параметрами электропередачи переменного тока нет.

При переводе ДППТ на постоянный сначала найдем параметры такой передачи на базе ПН (ППТН), затем определим возможные длительные, рабочие и допустимые режимы, а затем сравним их исходной двухцепной.

II. НОМИНАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПЕРЕДАЧИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

В нормальном режиме работы номинальный ток каждой из цепей ДППТ определяется сечением проводов, которое обычно выбирается по нагрузке ЛЭП в максимальном режиме, исходя из экономической плотности тока. На Рис.1 приведены P - Q диаграммы для электропередачи переменного тока при номинальном токе передачи I_n и длительно допустимом $I_{доп}$.

ППТН – это линия электропередачи и концевые подстанции: выпрямительная и инверторная, которые сегодня выполняются на ПН с комбинированным фазовым и широтно-импульсным управлением. Они работают в любом из четырех квадрантов мощности и создают в узлах примыкания к сети переменные напряжения с регулируемой амплитудой и фазой [1-4]. Это позволяет независимо регулировать активную мощность электропередачи, а также реактивные мощности в примыкающих узлах энергосистемы.

При переводе ДППТ на постоянный целесообразно сделать три фазных провода одной цепи положительным полюсом ЛЭП ППТН, а три провода второй цепи – отрицательным. При этом номинальное напряжение одного полюса передачи постоянного тока равно амплитуде фазного напряжения ДППТ.

Номинальное напряжение ППТН:

$$U_d = 2 \cdot U \sqrt{2} / \sqrt{3}, \quad (1)$$

где U – номинальное напряжение двухцепной ЛЭП. Максимально допустимое рабочее напряжение ППТН ограничивается ее изоляцией [2]. Номинальный ток передачи $I_{дн}$:

$$I_{дн} = 3I_n, \quad (2)$$

а допустимый ток:

$$I_{доп} = 3I_{доп}. \quad (3)$$

Номинальная и допустимая мощности передачи:

$$P_d = 2 \cdot k_1 \cdot U_d \cdot I_{дн}, \quad (4)$$

$$P_{доп} = 2 \cdot k_1 \cdot U_d \cdot I_{доп}, \quad (5)$$

где k_1 – коэффициент, учитывающий допустимое напряжение на ЛЭП по условиям работы изоляции.

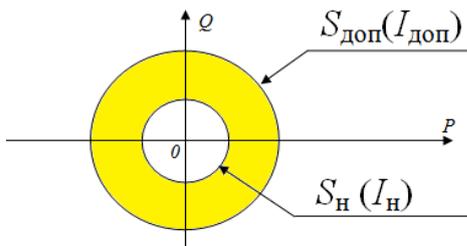


Рис. 1. Допустимая область регулирования мощности ЛЭП переменного тока.

III. РЕЖИМЫ ПЕРЕДАЧИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Длительная предельно-допустимая мощность передачи в послеаварийных или ремонтных режимах сети, с одной стороны, определяется допустимым током ЛЭП - $S_{доп}$ (Рис. 2). С другой, эта мощность ограничивается перегревом трансформаторов и длительно перегревом полупроводниковых ключей (ПК).

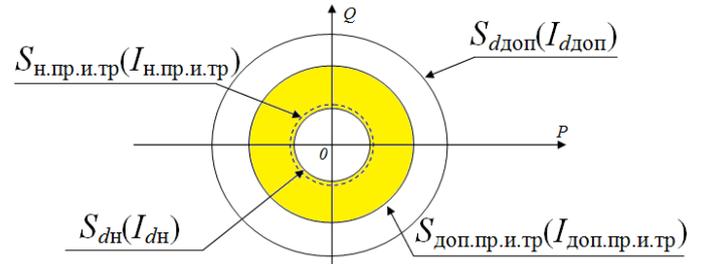


Рис. 2. Допустимая область регулирования мощности ППТН

Поэтому выбор полупроводниковых приборов и трансформаторов по току при переводе ДППТ на постоянный определяется нормируемой перегрузкой ППТН $S_{доп.пр.и.тр}$ (Рис. 2) в послеаварийных и ремонтных режимах сети [3]. Эта перегрузка не превышает допустимую для ЛЭП. В нормальном режиме мощность полупроводниковых приборов и трансформаторов $S_{н.пр.и.тр}$.

При кратковременных перегрузках наиболее критичным элементом ППТН являются ПК. Поэтому, если при анализе возможных режимов при действии противоаварийной автоматики появляются более высокие перегрузки, то необходим их тепловой расчет. Свойство ППТН регулирования реактивной мощности в узлах примыкания к энергосистеме (Рис. 2) [1-4] должна использоваться при планировании режимов в различных оперативных ситуациях.

IV. СРАВНЕНИЕ СВОЙСТВ ЭЛЕКТРОПРЕДАЧ ПРИ ПЕРЕВОДЕ ДВУХЦЕПНОЙ ЛЭП С ПЕРЕМЕННОГО ТОКА НА ПОСТОЯННЫЙ

При переводе ДППТ на постоянный ток существенно увеличивается ее мощность в длительных, ремонтных и послеаварийных режимах энергосистемы, появляется возможность гибкого регулирования активной мощности и независимого регулирования реактивной в узлах ее примыкания к энергосистеме. При этом существенно расширяются функциональные возможности передачи.

Список литературы

- [1] Виджей К. Суд. HVDC and FACTS controllers: применение статических преобразователей в энергетических системах: перевод с англ.: НП «НИИА», 2009. – 344 с.
- [2] Гольдштейн М.Е., Корбуков Н.В. Допустимые длительные режимы передачи постоянного тока на базе преобразователей напряжения. Электроэнергетика глазами молодежи: науч. Тр. IV междунар. Науч.-техн. конф., Т1, г. Новочеркасск, 14-18 октября 2013 г./ М-во образования и науки РФ, Юж.-Рос. Гос. Политех. ун-т им. М.И. Платова. – Новочеркасск: Лик, 2013. – С. 148 – 151.
- [3] Кочкин В.Н., Нечаев О.П. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий. – М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2002. – 248 с.
- [4] Bulatov V.G., Gol'dshtein M.E., Korbukov N.V. Modeling of HVDC and DC Links Based Voltage Converters in Software for Calculating Long-Time Regimes of Power Systems. Power Technology and Engineering. March 2016, Volume 49, Issue 6, pp 468-471.

Моделирование тока намагничивания силового трансформатора в условиях геомагнитного возмущения

М.В. Дубинин

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Самарское ПМЭС

Тольятти, Россия

Mikhail_dubinin_tlt@mail.ru

Аннотация — Получены расчетные выражения, позволяющие определять мгновенные значения тока намагничивания при различных значениях квазипостоянного тока. Определены значение квазипостоянного тока, при котором начинается насыщение магнитной системы силового трансформатора, и значение квазипостоянного тока, при котором вся кривая мгновенных значений потокосцепления смещается в область технического насыщения. Получены расчетные выражения, позволяющие определить гармонический состав тока намагничивания с учетом интенсивности геомагнитных возмущений. Отмечено появление четных гармоник (2-й, 4-й, 6-й и т.д.) в составе тока намагничивания, из которых наиболее значимой является вторая гармоника. Представлены зависимости уровней наиболее значимых гармоник тока намагничивания от глубины насыщения магнитной системы силового трансформатора под воздействием квазипостоянных токов. Определены два характерных уровня геомагнитных возмущений, при одном из которых максимальны четные гармоники тока намагничивания, а при другом максимальна основная гармоника тока намагничивания, многократно превышающая паспортное значение тока холостого хода силового трансформатора.

Ключевые слова — силовой трансформатор, магнитная система, потокосцепление, гармоники тока намагничивания, геомагнитные возмущения, квазипостоянные токи.

Simulation of the magnetizing current of a power transformer under conditions of a geomagnetic disturbance

M.V. Dubinin

Branch of PJSC "FGC UES" - Samara PMES

Togliatti, Russia

Mikhail_dubinin_tlt@mail.ru

Abstract-Calculation expressions are obtained that allow determining instantaneous values of the magnetization current for various values of the quasi-constant current. The value of the quasi-constant current at which the saturation of the magnetic system of the power transformer begins, and the value of the quasi-constant current, at which the entire instantaneous flux-linkage curve shifts to the technical saturation region. Calculation expressions are obtained, which make it possible to determine the harmonic composition of the magnetization current taking into account the intensity of geomagnetic disturbances. The appearance of even harmonics (2nd, 4th, 6th, etc.) is noted in the magnetizing current, of which the second harmonic is the most significant. Dependences of the levels of the most significant harmonics of the magnetizing current on the depth of saturation of the magnetic system of a power transformer under the action of quasi-permanent currents are presented. Two characteristic levels of geomagnetic disturbances are determined, with one of which is the maximum of the harmonics of the magnetizing current, while at the other, the fundamental harmonic of the magnetization current is many times greater than the rated value of the idle current of the power transformer.

Keywords - power transformer, magnetic system, flux link, harmonics of magnetizing current, geomagnetic disturbances, quasi-permanent currents.

1. ВВЕДЕНИЕ

Номинальное напряжение силового трансформатора соответствует классу напряжения присоединенной электрической сети с учетом допустимых установившихся отклонений до +10%, а кратковременных до +20 % [1]. При указанных условиях процессы перемагничивания магнитной системы протекают по симметричному циклам, не затрагивая область технического насыщения электротехнической стали.

Однако в условиях геомагнитной активности, вызывающей протекание по заземленным обмоткам высокого напряжения (ВН) геомагнитно-индуцированных токов (ГИТ) с частотой (0,001 ÷ 0,1) Гц,

функционирование магнитной системы силового трансформатора существенно изменяется [2,3].

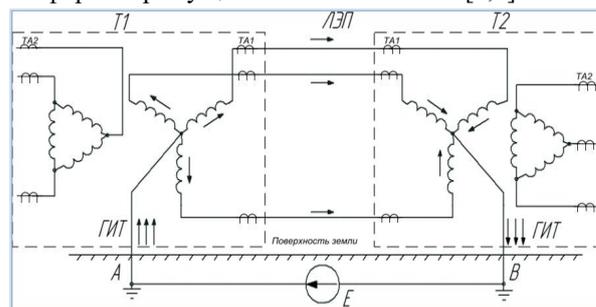


Рис.1. Схема проникновения ГИТ в нейтраль силового

трансформатора при Y-схеме включения трех фаз с заземленной нейтралью

Под воздействием ГИТ режим перемагничивания электротехнической стали смещается в область технического насыщения, вызывая одностороннее насыщение магнитной системы силового трансформатора и многократное увеличение тока намагничивания [4,5]. Последний приобретает практически однополярную форму и широкий спектр высших гармоник [6,7,8].

Воздействия ГИТ на силовые трансформаторы с бронестержневой конструкцией магнитопровода значительно выше, чем на силовые трансформаторы со стержневой конструкцией магнитопровода. Это объясняется тем, что в трансформаторах с бронестержневой конструкцией магнитной системы магнитный поток, создаваемый ГИТ в обмотках ВН, распределяется также как и основной магнитный поток, т.е. не выходя за пределы магнитопровода. В этой связи индуктивность ветви намагничивания силового трансформатора с бронестержневой конструкцией магнитопровода существенно зависит от величины ГИТ.

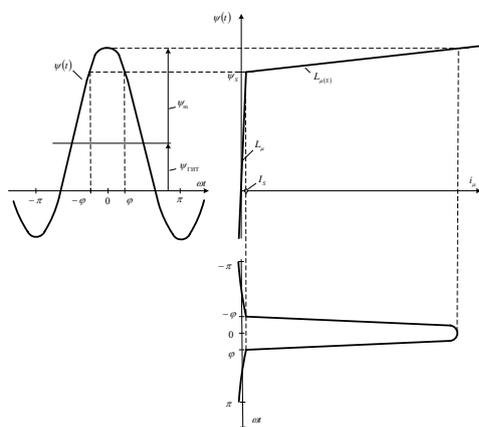


Рис. 2. Качественный характер формирования однополярной кривой тока намагничивания при воздействии ГИТ

Причем нелинейность индуктивности намагничивания при воздействии ГИТ (практически постоянного на интервале периода сетевого напряжения) имеет ярко выраженный «вентильный» характер, что подтверждается практически однополярной формой тока намагничивания. Для учета эффекта выпрямления тока намагничивания достаточно кусочно-линейной аппроксимации характеристики намагничивания $\Psi = f(i)$ с одной точкой излома. Как показывают сравнительные исследования, расчетный уровень гармоник при кусочно-линейной аппроксимации характеристики намагничивания с одной точкой излома несколько выше экспериментальных значений. Поэтому такая аппроксимация позволяет получать предельные оценки уровня гармоник тока намагничивания для различных значений ГИТ. Кроме того, для определения параметров кусочно-линейной аппроксимацией с одной точкой излома достаточно только паспортных данных силового трансформатора.

Наиболее ярко эффект однополупериодного выпрямления тока намагничивания вследствие одностороннего насыщения электротехнической стали

проявляется у силовых трансформаторов с бронестержневой конструкцией магнитной системы [9]. Таким образом, задача гармонического анализа тока намагничивания силового трансформатора с бронестержневой конструкцией магнитной системы в условиях геомагнитной активности является актуальной и решается в данной работе.

II. ГАРМОНИКИ ТОКА НАМАГНИЧИВАНИЯ

С учетом четной симметрии кривой намагнивающего тока можно записать

$$i_{\mu}(t) = \frac{1}{2} \cdot I_{\mu(0)} + \sum_{k=1}^{\infty} I_{\mu(k)} \cdot \cos k\omega t, \quad (1)$$

$$I_{\mu(0)} = \frac{2}{\pi} \int_0^{\varphi} i'_{\mu}(\omega t) d\omega t + \frac{2}{\pi} \int_{\pi-\varphi}^{\pi} i''_{\mu}(\omega t) d\omega t, \quad (2)$$

$$I_{\mu(k)} = \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} i_{\mu}(\alpha) d\alpha = \frac{2}{\pi} \int_0^{\varphi} i'_{\mu}(\alpha) \cos k\alpha \cdot d\alpha + \frac{2}{\pi} \int_{\pi-\varphi}^{\pi} i''_{\mu}(\alpha) \cos k\alpha \cdot d\alpha, \quad (3)$$

где $I_{\mu(0)}$ – амплитуда нулевой гармоники тока намагничивания; $I_{\mu(k)}$ – амплитуда k -й гармоники тока намагничивания; $i'_{\mu}(\omega t)$ – мгновенные значения тока намагничивания на интервале рабочего перемагничивания, определяемые уравнением; $i''_{\mu}(\omega t)$ – мгновенные значения тока намагничивания на интервале технического насыщения, определяемые уравнением.

Постоянную составляющую тока намагничивания можно выразить в долях амплитудного значения тока холостого хода

$$I'_{\mu(=)} = I'_{ГИТ} - \frac{1}{\pi} \cdot (k_{(S)} - 1) \cdot (\varphi \cdot \cos \varphi - \sin \varphi), \quad (4)$$

где $I'_{\mu(=)} = I_{\mu(=)} / \sqrt{2} \cdot I_x$.

Анализ выражения (4) показывает, что доминирующий вклад в образование постоянной составляющей тока намагничивания вносит компонента, обусловленная эффектом выпрямления. Причем этот вклад тем существенней, чем ближе величина фазового угла насыщения к значению $\varphi = \pi$. При величине ГИТ, фазовый угол насыщения достигает значения $\varphi = \pi$, а постоянная составляющая тока намагничивания будет определяться величиной

$$I'_{\mu(=)} = I'_{ГИТ} + (k_{(S)} - 1),$$

где $k_{(S)}$ – коэффициент нелинейности характеристики намагничивания силового трансформатора. Для силовых трансформаторов с магнитной системой из холоднокатаной электротехнической стали $k_{(S)} = 280 \div 330$.

Как видно, дальнейшее увеличение постоянной составляющей тока намагничивания возможно только за

счет увеличения ГИТ. Таким образом, силовой трансформатор с магнитопроводом бронестержневой конструкции является своеобразным магнитным усилителем «ГИТ $\rightarrow I'_{\mu(=)}$ », коэффициент усиления которого зависит от величины КПТ и достигает предельного значения при $\varphi = \pi$, равного $(k_{(S)} - 1)$.

Результатом интегрирования (3), является выражение, определяющее амплитуду k -й гармоники тока намагничивания

$$I_{\mu(k)} = \frac{2\sqrt{2}}{\pi\sqrt{3}} \cdot \left(\frac{1}{x_{\mu}^*} - \frac{1}{x_{\mu(S)}^*} \right) \cdot \left\{ \cos \varphi \cdot \frac{\sin k\varphi}{k} - \frac{1}{2} \cdot \left[\frac{\sin(k+1)\varphi}{(k+1)} + \frac{\sin(k-1)\varphi}{(k-1)} \right] \right\}. \quad (5)$$

Как видно из (5), гармонический состав тока намагничивания определяют гармоники $k = 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, \dots$, четных и нечетных порядков, причем амплитуда k -й гармоники тока намагничивания обратно пропорциональна порядковому номеру k гармоники и существенно зависит от фазового угла насыщения.

На рис. 3 представлены зависимости амплитуд наиболее значимых гармоник тока намагничивания (основной ($I'_{\mu(1)}$), второй ($I'_{\mu(2)}$) и третьей ($I'_{\mu(3)}$) для $k_{(S)} = 316$), а также значений коэффициента гармоник (K_G) от состояния магнитной системы силового трансформатора, которое характеризуется величиной фазового угла насыщения.

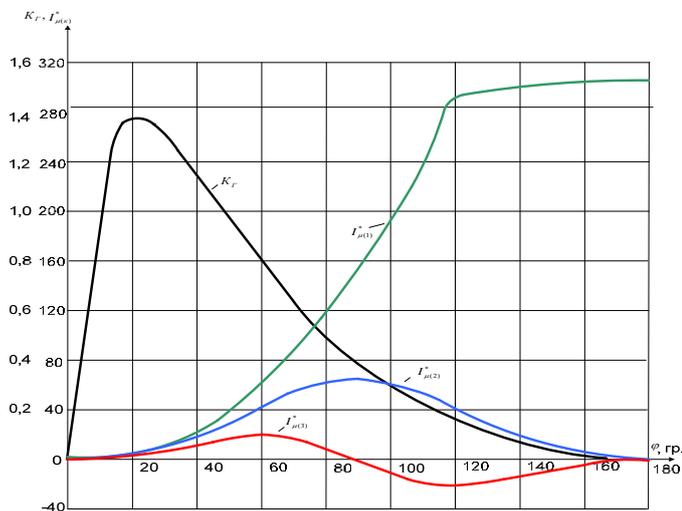


Рис. 3. Зависимость коэффициента гармоник (K_G), относительной величины основной ($I'_{\mu(1)}$), второй ($I'_{\mu(2)}$) и третьей ($I'_{\mu(3)}$) гармоник тока намагничивания от уровня ГИТ

Как видно из рис. 3, амплитуда 1 -й гармоники тока намагничивания возрастает по мере увеличения фазового угла насыщения φ и, следовательно, ГИТ, достигая предельного значения при $\varphi = \pi$, равного $I'_{\mu(1)} = k_S$. Дальнейшее увеличение ГИТ не будет

вызывать увеличения 1 -й гармоники тока намагничивания.

Анализ зависимостей $I'_{\mu(2)} = f(\varphi)$ и $I'_{\mu(3)} = f(\varphi)$, показанных на рис.3, а также численных данных, полученных с помощью (5), позволяет выделить наиболее характерное значение фазового угла насыщения $\varphi = 90^\circ$, которое примечательно тем, что амплитуды всех четных гармоник порядков ($k = 2, 4, 6$) принимают максимальные значения, а амплитуды всех нечетных гармоник порядков ($k = 3, 5$) принимают нулевые значения. Данное заключение распространяется на весь гармонический ряд тока намагничивания. При этом не существует такого значения фазового угла насыщения, при котором амплитуды всех нечетных гармоник принимают максимальные значения. Например, амплитуда 3 -й гармоники максимальна при $\varphi = 60^\circ$ и $\varphi = 120^\circ$ Амплитуда 5 -й гармоники максимальна при $\varphi = 40^\circ$, $\varphi = 80^\circ$ и $\varphi = 100^\circ$, $\varphi = 140^\circ$.

Наиболее значимой гармоникой тока намагничивания является вторая гармоника, амплитуда которой составляет $\approx 43\%$ от амплитуды первой гармоники, т.е. $I'_{\mu(2)}/I'_{\mu(1)} \approx 0,43$ при $\varphi = 90^\circ$ Для сравнения $I'_{\mu(2)}/I'_{\mu(1)} \approx 0,35$ при $\varphi = 60^\circ$. В этой связи, при оценке показателей качества напряжения электрической сети в условиях геомагнитных возмущений необходимо учитывать ветвь намагничивания силовых трансформаторов при наиболее характерных значениях фазового угла насыщения $\varphi = 90^\circ$ и $\varphi = 180^\circ$.

При $\varphi = 90^\circ$ следует ожидать увеличения коэффициента гармонических составляющих напряжения, обусловленного четными гармониками, которые представляют наибольшую опасность для конденсаторных установок компенсации реактивной мощности и электрических машин. При $\varphi = 180^\circ$ следует ожидать максимальных отклонений (понижения) напряжения питания потребителей, поскольку основная гармоника тока намагничивания и соответственно мощность намагничивания кратно возрастают (в $k_{(S)}$ раз) и достигают предельных значений.

На рис.4 представлены результаты расчета тока намагничивания, полученные путем компьютерного моделирования реальной характеристики намагничивания силового трансформатора при воздействии ГИТ и фазовом угле насыщения $\varphi \approx 38^\circ$.

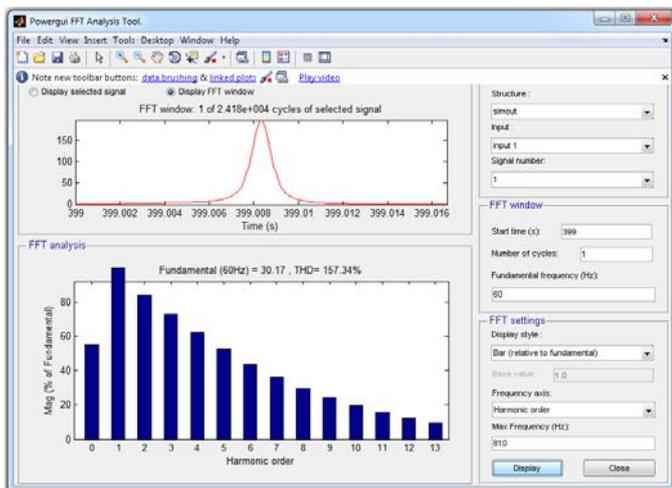


Рис. 4. Кривая тока намагничивания и спектр высших гармонических тока намагничивания при воздействии ГИТ

Следует отметить совпадение спектра, изображенного на рис.4, с гармоническим составом тока намагничивания, а также соотношения между основной и наиболее значимой второй гармониками тока намагничивания (более 80% от значения основной гармоники).

Список литературы

- [1] Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии. – 2-е изд. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2008- 321с.
- [2] Coles R.L., Thompson K., Jansen van Beek. A Comparison between the Rate of Change in the Geomagnetic Field and the Geomagnetically Induced Current in a Power Transmission System. – Proceedings: Geomagnetically Induced Currents Conference, TR-100450, Electric Power Research Institute. – Palo Alto, California, -1992. -C 265-268.
- [3] Kappenman J.G. Space weather and vulnerability of electric power grids. – Effect of space weather on technology infrastructure, -2004. – C 65-85.
- [4] Boteler D.H. Geomagnetically induced currents: present knowledge and future research. – IEEE Transactions and Power Delivery, vol. 9, 1994.
- [5] Kappenman J.G., Albertson V.D. Bracing for the Geomagnetic Storm. - IEEE Spectrum, vol. 28, issue 3, 1990.
- [6] Space weather effects on electric power transmission grids and pipelines / R. Pirjola, A. Vilijanen, A. Pulkkinen and other. –GeoForschungsZentrum Potsdam. D-14473, Germany. – Effect of space weather on technology infrastructure, 2004.
- [7] Сивоконь В.П., Сероветников А.С., Писарев А.В.. Высшие гармоники как индикатор геомагнитно – индуцированных токов/ и др. – ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность, 2011, № 3.
- [8] Вахнина В.В., Кувшинов А.А., Черненко А.Н. Влияние геомагнитной активности на мощность намагничивания силовых трансформаторов электрических сетей. – ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность, 2016, №2.
- [9] T. Nobuo, O. Tetsuo, M. Fumihiko. An experimental analysis of DC excitation of transformers by geomagnetically induced currents / T. Nobuo, O. Tetsuo, M. Fumihiko and other. – IEEE Transaction on Power Delivery, vol.9, № 2, 1994.

Датчик измерения продольного тяжения фазного провода ВЛЭП

С.А. Петренко, Т.В. Корбакова, А.Г. Сошинов
ФГБОУ ВО "Камышинский технологический институт" (филиал)
Волгоградского государственного технологического института, Камышин, Россия
E-mail: liberty.svet@yandex.ru

Аннотация — опыт разработки и эксплуатации системы мониторинга гололедообразования на воздушных линиях электропередачи (ЛЭП) выявил недостатки установки тензометрических датчиков в разрыв гирлянды изоляторов для измерения веса гололедных отложений на фазных проводах и грозотросе. Основным из недостатков такого способа является не прямое измерение разрывного усилия действующего на стальной сердечник фазного провода, а косвенная оценка этого усилия по общему весу образовавшихся отложений. Для прямого измерения разрывного усилия возникающего в проводниках ВЛЭП авторами разработан автономный датчик продольного тяжения фазных проводов ВЛЭП и грозотроса.

Ключевые слова — датчик измерения продольного тяжения, мониторинг гололедообразования, тензометрический датчик.

Sensor of measurement of longitudinal hardening of phase wall line

S.Petrenko, T. Korbakova A. Soshinov
FGBOU VO "Kamyshinsky Technological Institute" (branch) of the
Volgograd State Technological Institute, Kamyshin, Russia
E-mail: liberty.svet@yandex.ru

Abstract — Experience in the development and operation of a glaze formation monitoring system on overhead power transmission lines (TLs) has revealed the disadvantages of installing strain gauges in the rupture of a garland of insulators for measuring the weight of ice deposits on phase wires and ground wire. The main disadvantage of this method is not a direct measurement of the breaking force of the phase wire acting on the steel core, but an indirect evaluation of this effort by the total weight of the deposits formed. For the direct measurement of the breaking force of the high-voltage TLs conductors that arise in the conductors, the authors developed an autonomous longitudinal traction sensor for the phase conductors of the high-voltage TLs and ground wire.

Keywords — sensor for longitudinal traction measurement, ice monitoring, strain gauge.

1. ВВЕДЕНИЕ

Аварии воздушных линий в более чем 40 энергосистемах за последние 30 лет нанесли большой экономический ущерб. К примеру экономический ущерб от гололедных явлений с 1993 г. в Камышинских электрических сетях ОАО «Волгоградэнерго» составил более одного млрд. рублей [4], в ОАО «Саратовэнерго» более 10 млрд. рублей в ценах 1994 г., в 2010–2011 гг. в Поволжье и центральных регионах России составил более одного млрд. рублей.

Для минимизации риска возникновения гололедных аварий сетевые службы организуют как можно более частый визуальный осмотр наиболее подверженных гололеду линий или используют информационно-измерительные системы мониторинга гололедообразования [5].

Опыт разработки и эксплуатации системы мониторинга гололедообразования на воздушных линиях электропередачи (ЛЭП) [2] выявил недостатки установки тензометрических датчиков в разрыв гирлянды

изоляторов для измерения веса гололедных отложений на фазных проводах и грозотросе [1]. Основным из недостатков такого способа является не прямое измерение разрывного усилия действующего на стальной сердечник фазного провода, а косвенная оценка этого усилия по общему весу образовавшихся отложений. В свою очередь, косвенная оценка, основанная на эмпирически подобранных данных, полученных при эксплуатации ЛЭП, что часто значительно не совпадает с реальными показателями действующих разрывных усилий и, как правило, приводит к ложным плавкам и выездам оперативно – диспетчерского персонала (ОДП) на ЛЭП. Также к недостаткам классической системы измерения веса можно отнести: необходимость монтажа соединительных проводников между тензометрическим датчиком веса и блоком сбора и передачи данных, влияние токов утечки через гирлянду изоляторов на показания, перетяжка подвесок и фазных проводов, невозможность учитывать стрелу провеса в пролетах между опорами и т.д. [3]. Для прямого измерения разрывного усилия возникающего в проводниках ВЛЭП

авторами разработан автономный датчик продольного тяжения фазных проводов ВЛЭП и грозотроса. Авторами предлагается новый способ установки тензометрического датчика, а также сопутствующие конструкторские и программные решения.

II. КОНСТРУКЦИЯ

Конструктивно датчик состоит из тензометрического датчика силы, стандартной арматуры для крепления тензометрического датчика силы в искусственно создаваемую петлю фазного провода или грозотроса, блока управления и радиопередающей антенны (Рис.1).

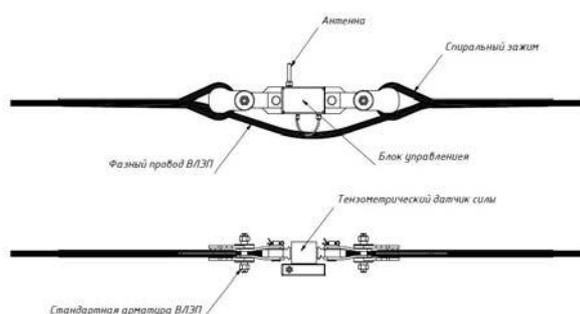


Рис.1. Конструкция датчика измерения продольного тяжения фазного провода ВЛЭП

Блок управления состоит из инструментального усилителя, микроконтроллера, который производит оцифровывание аналогового сигнала поступающего с тензометрического датчика силы и усиленного инструментальным усилителем, радиопередающего модуля с помощью которого осуществляется беспроводная передача оцифрованных данных с микроконтроллера датчика продольного тяжения, установленного под потенциалом провода, на пост сбора и передачи данных, находящегося в радиусе действия радиосвязи. Датчик устанавливается в произвольно выбранном месте пролета ВЛЭП. Возможна установка датчика, непосредственно в месте крепления провода к гирлянде изоляторов, при этом однолапчатое ушко гирлянды изоляторов заменяется на двухлапчатое и крепится вместе крепления корпуса тензометрического датчика и хомута спирального зажима. Питание тензометрического датчика продольного тяжения осуществляется от встроенной батареи. Срок службы датчика составляет 5-6 лет. Максимальная дальность действия радиоконтакта между датчиком, установленным на фазном проводе, и постом передачи данных составляет около 1 км, в зависимости от ландшафта местности. Таким образом, эти датчики выгодны и с экономической

точки зрения, так как позволяют перекрывать с помощью одного блока сбора и передачи данных порядка 2 км линии. Датчики продольного тяжения проводов ВЛЭП работают в составе поста сбора и передачи данных, на котором установлены датчики скорости и направления ветра, имеется возможность отделить нагрузку, создаваемую гололедными отложениями и ветровыми. Предлагаемая конструкция устройства устойчива к токам короткого замыкания на линии, так как ток протекает по петле провода, где сопротивление значительно ниже, а не через сам датчик. Предлагаемые датчики при необходимости могут устанавливаться и на анкерных опорах. Полученные данные поступают на физический сервер и далее на компьютеры диспетчерского персонала. Разрабатываемая методика обработки данных, их фильтрация и составления прогноза, основанного на основе полученных показаний и сводки погодных условий.

III. ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ

Предлагаемая авторами конструкция датчиков продольного тяжения фазных проводов и грозотроса ЛЭП позволит производить прямые измерения разрывных усилий, повысить обоснованность принятия решений о проведении плавок и снизить их количество. Также предлагаемый метод установки тензодатчиков позволяет значительно повысить точность определения момента начала образования отложений на проводниках ЛЭП.

На данный момент изготовлен и протестирован датчик продольного тяжения проводников ВЛЭП, произведены замеры потребляемой мощности при работе модуля усиления сигнала и модуля АЦП, испытания на ЭМС при воздействии электрического поля 70кВ и переменного магнитного поля при протекании тока по токопроводящей жиле 10500А. Опытный образец датчика установлен на линии 110кВ в Камышинских электрических сетях.

Список литературы

- [1] Абжанов, Р. С. Исследование процесса гололедообразования на проводах ЛЭП [Текст] / Р. С. Абжанов // II-ая конференция молодых ученых-энергетиков: тез. докл. – Алма-Ата, 1972.
- [2] Казадаев, А. П. О датчиках гололеда для воздушных линий электропередачи [Текст] / А. П. Казадаев, А. Л. Лившиц, Р. М. Рудакова // Плавка гололеда на воздушных линиях электропередачи. – Уфа: Башкирское книжное издательство, 125 1975.
- [3] Кузнецов, П. А. Системы мониторинга гололедно-ветровых и температурных нагрузок на воздушных линиях электропередачи [Текст] / П. А. Кузнецов, В. Я. Башкевич, Г. Г. Угаров // Современные энергетические системы и комплексы и управление ими: материалы VI Межд. науч.-практ. конф., Новочеркасск, ЮРГТУ, 2006. – С. 35–36.
- [4] Материалы КЭС. Справка о причинах массового падения опор ЛЭП 110–35–10 кВ и обрыва проводов и тросов в КЭС в период с 12 по 23.12.1993 г.
- [5] Сацук, Е. И. Программно-технические средства мониторинга воздушных линий электропередачи и управления энергосистемой в экстремальных погодных условиях [Текст]: дис. д-ра тех. наук / Е. И. Сацук. – Новочеркасск, 2011. – 314 с.

Исследование уровней токов коротких замыканий в Свердловской энергосистеме

А.О. Егоров, С.А. Ерошенко, М.Р. Загидуллин, К.А. Зиновьев, М.Д. Сенюк
1ФГАОУ ВО "Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина"
Екатеринбург, Россия
e-mail: s.a.eroshenko@urfu.ru, a.o.egorov@urfu.ru

Аннотация — определение величины токов коротких замыканий в любой точке электроэнергетической системы является важной проектной и эксплуатационной задачей. Расчёты токов КЗ выполняются на основании нормативных документов. Регистрация фактических значений токов КЗ осуществляется посредством регистраторов аварийных событий. Однако в практике эксплуатации ЭЭС отсутствует сравнительный анализ уровней токов КЗ на предмет сравнения расчётных и фактических величин. Так, при выборе и проверке коммутационного оборудования и токоведущих частей распределительных устройств, требуется проверка оборудования на динамическую стойкость и термический нагрев. Токи КЗ в ЭЭС постоянно растут, что приводит к необходимости замены коммутационных аппаратов и ТВЧ. Финансовые возможности электросетевых компаний ограничены, что требует корректной расстановки приоритетов, связанных со своевременной заменой оборудования на подстанциях. Сегодня появилась возможность выявления статистической закономерности между расчётными и фактическими значениями токов КЗ.

Ключевые слова — ток короткого замыкания; сравнение расчётных и фактических величин; Свердловская энергосистема

Analysis of short-circuit current level on the basis of Sverdlovsk region

Aleksandr Egorov, Stanislav Eroshenko, Mikhail Zagidullin, Kirill Zinovyev, Mikhail Senyuk
Ural Federal University
Ekaterinburg, Russian Federation
e-mail: s.a.eroshenko@urfu.ru, a.o.egorov@urfu.ru

Abstract — short-circuit current evaluation at any point in the power system is significant project and operational challenge. Short circuit current calculations are performed on the basis of regulatory documents. Determination of short-circuit current actual values is carried out by means of disturbance recorder. However, in electric power system work there has been only limited study of short-circuit current in case of comparative analysis between calculated and actual values. Then, when one chooses and verifies switching equipment and switchgear current carrying parts there is a need in dynamic stability and thermal heating tests. In power system short-circuit currents are constantly increasing, this leads to the need of switching apparatus and current-carrying parts replacement. The financial ability of the electric grid companies is limited, so situation requires adequate prioritization associated with appropriate time replacement of substation equipment. More recently, statistical regularities identification between estimated and actual values of short-circuit currents has become possible.

The revealed regularities can be used in the development of new calculation methods of short-circuit currents or like a valuable addition for the existing one. Moreover, the results allow to objectively prioritize investment programs in equipment replacement at the substations.

Keywords — short circuit current; calculated and actual values comparison, Sverdlovsk power system.

I. ВВЕДЕНИЕ

Расчёты токов трёхфазных и однофазных коротких замыканий является одной из важнейших проектных и эксплуатационных задач, которая решается персоналом Системного оператора, электросетевых компаний и проектных организаций. Ввиду постоянного ввода новых генерирующих мощностей и строительства новых линий электропередачи, токи коротких замыканий (КЗ) постоянно растут. Это приводит к необходимости постоянного расчёта токов коротких замыканий и отслеживания их динамики во времени и проверки расчётных токов КЗ с коммутационной способностью оборудования и термической и динамической стойкости токоведущих частей распределительных устройств. Основным нормативным документом, регулирующим правила расчёта токов КЗ является ГОСТ-52735-07. ГОСТом заложена погрешность расчёта тока КЗ до 10% [1].

II. СТАТИСТИКА И КЛАССИФИКАЦИЯ

A. Объем обработанных данных

В качестве объекта для исследования статистики и анализа уровней токов КЗ взята энергосистема Свердловской области и короткие замыкания, произошедшие в её электрической сети и распределительных устройствах ПС 500-220 кВ за период 2016 г.

Всего в 2016 г. в исследуемой энергосистеме произошло, рассмотрено и проанализировано 155 событий КЗ. Из них - 15 случаев КЗ на классе напряжения 500 кВ и 140 случаев на классе напряжения 220 кВ. Во всех рассмотренных случаях в 2016 г. КЗ возникали в большинстве случаев на линиях электропередачи.

На рисунке 1 и в таблице 1 приведена классификация отчётных событий по типам КЗ. Наиболее часто встречается однофазное короткое К⁽¹⁾ на землю – 90%.

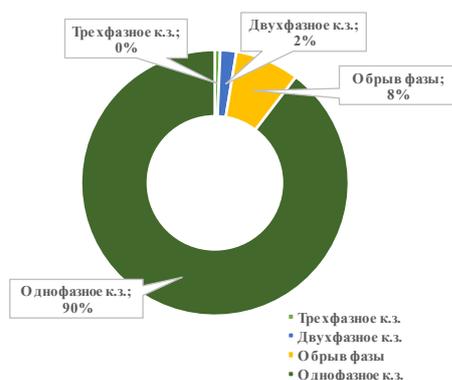


Рис. 1. Типы токов короткого замыкания

Из статистики видно, что при 155 случаях КЗ, КЗ возникает каждые 56 часов в среднем в год. При этом в сети 500-220 кВ Свердловской энергосистемы зафиксировано только 1 трёхфазное КЗ, но зафиксировано 139 однофазных КЗ, и 2 двухфазных КЗ, также зафиксировано 12 обрывов фазных проводов ЛЭП.

Таблица I. КЛАССИФИКАЦИЯ ПО ТИПУ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Тип короткого замыкания		Кол-во
Обрыв фазы В и С	ф. В, ф. С	1
Двухфазное к.з. на землю, фаза А и С	ф. А-0, ф. С-0	1
Трёхфазное к.з.	ф. А, В, С	1
Обрыв фазы А	ф. А	2
Обрыв фазы А и В	ф. А, В	2
Двухфазное к.з. на землю, фаза В и С	ф. В-0, С-0	2
Обрыв фазы А и С	ф. А, С	7
Однофазное к.з. на землю, фаза В	ф.В-0	34
Однофазное к.з. на землю, фаза А	ф.А-0	43
Однофазное к.з. на землю, фаза С	ф.С-0	62
Всего		155

B. Причины повреждения

В большинстве случаев причиной возникновения короткого замыкания является грозное перекрытие изоляции – 48 случаев. Второе место занимает несанкционированная вырубка леса или перекрытие изоляции из-за поросли в просеке – 28 случаев. На третьем месте - перекрытие изоляции фазных проводов – 26 случаев, по разным причинам: от сильных порывов ветра, жизнедеятельности птиц и проезда техники до перенапряжений на изоляции (рисунок 2).



Рис. 2. Причины возникновения коротких замыканий

Таблица II. КЛАССИФИКАЦИЯ ПО ВИДУ ПОВРЕЖДЕНИЯ

Тип короткого замыкания	Кол-во
Упавшая опора	1
Обрыв грозотроса	2
Разрушение конденсатора связи	2
Обрыв гирлянды изоляторов	3
Излом шлейфа провода в месте сварки	3
Гололедообразование	5
Перекрытие провода на траверсу	5
Разрушение изолятора	10
Перекрытие гирлянды изоляторов	22
Перекрытие на проводе фазы	26
Несанкционированная вырубка леса	28
Грозное перекрытие	48
Всего	155

III. ИССЛЕДУЕМАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА

Свердловская область занимает территорию 265,8 тыс. км² с населением 5,2 млн.чел. В электроэнергетической системе Свердловской области находится 6 ПС 500 кВ, более 20 ПС 220 кВ и более 700 ПС 110 кВ (рисунок 3).

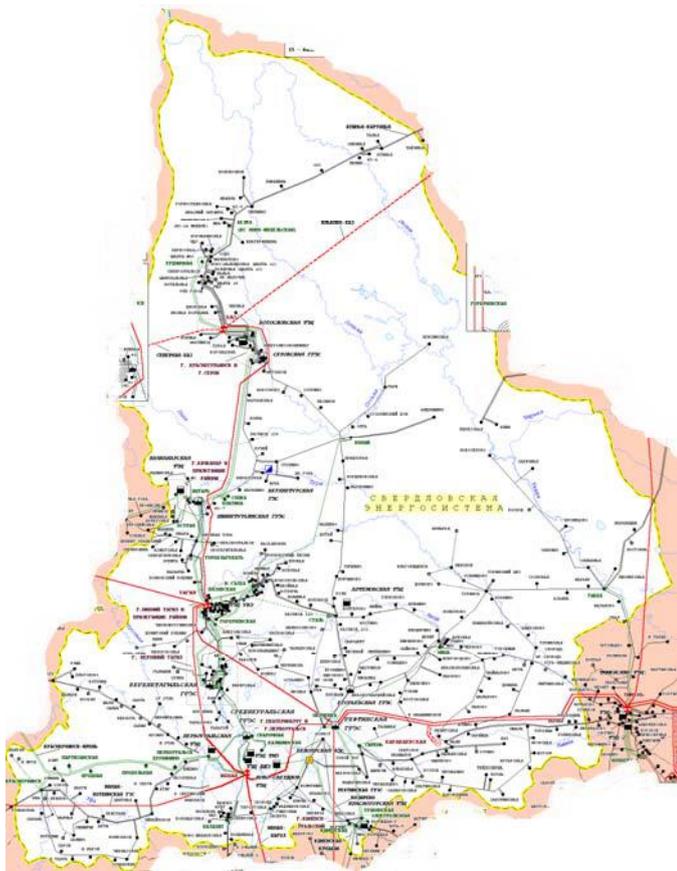


Рис. 3. Энергосистема Свердловской области

В электроэнергетический комплекс Свердловской области в целом входит более 900 линий электропередачи класса напряжения 500-110 кВ, более 850 трансформаторных подстанций и распределительных устройств электростанций с суммарной мощностью трансформаторов 49632 МВА с установленной мощностью электростанций 10419 МВт и электропотреблением 42 млрд. кВт·ч в год. При этом в промышленных центрах области расчётные токи КЗ составляют 30-45 кА, по области – до 10 кА [2].

IV. КОММУТАЦИОННАЯ СПОСОБНОСТЬ

Критической величиной для современного коммутационного оборудования и токоведущих частей распределительных является периодический ток КЗ в 20 кА. При этом в 2016 году в регионе зафиксированы максимальное значение тока КЗ на классе напряжения 220 кВ 12 кА, а расчётное – 9,7 кА. Максимальное значение фактического тока КЗ на классе 500 кВ зафиксировано 7,06 кА, а расчётное – 3,6 кА (расчётные токи КЗ приведены для тех же мест, где произошли КЗ с учётом токов подпитки подходящих присоединений). Зафиксированные фактические токи КЗ не превышали 20 кА и не представляли опасности для оборудования распределительных устройств станций и подстанций.

V. ЭКСПЕРИМЕНТ. СРАВНЕНИЕ ФАКТА И РАСЧЕТА

Пример исследования экспериментальных токов КЗ, их толкования и сравнения с расчётом приведены на рисунке 4 и в таблице 4. Приведены ПС 500/220/110 кВ и связанная с ней ПС 220/110 кВ. Между ПС имеются 2 параллельные цепи ВЛ 220 кВ, на второй цепи зафиксировано короткое замыкание. В соответствии с общепринятыми обозначениями в числителе приведены подпитки трёхфазных, в знаменателе – однофазных токов КЗ.

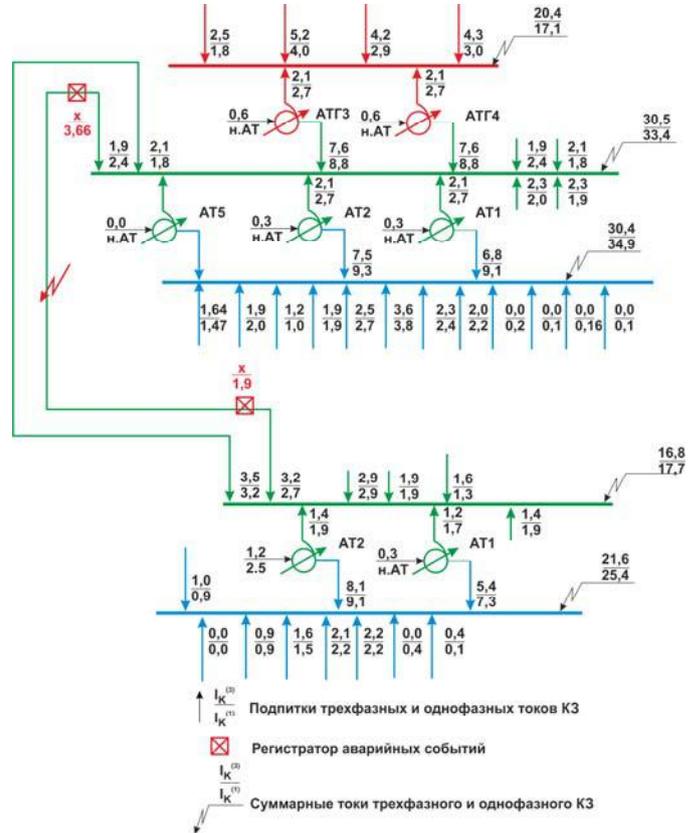


Рис. 4. Пример сравнения расчетного тока к.з. с фактическим

Таблица III. ПРИМЕР СРАВНЕНИЯ РАСЧЕТНОГО ТОКА К.З. С ФАКТИЧЕСКИМ

Диспетчерское наименование ВЛ	Со стороны ПС (ЭС)	Факт	Расчет
		$I_{кз}^{(1)}$, кА	$I_{кз}^{(1)}$, кА
НТГРЭС - Тагил II	НТГРЭС	1,90	2,70
	Тагил	3,66	2,40

При этом регистраторы аварийных событий (РАС), установленные в ОПУ РУ 220 кВ обеих ПС, фиксируют токи подпитки однофазного КЗ. Со стороны 220 кВ сверху зафиксирован ток 3,66 кА, со стороны ПС 220 кВ снизу зафиксирован ток подпитки 1,90 кА. Таким образом, суммарный фактический ток однофазного КЗ в месте повреждения составил 5,56 кА. В таблице 4 приведено аналитическое сравнение фактического тока с расчётным. Из таблицы видно, что разница по токам подпитки составила более 50%, но суммарный ток однофазного КЗ для факта и расчёта составили 5,56 и 5.10 кА соответственно, что является хорошим результатом. Аналогичным образом были исследованы и проанализированы все 155 случаев КЗ. При этом выполнена дальнейшая выборка по наиболее характерным случаям попаданий и отклонений токов КЗ (рисунок 5) [3].

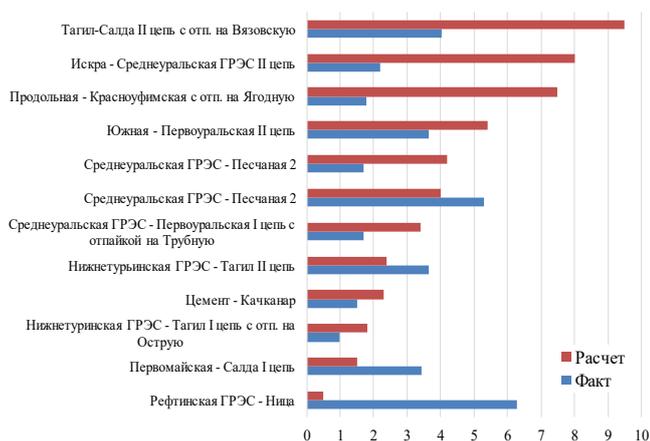


Рис. 5. Выборка показательных случаев токов к.з.

Из выборки наиболее характерных случаев видно, что имеют место 3 характерных ситуации: когда расчёт превышает факт, когда расчёт и факт примерно совпадают и когда факт превышает расчёт. В действующей методике по ГОСТ-52735-07 заложена погрешность расчёта 10%. Однако расчёт показал различную погрешность: от 20% до 500%. Особенно сильна разница между фактом и расчётом в малых токах подпитки КЗ, на уровне 1-2 кА. Выборка характерных случаев приведена в таблице 4.

Таблица IV. ВЫБОРКА ПОКАЗАТЕЛЬНЫХ СЛУЧАЕВ ТОКОВ К.З.

Наименование ВЛ	Со стороны ПС (ЭС)	Факт $I_{кз} (I)$, кА	Расчет $I_{кз} (I)$, кА
Рефтинская ГРЭС - Ница	РефтГРЭС	6,28	0,50
Первомайская - Салда I цепь	Первомайская	3,42	1,50
Нижнетуринская ГРЭС - Тагил I цепь	Тагил	0,99	1,80
Цемент - Качканар	Качканар	1,50	2,30
НТГРЭС - Тагил II цепь	Тагил	3,66	2,40
СуГРЭС - Первоуральская I цепь	Первоуральская	1,71	3,40
СуГРЭС - Песчаная 2	СУГРЭС	5,30	4,00
СуГРЭС - Песчаная 2	Песчаная	1,69	4,20
Южная - Первоуральская II цепь	Первоуральская	3,66	5,40
Продольная - Красноуфимская	Продольная	1,77	7,50
Искра - СуГРЭС II цепь	Искра	2,20	8,00
Тагил-Салда II цепь с отп. на Вязовскую	Вязовская	4,02	9,50

*НТГРЭС – Нижнетуринская ГРЭС

**СуГРЭС – Среднеуральская ГРЭС

Приведённые фактические токи подпитки КЗ находятся в диапазоне от 1,77 до 6,28 кА, что не превышает критический ток в 20 кА. Расчётные токи при этом находятся в диапазоне от 0,5 до 9,50 кА, что так же не превышает 20 кА [4], но разница диаметрально противоположная. Данные факты свидетельствуют о том, что реальная погрешность методики расчёта токов КЗ намного больше заложенной ГОСТом но в тоже время, оба результата и расчёт и факт не превышают критические, т.к. находятся на уровне 10 кА. С научно-методической точки зрения значительный интерес представляют токи КЗ на уровне 15-20 кА и интересует сравнение факта с расчётом. Однако пока таких токов КЗ в Свердловской энергосистеме с конца 2015 г. не зафиксировано, поэтому говорить об однозначно серьёзном завышении расчётных уровней токов КЗ над фактом, преждевременно. Вся экспериментальная выборка, состоящая из 155 случаев поделена на диапазон с шагом в 1 кА (рисунок 5 и таблица 6):

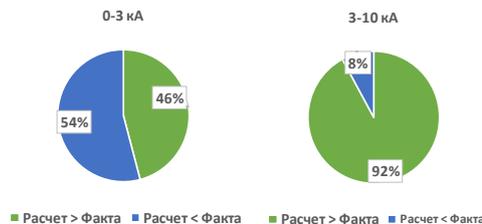


Рис. 6. Сравнительный анализ расчета и факта

Таблица V. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РАСЧЕТА И ФАКТА

Диапазон расчётного тока КЗ	Расчет > Факта		Расчет < Факта	
	Число случаев	Превышение над фактом,%	Число случаев	Превышение над фактом,%
0-1	-	-	3	-149,3
1-2	28	64,8	32	-70,8
2-3	17	46,0	18	-41,2
3-4	13	67,9	4	-34,9
4-5	10	94,6	2	-24,9
5-6	3	52,2	1	-47,8
6-7	-	-	-	-
7-8	2	156,6	-	-
8-9	5	109,4	-	-
9-10	2	109,7	-	-

По итогам обработки, вся выборка поделена на 2 диапазона. От 0 до 3кА и от 3 до 10 кА. При этом видно что фактические результаты при малых токах КЗ часто относительно совпадают с расчётом. Но по мере приближения к уровню в 10 кА наблюдается устойчивое статистическое завышение расчётного тока КЗ над фактическим. (90% случаев). При этом фактические токи значительно ниже, факт меньше расчёта на 100%.

В целом, по итогам обобщения статистики, фактические токи КЗ в 57% случаях меньше расчётных, причём по мере приближения к уровню 10 кА, фактический ток КЗ в 90% случаев меньше расчётного, расчётный ток КЗ завышен на 100%.

VI. ВЫВОДЫ

1. Фактические токи трёхфазного и однофазного токов КЗ в Свердловской энергосистеме в 2016 году на уровне 500-220 кВ не превышали 7 кА (меньше 20 кА) и не представляли опасности для коммутационного оборудования РУ ПС и ЭС энергосистемы региона;

2. При малых токах КЗ до 1 кА, методика даёт серьёзную погрешность в части токов подпитки до 500%. В части результирующего тока в точке КЗ действующая методика расчёта токов КЗ даёт нормальный результат. В части тока КЗ на уровне 10 кА методика даёт существенно завышенный результат тока КЗ;

3. Ввиду отсутствия фактических токов КЗ на уровне 15-20 кА выполнить анализ и дать чёткую оценку точности действующей методике расчёта токов КЗ не представляется возможным. После фиксации КЗ на уровне 15 кА и выше такая возможность появится.

Список литературы

- [1] Антипов К.М., Востросаблин А.А., Жуков В.В и др. О проблеме координации уровней токов короткого замыкания в энергосистемах. – Электрические станции, 2005, № 4.
- [2] Ерошенко С.А., Загидуллин М.Р., Сенюк М.Д., Кузнецов К.А. Инфографика уровней токов коротких замыканий для повышения качества решений по оперативному управлению и развитию энергосистемы региона // Сборник докладов VII Международной молодежной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи – 2016»
- [3] Коровин Ю.В., Пахомов Е.И., Горшков К.Е. Расчёт токов короткого замыкания в электрических системах: учебное пособие – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. – 114 с.
- [4] Крючков И.П., Старшинов В.А., Гусев Ю.П. Короткие замыкания и выбор электрооборудования: учебное пособие для вузов – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 568 с.

ОЦЕНКА НЕОБХОДИМОСТИ ТРАНСПОЗИЦИИ ЭКРАНОВ КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ 110 кВ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА

А.Н. Мельник, В.Е. Шмелёв

ФГБОУВО "Владимирский государственный университет имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых", Владимир, Россия
Владимирская область, г. Владимир, Россия

Аннотация: В связи с постоянным строительством новых жилых районов в городах все труднее удается найти место для прокладки воздушных линий. В условиях стесненной застройки все чаще приходится использовать кабельные линии высокого напряжения 110-500 кВ для передачи и распределения электроэнергии в черте города. В настоящее время все чаще используют кабели из сшитого полиэтилена. Для устранения электрического поля с поверхности кабеля, в действующей линии, необходимо использовать металлический экран. Заземление кабеля более чем в одной точке приводит к тому, что в экране кабеля возникают токи, сопоставимые с токами в жиле. В связи встает вопрос о транспозиции экранов кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Ключевые слова: Транспозиция, кабельные вставки, кабельные линии, линии электропередачи.

EVALUATION OF NECESSITY OF TRANSPOSITION OF SCREEN CIRCUITS OF 110 kV CABLE WITH ISOLATION FROM STICKED POLYETHYLENE

A.N. Melnik, V.E. Shmelev

Vladimir State University, Vladimir, Russian Federation
Vladimir Region, Vladimir, Russia

Abstract: Due to the constant construction of new residential areas in cities, it is increasingly difficult to find a place for laying air lines. In the conditions of cramped development, it is increasingly necessary to use 110-500 kV high voltage cable lines for transmission and distribution of electricity in the city. At the present time, cables made of cross-linked polyethylene are increasingly used. To eliminate the electric field from the cable surface, in the operating line, it is necessary to use a metal shield. Grounding the cable at more than one point leads to the appearance of currents in the cable screen that are comparable to the currents in the core. In connection, the question arises of the transposition of cable shields with XLPE insulation.

Key words: Transposition, cable inserts, cable lines, power lines.

I. ВВЕДЕНИЕ

В связи с тем, что кабельная линия используется на высоком классе напряжения 110 кВ необходимо применить кабель с металлическим экраном, чтобы подавить электрическое поле на поверхности кабеля. Для устранения или снижения напряжения на экране используется заземление экрана в одной или нескольких точках.

Выбор способа заземления экрана на линии влияет на:

- электрические потери в кабеле или в экране кабеля;
- величину напряжения в нормальном и аварийном режиме;
- на основные электрические параметры кабеля (активное и индуктивное сопротивление).

II. ОЦЕНКА НЕОБХОДИМОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТРАНСПОЗИЦИИ ЭКРАНОВ КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ 110 кВ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА

Экраны кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена выполнены из таких материалов как медь и алюминий.

Заземление кабельной линии более чем в одной точке приведет к тому, что токи в экранах кабеля будут сопоставимы с токами в жилах кабельной линии, что соответственно недопустимо для изоляции и экрана линии.

Для снижения токов в экранах кабельной линии, при прокладке трехфазной группы однофазных кабелей, может быть применена транспозиция экранов кабеля.

III. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПО ДВУХЦЕПНОЙ ВЛ 110 кВ С КАБЕЛЬНОЙ ВСТАВКОЙ С УЧЁТОМ ВЛИЯНИЯ ЭКРАНОВ

Моделирование продольных и поперечных адмиттансов и импедансов кабельной и воздушной линии производилось в программном комплексе COMSOL Multiphysics.

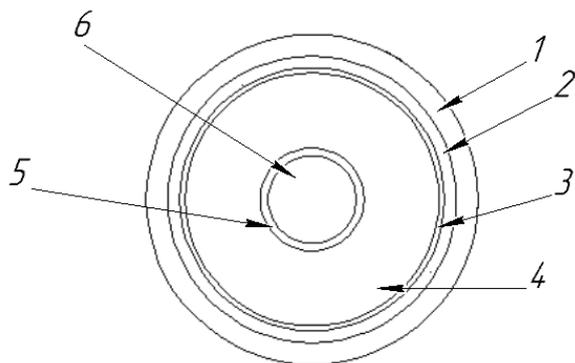
В программном комплексе были рассчитаны электромагнитные факторы, которые будут влиять на емкостные и динамические характеристики кабеля.

Смоделированы режимы передачи электроэнергии по двухцепной воздушной линии 110 кВ с кабельной

вставкой длиной 480 м с сечением 240/95. В COMSOL Multiphysics введена геометрия поперечного сечения двух цепей кабельной вставки с учётом реальных условий прокладки в земле.

В ходе моделирования в каждой зоне этого сечения введены значения и определяющие выражения конструктивных и электрофизических переменных.

Зоны одной фазы кабеля показаны на рисунке 1.



Зона 1 – наружная оболочка, защищающая от механических повреждений или от воздействий окружающей среды;

Зона 2 – экран из медных проволок, поверх проволок наложена спиральная лента;

Зона 3 – электропроводящий экран по изоляции;

Зона 4 – изоляция из сшитого полиэтилена;

Зона 5 – электропроводящий экран по жиле из электропроводящего сшитого полиэтилена;

Зона 6 – токопроводящая жила – круглая, многопроволочная, уплотненная медная жила.

В ходе моделирования были получены матрицы продольных и поперечных параметров. На основе этих

данных в программном комплексе MATLAB были промоделированы режимы передачи электрической энергии и режимы заземления экранов.

На основе моделирования нормального режима передачи электрической энергии авторы получили значение токов при одностороннем заземлении экранов и при двустороннем заземлении экранов кабельной линии с применением транспозиции экранов.

При одностороннем заземлении получены следующие значения токов:

В жилах кабельной линии токи равны 250А.

В экранах фаз ток равен ~1 А.

Но около заземлителя в начале кабельной вставки ток равен 176 А, что недопустимо для сечения экрана.

При двустороннем заземлении экранов кабельной линии с применением транспозиции экранов получили следующие значения токов:

В жилах кабельной линии токи равны 250А.

В экранах фаз ток равен ~2 А.

При коротком замыкании ток в экранах будет равен трети от тока в поврежденной жиле.

В результате моделирования установлено, что электромагнитные наводки в выведенной из работы одной из цепей кабельной вставки практически не зависят от транспонирования экранов.

IV. ВЫВОД

В ходе моделирования было выявлено, что при небольшой длине кабельной линии (480 м) самым оптимальным выбором системы заземления будет двустороннее заземление экранов с применением транспозиции экранов.

Список литературы

- [1] Дмитриев М.В., Евдокунин Г.А. Новости электротехники. Журнал. №2(44), 2007,- 45 с.
- [2] Лосев С.Б., Чернин А.Б. Вычисление электрических величин в несимметричных режимах электрических систем. -М.: Энергоатомиздат, 1983. - 528 с
- [3] А.В. Крюков, В.П. Закарюкин Моделирование электромагнитных влияний на смежные ЛЭП на основе расчета режимов энергосистемы в фазных координатах: монография.- Иркутск: Изд-во Иркут. гос. ун-та путей сообщения.-2009.- 120с.
- [4] www.comsol.com
- [5] Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 6947007-29.060.20.103-2011 Силовые кабели. Методика расчета устройств заземления экранов, защиты от перенапряжений изоляции силовых кабелей на напряжение 110 – 500 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена.
- [6] ПОТ Р М-016-2001 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.
- [7] Правила устройства электроустановок (ПУЭ) Утверждены приказом Минэнерго России от 08.07.2002 № 204 Издание седьмое.

Система оценки состояния воздушных линий электропередач

А.И. Хальясмаа¹, Я.В. Сандаков¹

¹ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого президента России Б.Н. Ельцина»
Екатеринбург, Россия

E-mail: lkhalyasmaa@mail.ru, yan.sandakov@yandex.ru

Аннотация

Состояние вопроса: На сегодняшний день, актуальность задачи оценки технического состояния воздушных линий электропередач определяется прежде всего их высоким износом и необходимостью технико-экономического обоснования формирования программ ремонтов и эксплуатации оборудования. Методы диагностики ВЛЭП продолжают активно развиваться, но нехватка комплексного подхода к получаемой информации о их состоянии, может привести к неточной оценке состояния оборудования, пропуску дефекта, и как следствие, к снижению эксплуатационных характеристик, надежности и авариям с отключением питания потребителей. Это обстоятельство требует разработки и внедрения нового математического и программного аппарата, способного выполнять комплексную оценку технического состояния воздушных линий электропередач и принимать решения о дальнейшей эксплуатации оборудования

Материалы и методы: При проведении исследования основными материалами являлись результаты диагностики технического состояния ВЛЭП, а также статистика по их отказам. При выполнении экспериментальной части методом исследования являлось математическое моделирование. В качестве инструмента моделирования применялось программное обеспечение MATLAB.

Результаты: Получено новое решение комплексной оценки состояния ВЛЭП с помощью методов искусственного интеллекта на базе любой доступной информации, а также создана методика формирования программы ремонтов ВЛЭП с учетом анализа их надежности

Выводы: Разработанная система может быть использована при количественной и качественной оценке технического состояния ВЛЭП на основе данных технической диагностики, составления технически и экономически обоснованных программ ремонтов, а также будет выполнять функции «консультанта» для обслуживающего персонала с целью эффективной и надежной эксплуатации оборудования.

Ключевые слова — Оценка состояния; нечеткая логика; воздушные линии электропередач, автоматизированная система.

Information and analytical system for the overhead power lines state assessment

A.I. Khalyasmaa¹, Y.V. Sandakov¹

¹Ural Federal University n. a. the first President of Russia B.N. Yeltsin
Yekaterinburg, Russia

E-mail: lkhalyasmaa@mail.ru, yan.sandakov@yandex.ru

Background: Nowadays, the urgency of the task technical state assessment of overhead power lines is primarily determined by their high wear and tear and the need for a feasibility study for the formation of programs for the repair and operation of equipment. The inspections methods of OPL continue to develop actively, but the lack of an integrated approach to the information obtained about their state can lead to an inaccurate technical state assessment of equipment, missing a defect, and as a result, a decrease in performance, reliability, and power outage. Due to this fact, it requires the development and implementation of a new mathematical and software tool capable of performing a comprehensive technical state assessment of overhead power lines and making decisions on the further equipment operation.

Materials and Methods: During the research, the main data were the results of the technical state inspections of the overhead power lines, as well as statistics on their failures. When performing the experimental part, the method of investigation was mathematical modeling. As a modeling tool, MATLAB software was used.

Results: A new solution to the complex assessment of the state of the OPL by means of artificial intelligence methods based on any available information has been obtained, and a methodology was created for the program formation for repairing OPL, taking into account the analysis of their reliability.

Conclusions: : The developed system can be used for the quantitative and qualitative technical state assessment of the overhead power lines based on the data of technical inspections, the preparation of technically and economically sound repair programs, and will also act as a "consultant" for the maintenance staff in order to efficiently and reliably operate the equipment.

Keywords — formatting; style; styling; insert (key words)

I. ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день большое количество воздушных линий электропередачи (ВЛЭП) эксплуатируются свыше 40-50 лет, что превышает нормативные сроки эксплуатации [1]. Ожидается, что к 2020 году около 88 % ВЛЭП выработают свой ресурс. Все выше сказанное неизбежно приводит и будет приводить к появлению дефектов и отказам в работе, отключению потребителей и финансовым потерям энергоснабжающих и электросетевых компаний. В следствие этого остро возникает проблема продления ресурса работы ВЛЭП, их безаварийной и надёжной работы. Для этого необходим тщательный контроль за техническим состоянием (ТС) всех элементов и узлов ВЛЭП: проводов и грозотросов, опор, фундаментов и изоляции, поскольку при надлежащем техническом контроле и своевременном обслуживании можно продлевать эксплуатационный ресурс существующих линий и не строить взамен них новые.

Необходимо отметить, что комплексный подход за ТС должен включать в себя не только саму оценку ТС, но и анализ важности конкретной линии в надёжной работе всей энергосистемы посредством оценки структурной надёжности. Предлагаемый подход может позволить гораздо эффективнее распределять ресурсы электросетевых компаний, что скажется, в том числе на экономической составляющей их работы.

II. МЕТОД ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ВЛЭП

Оценка технического состояния ВЛЭП и ее элементов основывается на сравнении выявленных дефектов и неисправностей ВЛЭП в целом и ее элементов с требованиями норм и допусками, приведенными в проектных материалах обследуемой ВЛЭП, в государственных стандартах, ПУЭ, СНиП, "Типовой инструкции по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35-800 кВ", технических условий и других нормативно-технических документах [2].

Необходимо понимать, что наличие дефекта не означает, что ВЛ находится в неудовлетворительном и неработоспособном состоянии. Основное условие, которое должно соблюдаться – это чтобы выявленные дефекты или повреждения не превышали допустимых значений [2].

Расчет комплексной качественной оценки технического состояния ВЛ основывается на основе коэффициентов дефектности элементов (КДЭ). Данный коэффициент рассчитывается для опор, фундаментов, проводов, тросов, изоляторов и арматуры.

$$КДЭ = \frac{n_0}{n_y} \cdot 100 \quad (1)$$

где n_0 - количество выявленных дефектных элементов на линии, n_y - общее количество установленных дефектов на линии. Для линии берется суммарная длина линии с выявленными дефектами и суммарная длина линии

Затем на основании этих оценок определяется коэффициент дефектности ВЛ (КДВЛ):

$$КДВЛ = 0,40 КДО + 0,10 КДФ + 0,30 КДП + 0,10 КДТ + 0,07 КДИ + 0,03 КДА \quad (2)$$

где 0,40; 0,10; 0,30; 0,10; 0,07 и 0,03 - весовые коэффициенты, отражающие соответственно влияние технического состояния опор, фундаментов, проводов, тросов, изоляторов и арматуры на стоимость ремонтных работ по замене всех дефектных элементов ВЛЭП 35-750 кВ исправными аналогичными элементами [2].

На основании значения коэффициента дефектности, рассматриваемой ВЛЭП, устанавливается комплексная качественная оценка ее технического состояния [2].

Таблица I. ЗНАЧЕНИЕ КДВЛ К ОЦЕНКЕ ТС

Значение коэффициента дефектности (КДВЛ)	Комплексная качественная оценка технического состояния ВЛ
0	Хорошее
Менее 30	Удовлетворительное
От 31 до 60	Неудовлетворительное
61 и выше	Непригодное

III. СТАТИСТИКА ОТКАЗОВ

В рамках представленной работы была проанализирована статистика отказов сетевой организации по аварийности ВЛЭП классом напряжения 110-500 кВ за 2014 год. Протяженность рассмотренных линий составила 16.6 тыс. км, что говорит о репрезентативности и достаточности предоставленной информации. На рисунке 1 представлен график распределения причин технических нарушений на ВЛЭП

Рис. 1. Причины отключений ЛЭП



Как видно из представленной диаграммы основной причиной отключения ВЛЭП является гроза. Это может свидетельствовать о неудовлетворительном состоянии грозотросов. Отметим, что их надёжная работа особенно критична в грозовой летний период.

Воздействие посторонних лиц и организаций, а также падение деревьев может свидетельствовать о неудовлетворительном состоянии трасс ВЛЭП.

Остальные отказы связаны непосредственно с наличием дефектов на ВЛЭП, которые необходимо выявлять в ходе диагностики и оценки ТС. Данные показатели говорят о необходимости разработки новых методов диагностики и последующего анализа этих данных.

Дальнейший анализ статистики по аварийности показывает, что интенсивность отказов ВЛЭП за 2014 год составляет 0,84 (1/год) на 100 км линии. При сравнении показателей интенсивностей со справочными данными из источников [3,4,5,6] можно сделать вывод, что существует некоторый разброс. Но при этом соблюдается порядок величины интенсивности.

Согласно приведенной статистике в ухудшенном техническом состоянии признаны 86% процентов ВЛЭП, что составляет 14,2 тыс.км, что еще раз свидетельствует о необходимости нового подхода к оценке технического состояния ВЛЭП.

IV. МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ВЛЭП

Методы диагностики на сегодняшний день подразделяются таким образом, чтобы определить дефект или группу дефектов с помощью одного метода диагностики можно только у одного узла или элемента ВЛЭП (опоры, фундаменты, провода, изоляция и др) [7].

A. Диагностика опор

Для определения состояния деревянных опор используются методики и оборудование описанное в [8, 9]

Для определения состояния ж/б опор необходимо измерение кривизны стойки опоры и определения состояния бетона [7, 9].

Одним из основных показателей ТС металлических опор является степень коррозионных потерь стальных элементов, что напрямую влияет на конструкционную прочность опоры. В основном для определения коррозионных потерь используются ультразвуковые толщинометры. [7, 9].

B. Фундаменты опор

Обследования фундаментов опор производится только для металлических опор. Обследования производится дорогим и сложным методом с выборочным вскрытием котлованов. Необходимо вскрывать раз в 6 лет 3 котлована на 100 км линии [7,10,11].

Поскольку представленный метод морально устарел был разработан сейсмоакустический метод с применением прибора КСА-2 [12]. Данный метод позволяет оценить состояние фундаментов без вскрытия котлованов, что существенно снижает затраты и экономит время.

C. Провода и грозотросы

В соответствии с [7] основным способом определения технического состояния проводов являются лабораторные испытания на растяжение до разрыва на относительно коротких образцах провода (троса) длиной около 0,5 м и на длинных образцах длиной не менее 10 м. Самым слабым местом в проводах являются контактные соединения (КС). Для определения ТС КС в соответствии с [9] используются измерения падения напряжения с болтовым КС с помощью измерительной штанги. Также в [9] рассмотрены способы и методики определения стрел провеса различными способами, такими как измерение габарита или стрелы провеса провода (троса)

приспособлением ПОВЭ, визированием с помощью двух реек, измерение стрел провеса теодолитом.

В последнее время активно развивается методика инфракрасной диагностики электрооборудования [13]. С помощью инфракрасной аппаратуры можно качественно оценить ТС и определить развитие дефектов в КС проводов в петлях анкерных опор, сварных и контактных соединениях, поддерживающие зажимы проводов гирлянд изоляторов, в изломе проводников и др. Преимущество данного метода заключается главным образом в быстром определении места дефекта на ВЛЭП без вывода из работы оборудования.

D. Изоляторы

Изоляторы подразделяются по материалу их изготовления: фарфор, полимер и стекло. Для полного обследования изоляторов для всех трех типов необходимы лабораторные испытания на остаточную механическую и электрическую прочность демонтированных с ВЛЭП гирлянд изоляторов [7]. Для фарфоровых изоляторов также необходимы испытания на измерения величины падения напряжения на изоляторах в гирлянде с помощью диэлектрической штанги. ТС полимерных изоляторов может быть оценено при их дистанционном обследовании на действующей линии с помощью тепловизоров, электронно-оптических приборов, а также путем фоторегистрации. Для стеклянных изоляторов необходимо провести визуальный осмотр с регистрацией числа осыпавшихся тарельчатых изоляторов в натяжных и поддерживающих гирляндах.

Также для регистрации поверхностных частичных разрядов (ПЧР) на внешней изоляции применяется электроно-оптические дефектоскопы: Филин-6, "CoronaScope", "CoroCam II", DayCor II™ [14].

V. СИСТЕМА ОЦЕНКИ ФУНКЦИОНАЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ ВЛЭП

Под оценкой функционального состояния ВЛЭП понимается, способность оборудования выполнять заданные функции, в том числе в соответствии с паспортными данными и нормативно-технической документацией (НТД).

В данной работе представлена методика оценки технического состояния ВЛЭП на основе нейро-нечеткого логического вывода, подробно описанного в [15] на основе принципа декомпозиции, где каждый крупный узел ВЛЭП оценивается на основе данных технической диагностики и испытаний, и после формируется обобщенная оценка линии.

В нейро-нечетком логическом выводе в данной работе использовался алгоритм Такаги-Сугено в качестве заключительного правила используется линейная функция от входных переменных

$$y_i(x) = p_{i0} + \sum_{j=1}^N p_{ij}x_j, \quad (3)$$

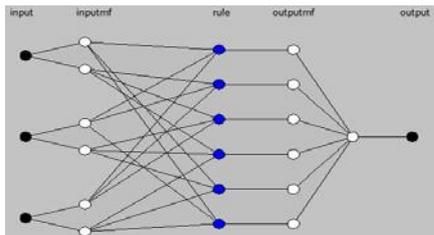
где N – количество параметров множества X ; $p_{i0}, p_{i1}, \dots, p_{iN}$ – параметры полинома Такаги-Сугено.

При выполнении экспериментальной части методом исследования являлось математическое моделирование. В

качестве инструмента моделирования применялось программное обеспечение MATLAB. В рамках расчетной части работы оценивалась ВЛЭП протяженностью 28 км напряжением 110 кВ. В Таблице 2 приведены основные узлы ВЛЭП и методы технической диагностики на основе которых формировалась обобщенная оценка ТС линии.

Для всех узлов Таблицы 2 формировалась своя структура нейро-нечеткого логического вывода, где каждый из узлов оценивался на основе данных технической диагностики каждого из его основных элементов. Структура нейро-нечеткого логического вывода для каждого из основных узлов представлена на Рисунке 2.

Рис. 2. Причины отключений ЛЭП



Обобщенная ОТС оборудования рассчитывается на основе средневзвешенной балльной оценки. Для учета интенсивности проявления тех или иных свойств объектов электрической сети предложено использование шкалы Саати {0;1;3;5;7}. Балл 0 соответствует отсутствию какой-либо значимости характеристики объекта исследования, 1 – очень слабой значимости, 3 – слабой значимости, 5 – более или менее существенной значимости, 7 – сильной значимости оценки.

Таблица II. РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ВЛЭП

№	Узел ВЛЭП	Данные	Оценка состояния	Балл
1	Изоляция	Тепловизионная диагностика	0,83	3
		Электронно-оптический контроль	0	1
2	Опоры	Оценка механических характеристик бетона	0	1
		Визуально-оптический и измерительный контроль ВЛ	0	1
3	Проводник	Визуально-оптический и измерительный контроль ВЛ	0,79	5
		Тепловизионная диагностика	0	0
4	Фундамент	Визуально-оптический и измерительный контроль ВЛ	0,3	3
Оценка состояния ВЛЭП			0,457	
Количественная характеристика решения:			0,706	

Согласно методике, представленной в [15], в результате полученных расчетов состояние ВЛЭП можно характеризовать как неисправное, но работоспособное состояние с вероятностью 85,3%, и как предельное состояние с вероятностью 14,7%..

Представленная в данной работе методика может служить альтернативой существующей методике оценки технического состояния ВЛЭП и использоваться в задаче управления производственными активами электросетевых предприятий.

VI. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Необходимость разработки новых подходов к оценке технического состояния ВЛЭП определяется прежде всего их высокой степенью износа, большим объемом и неоднозначностью диагностической информации необходимостью технико-экономического обоснования формирования программ ремонтов и эксплуатации оборудования

Предложенное в настоящей работе подход основан на использовании нейро-нечеткого логического вывода, что позволит повысить точность идентификации технического состояния ВЛЭП и, следовательно, повысить качество и надежность электроснабжения, а также снизить затраты электросетевого предприятия

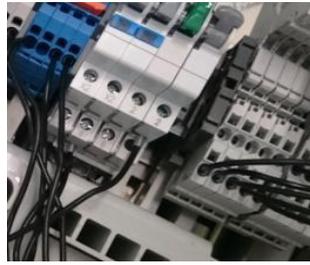
Список литературы

- [1] Оценка технического состояния воздушных линий электропередач методом магнитной дефектоскопии / В.Ю Волоховский [и др.] // энергия единой сети. – 2016. – № 1(42). – С. 42-51.
- [2] Методические указания по оценке технического состояния воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ и их элементов / А.А. Демин [и др.]. Москва : СПО ОРГРЭС, 1996. – 36 с.
- [3] Розанов М. Н. Надежность электроэнергетических систем / М. Н. Розанов. М. : Энергоатомиздат, 1984. – 200 с.
- [4] Надежность систем энергетики и их оборудования. Справочник. В 4 т. Т 2: Надежность электроэнергетических систем / Под общ. редакцией Ю. Н. Руденко. М. : Энергоатомиздат, 2000. – 568 с.
- [5] Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред Д. Л. Файбисовича. – Изд. 3-е, перераб. и доп. – М.: НЦ ЭНАС 2009 392 с.
- [6] Китушин В. Г. Надежность энергетических систем. Теоретические основы : учеб. пособ. / В. Г. Китушин. Новосибирск : НГТУ, 2003. – 568 с.
- [7] СТО 56947007-29.240.55.111-2011. Методические указания по оценке технического состояния вл и остаточного ресурса компонентов вл (стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС»).
- [8] РД 34.21.361 (СО 153-34.21.361). Инструкция по определению степени загнивания древесины опор ВЛ прибором типа ПД-1 конструкции ЦВЛ Мосэнерго. Введ. 1969-11-14. – Москва : ЦВЛ Мосэнерго; Москва : Специализированный центр научно-технической информации, 1970. – 21 с
- [9] Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования. Раздел 11. Методы контроля состояния воздушных линий электропередачи. – М.: Служба передового опыта ОРГРЭС, 1998.
- [10] Объем и нормы испытаний электрооборудования / Под общ. ред. Б.А. Алексеева, Ф.Л. Когана, Л.Г. Мамиконянца. - 6-е изд., с изм. и доп. – Москва : НЦ ЭНАС, 2004.
- [11] СТО 56947007- 29.240.01.053-2010. Методические указания по проведению периодического технического освидетельствования воздушных линий электропередачи ЕНЭС (стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС»).
- [12] СТО 56947007-29.120.95.017-2009. Методика диагностики состояния фундаментов опор ВЛ методом неразрушающего контроля (стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС»).
- [13] РД 153-34.0-20.363-99. Методики инфракрасной диагностики электрооборудования и вл – М.: Служба передового опыта ОРГРЭС, 1999.
- [14] СТО 56947007-29.240.003-2008. Методические указания по дистанционному оптическому контролю изоляции воздушных линий электропередачи и распределительных устройств переменного тока напряжением 35 – 1150 кв (стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС»).
- [15] Khalyasmaa A.I., Dmitriev S.A. Expert system for engineering assets' management of utility companies // Proceedings 10th edition of the IEEE International Symposium on Diagnostics for Electric Machines, Power Electronics and Drives – 2015 – P. 421-427.

Секция № 3

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ

- Релейная защита
- Вопросы эксплуатации и технического обслуживания устройств РЗА
- Сетевая автоматика
- Регистрация аварийных событий и процессов
- Стандарт МЭК 61850, цифровая подстанция



Section № 3

RELAY PROTECTION AND AUTOMATIC CONTROL

- Relay protection
- Exploitation issues of relaying and automation devices
- Power grid automation
- Recording of emergency events and processes
- IEC 61850, digital substation

Методика оценки влияния вариаций геомагнитного поля на работу микропроцессорных релейных защит

А.С. Верзилова, А.Е. Воевода, Е.В. Платонова

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
Абакан, Россия
E-mail: eplatonova@yandex.ru

Аннотация — Геоиндуцированные токи, возникающие в протяженных высоковольтных линиях электропередач во время магнитных бурь, создают электромагнитные помехи, вызывающие неправильное срабатывание современных микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики. Величины геоиндуцированных токов определяются интенсивностью силовых и угловых компонентов геомагнитного поля и скоростью их изменения, которая должна иметь высокое значение на продолжительном интервале времени. Для определения скорости изменения силовых и угловых компонентов геомагнитного поля предложен метод численного дифференцирования таблично-заданной функции путем построения интерполяционного многочлена Лагранжа второго порядка. Выполнен анализ влияния вариаций геомагнитного поля на работу микропроцессорных релейных защит на объектах энергосистемы Республики Хакасия. Определены временные и амплитудные интервалы скорости изменения силовых и угловых компонентов геомагнитного поля, при которых имеет место неправильное срабатывание микропроцессорных релейных защит. Предложена методика оценки влияния вариаций геомагнитного поля на работу микропроцессорных релейных защит с целью прогнозирования технологических нарушений на объектах энергосистемы.

Ключевые слова — вариации геомагнитного поля; микропроцессорные релейные защиты; технологические нарушения в энергосистеме; численное дифференцирование таблично-заданной функции.

The methods of evaluating the impact of geomagnetic field variations on work of microprocessor-based relay protection

A.S. Verzilova, A.E. Voevoda, E.V. Platonova

Khakass Technical Institute – branch of Siberian Federal University
Abakan, Russian Federation
E-mail: eplatonova@yandex.ru

Abstract — Earth-induced currents, that occur in extended high-voltage power lines during magnetic storms, create electromagnetic interference, that may cause improper operation of modern microprocessor-based devices of relay protection and automation. Value earth-induced currents are determined by the intensity of components of the geomagnetic field and velocity, which should have a high value for a long interval of time. To determine the rate of change of components of the geomagnetic field proposed a method of numerical differentiation of the table-given function by using an interpolation second-order polynomial Lagrange. Substantiates We performed analysis of the influence of geomagnetic field variations on work of microprocessor-based relay protection installed on the power plants and substations in the Khakassia power system. Also identified time and amplitude intervals the rate of change of components of the geomagnetic field, in which there is an improper operation of microprocessor-based relay protection. The proposed method of evaluation of the influence of geomagnetic field variations on work of microprocessor-based relay protection with the purpose of forecasting technological violations in the power system.

Keywords — variations of the geomagnetic field; microprocessor-based relay protection; technological disturbances in the power system; numerical differentiation table-given function.

I. ВВЕДЕНИЕ

Исследования, выполненные учеными в последние годы, позволяют утверждать, что оборудование электроэнергетических систем подвержено негативному влиянию геоиндуцированных токов, причиной которых

являются геомагнитные возмущения и бури [1]. Геоиндуцированные токи, обусловленные высокой солнечной активностью, достигают значений, соизмеримых с рабочими токами, протекающими в ветвях электроэнергетических систем, и могут вызвать небезопасные перенапряжения и ухудшение

электромагнитной обстановки [2]. Электромагнитные помехи влияют на работу устройств релейной защиты и автоматики, устройств высокочастотной связи, систем телеуправления и т.д., особенно современных микропроцессорных, что может вызвать их неправильное срабатывание [3,4,5]. Понимание процессов, вызванных геомагнитным воздействием, и их прогнозирование позволит предупреждать технологические нарушения в электроэнергетических системах, обусловленные неправильными срабатываниями чувствительного к электромагнитным воздействиям оборудования.

II. ОБЪЕКТ И МЕТОД АНАЛИЗА

A. Структура технологических нарушений в энергосистеме Республики Хакасия

Был проведен анализ случаев неправильного срабатывания микропроцессорных устройств релейной защиты, установленных на объектах энергосистемы Республики Хакасия за период с 2013 по 2016 годы с использованием информации, предоставленной филиалом ОАО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Хакасия». За рассматриваемый период доля аварийных отключений вследствие неправильных действий микропроцессорных устройств релейной защиты составила: в 2013 году – 2,11% (5 отключений), в 2014 году – 3,97% (7 отключений), в 2015 году – 8,56% (19 отключений) и в 2016 году – 7% (14 отключений). Существенный рост числа таких отключений объясняется заменой на подстанциях старых типов релейных защит современными микропроцессорными, которые чувствительны к электромагнитным помехам, поступающим по цепям оперативного тока, вторичным цепям напряжения от трансформаторов тока чувствительным к вариациям геомагнитного поля.

Все аварийные отключения, обусловленные неправильными действиями микропроцессорных релейных защит, имели место при благоприятных погодных условиях и при отсутствии других очевидных причин. Среди ряда факторов, которые могли бы оказать влияние на надежность работы устройств релейной защиты, было выбрано влияние геомагнитных воздействий, обусловленных вариациями геомагнитного поля.

B. Анализ вариаций компонентов геомагнитного поля

Вариации геомагнитного поля делятся на периодические (вековые, годовые, суточные) и непериодические (импульсные вариации и бури). Неправильные срабатывания устройств релейной защиты и автоматики вызываются именно магнитными бурями, которые возникают спорадически и проходят по всей земной поверхности либо одновременно, либо с запаздыванием до нескольких часов. Продолжительность магнитных бурь колеблется от нескольких часов до нескольких суток, а их интенсивность достигает несколько тысяч нТл [6].

Для составления и анализа магнитограмм были использованы основные компоненты геомагнитного поля: H (горизонтальная составляющая напряженности), D (магнитное склонение) и Z (вертикальная составляющая напряженности), представленные сайтом

ФГБУН «Институт земного магнетизма, ионосферы и распространения радиоволн им. Н.В. Пушкова» Российской академии наук, зафиксированные Московской обсерваторией [7]. Компоненты X и Y (горизонтальные составляющие вектора H и полный вектор напряженности H_t) были получены расчетным путем по известным величинам H , D , Z .

Колебания компонентов H , Z и D в течение года были сопоставлены с эталонными амплитудными границами характеристик геомагнитных бурь в соответствии с принятой в [6] классификацией. На основании анализа суммарной продолжительности геомагнитных бурь можно сделать вывод, что больше половины года планета Земля существует под воздействием геомагнитных бурь с высокой амплитудой изменения их характеристик, поэтому само по себе увеличение амплитуд компонентов геомагнитного поля не является основной причиной неправильного срабатывания устройств микропроцессорных релейных защит.

Нами было высказано предположение о том, что одной из причин неправильного срабатывания микропроцессорных релейных защит является резкое изменение компонентов геомагнитного поля.

C. Дифференцирование таблично-заданных функций

На основании закона Био-Савара-Лапласа напряженность является количественной характеристикой магнитного (a в нашем случае геомагнитного) поля и связана интегральной функцией с индуцированным (a в нашем случае геоиндуцированным) током в проводнике и пространственной ориентацией этого проводника (в нашем случае по отношению к поверхности Земли). Следовательно, в качестве обратной зависимости можно представить геоиндуцированный ток в проводнике дифференциальной функцией напряженности геомагнитного поля. С целью проверки высказанного предположения была определена и проанализирована скорость изменения (первая производная по времени) всех компонентов геомагнитного поля: dH/dt , dX/dt , dY/dt , dZ/dt , dD/dt и dH_t/dt .

Численное дифференцирование компонентов геомагнитного поля, заданных в табличной форме, производилось на основе построения по узловым (табличным) точкам интерполяционного многочлена Лагранжа. Многочлен строился по трем точкам. Производная для сравнения определялась тремя способами: по правым, центральным и левым разностям с использованием формул с постоянным шагом табулирования. Сравнение производных, вычисленных разными способами, показало, что наиболее точный результат получается по приближенным формулам дифференцирования центральных разностей.

За рассматриваемый период с 2013 года по 2016 год нами было выполнено численное дифференцирование всех компонентов геомагнитного поля. Шаг табулирования h варьировался в интервале от 5 до 30 минут с целью подбора его наилучшего значения. Сравнение полученных результатов показало, что как при малом, так и при большом шаге табулирования скорость изменения компонентов геомагнитного поля характеризуется множеством частых, но кратковременных

(продолжительностью не более 1 минуты) «всплесков». При этом отсутствуют явно выраженные экстремумы, которые совпадали бы по времени с неправильными срабатываниями устройств микропроцессорной релейной защиты. Продолжительные и явно выраженные экстремумы были получены при задании шага табулирования h на интервале от 10 до 15 минут. Например, при дифференцировании с шагом 10 минут все случаи неправильного срабатывания устройств микропроцессорной релейной защиты совпали с интенсивным и продолжительным нарастанием (или снижением) скорости изменения компонентов геомагнитного поля.

III. АНАЛИЗ НЕПРАВИЛЬНОГО СРАБАТЫВАНИЯ РЕЛЕЙНЫХ ЗАЩИТ ПРИ ВАРИАЦИЯХ ГЕОМАГНИТНОГО ПОЛЯ

A. Условия неправильного срабатывания релейных защит

По результатам численного дифференцирования с шагом табулирования $h = 10$ минут были сформулированы три условия, одновременное выполнение которых совпадает с неправильными срабатываниями устройств релейной защиты и автоматики:

1. Неправильные срабатывания микропроцессорных релейных защит происходят при значительном увеличении амплитуд одной или нескольких компонентов геомагнитного поля до значений, соответствующих их эталонным значениям при больших геомагнитных бурях в соответствии с [6].

2. Функция скорости изменения одной или нескольких компонентов геомагнитного поля (как скорость нарастания, так и скорость снижения) в период, предшествующий срабатыванию защиты, должна иметь экстремумы, которые превышают критическое значение функции на продолжительном интервале.

3. Суммарная продолжительность экстремумов скорости изменения дифференцируемой компоненты геомагнитного поля должна быть не меньше принятого шага табулирования (в нашем случае 10 минут).

Пример выполнения условий неправильного срабатывания микропроцессорной релейной защиты представлен на рисунке 1.

Неправильное срабатывание микропроцессорной релейной защиты объекта произошло в 06 часов 21 минуту 28.11.2013 года. В это время по данным [7] была отмечена умеренная геомагнитная буря, характеризующаяся превышением компонентой Z эталонной для этого типа бурь величины 91 нТл. На рисунке 1 можно выделить три продолжительных, следующих друг за другом экстремума функции dZ/dt на интервале от 05 часов 35 минут до 06 часов 16 минут, которые превышали средневзвешенное значение функции 2,5 – 4,5 раза и имели продолжительность от 7 до 13 минут. Наибольшая скорость изменения компоненты Z была рассчитана в период с 05 часов 58 минут до 06 часов 16 минут, т.е. за три минуты до неправильного срабатывания защиты.

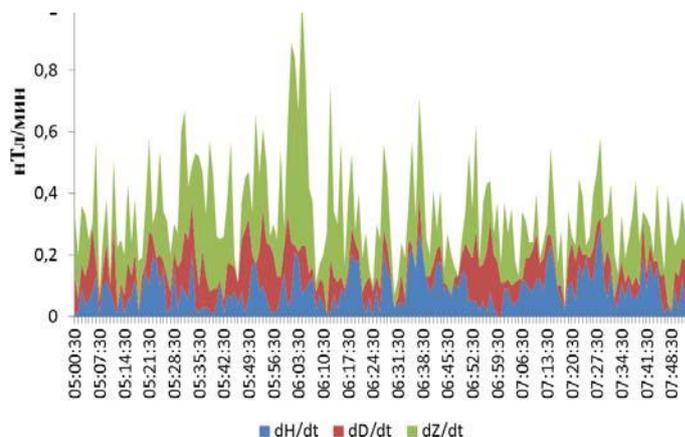


Рис. 1. Расчетные значения скорости изменения компонентов геомагнитного поля от 28.11.2013 г.

B. Плотность графика вариаций компоненты геомагнитного поля

Ввиду того, что условия 1, 2 и 3 были сформулированы как результат числового эксперимента и представлены в графическом виде, они дают лишь качественную зависимость между вариациями геомагнитного поля и неправильными срабатываниями релейной защиты. Для формирования аналитической зависимости, которая в своей дальнейшей разработке и развитии могла бы быть использована при прогнозировании неправильной работы релейной защиты, введем понятие плотности графика вариаций компоненты геомагнитного поля β .

Обозначим символом N любую заданную таблично компоненту геомагнитного поля. Тогда функция $F(t) = dN(t)/dt$ – это скорость изменения рассматриваемой компоненты N , которая таблично представлена конечным множеством значений, каждое из которых соответствует конкретному моменту времени t . Из рассматриваемого множества выделим значения функции F_{\max} , которые выше критического значения функции $F_{\text{критич}}$ на интервале времени больше или равном шагу табулирования. Для этого интервала времени определим средневзвешенное в пределах принятого шага табулирования значение скорости $F_{\text{ср.взв}}$.

Плотность графика вариаций компоненты геомагнитного поля будет иметь вид

$$\beta = \frac{F_{\text{ср.взв}}}{F_{\max}} \quad (1)$$

Плотность графика вариаций компоненты геомагнитного поля лежит в пределах $0 \leq \beta \leq 1$ и оценивает продолжительность экстремума функции скорости вариаций рассматриваемой компоненты геомагнитного поля.

Таким образом, выражение (1) объединяет приведенные выше условия 2 и 3, которые характеризуют скорость изменения компонентов геомагнитного поля.

При $\beta \rightarrow 1$ и значительном увеличении амплитуды хотя бы одной компоненты геомагнитного поля

(обязательно одновременное выполнение условия 1, т.е. значения компонентов геомагнитного поля должны соответствовать магнитной буре) возможна неправильная работа микропроцессорных релейных защит. При стремлении $\beta \rightarrow 0$ неправильная работа микропроцессорных релейных защит маловероятна.

Средневзвешенное значение функции, заданной таблично, можно определить на интервале времени $T = h$ следующим образом:

$$F_{\text{ср.взв}} = \frac{\sum_{i=1}^k F_i(t)}{h}, \quad (2)$$

где $F_i(t)$ - дискретные значения (k значений в пределах шага табулирования h) функции, заданной таблично.

Тогда выражение (1) на шаге табулирования h примет вид:

$$\beta = \frac{\sum_{i=1}^k F_i(t)}{h F_{\text{макс}}} \quad (3)$$

Применительно к графику скорости изменения компонентов геомагнитного поля, приведенному на рисунке 1, выражение (3) для графика вариаций компоненты геомагнитного поля Z на интервале от 05 часов 35 минут до 06 часов 16 минут дает величину плотности вариаций $\beta = 0,776$.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Авторами работы предпринята попытка связать неправильные срабатывания микропроцессорных релейных защит с вариациями геомагнитного поля.

Предложенная методика оценки влияния вариаций геомагнитного поля на работу микропроцессорных релейных защит основывается на определении интенсивности и продолжительности вариаций геомагнитного поля в период магнитных бурь.

Методика может быть положена в основу математических моделей и методов прогнозирования влияния геомагнитных вариаций на надежность работы устройств микропроцессорных релейных защит. Предполагаемый метод прогнозирования представлен на

рисунке 2. Такое прогнозирование позволит предотвратить развитие тяжелых аварий и функциональных нарушений в электроэнергетических системах при ожидаемых всплесках геомагнитного поля.

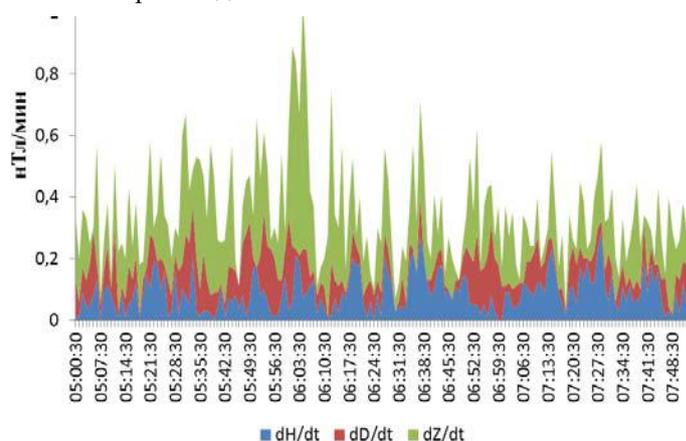


Рис. 2. Расчетные значения скорости изменения компонентов геомагнитного поля от 28.11.2013 г.

Список литературы

- [1] Авакян С.В. Влияние магнитных бурь на аварийность систем электроэнергетики, автоматики и связи [Текст]/ Воронин Н.А., Дубаренко К.А. // Научно-технические ведомости СПбГПУ. - 2012. - № 154-2. - С. 253-266.
- [2] Водяников, В.В. Наведенные токи в линиях электропередач по данным геомагнитных вариаций / В.В. Водяников, Г.И. Гордиенко, С.А. Нечаев, О.И. Соколова, С.О. Хомутов, А.Ф. Яковец // Геомагнетизм и аэронавигация. 2006. – Т.46, №6. – С. 853-858.
- [3] Гуревич В.И. Проблема электромагнитного воздействия на микропроцессорные устройства релейной защиты. Часть 1. [Текст] // Компоненты и технологии. – 2010. - №2. – С. 80-81.
- [4] Гуревич В.И. Проблема электромагнитного воздействия на микропроцессорные устройства релейной защиты. Часть 2. [Текст] // Компоненты и технологии. – 2010. - №3. – С. 91-93.
- [5] Гуревич В.И. Проблема электромагнитного воздействия на микропроцессорные устройства релейной защиты. Часть 3. [Текст] // Компоненты и технологии. – 2010. - №4. – С. 91-96.
- [6] Данные по составляющим магнитного поля Земли [Электронный ресурс] // Институт земного магнетизма, ионосфера и распространения радиоволн им. Н. В. Пушкова – Режим доступа: <http://www.izmiran.ru/magnetism/lmki/magdata/magdata>.
- [7] Мировая сеть одноминутных геомагнитных данных [Электронный ресурс] // Институт земного магнетизма, ионосфера и распространения радиоволн им. Н. В. Пушкова – Режим доступа: http://serv.izmiran.ru/webff/magdb_all.html.

Использование активной составляющей тока для обеспечения работы защиты от замыканий на землю в компенсированных сетях с учетом влияния угловых погрешностей трансформаторов тока

В.В. Гречушников¹, С.Н. Пашковский²,

¹ ФГАОУВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», Томск, Россия

² ООО НПФ «ЭКРА», Чебоксары, Россия

E-mail: Lyynx007@mail.ru

Аннотация — Одним из условий, при котором возможно массовое оснащение сетей 6-10 кВ защитой от замыкания на землю является выполнение требований по простоте монтажа и эксплуатации. Предложен вариант выполнения защиты от замыканий на землю в электрических сетях с компенсацией ёмкостного тока, при использовании которого может быть установлен одинаковый ток срабатывания на всех линиях и не требуется определённая фазировка цепей тока и напряжения нулевой последовательности, подводимых к защите.

Ключевые слова: Замыкание на землю, активная составляющая тока, компенсация ёмкостного тока.

Active current for line-to-ground fault protection in resonant grounded systems using at list phase angle error of zero-phase sequence current transformers

V.V. Grechushnikov¹ S.N. Pashkovskiy²

¹ «National research Tomsk polytechnic university», Tomsk, Russia

² Ltd RPE «EKRA», Cheboksary, Russia

E-mail: Lyynx007@mail.ru

Abstract — There are two basic requirements for earth fault protection if we want to install such equipment in all 6-10 kV networks. This requirements are ease of installation and operation. The variant of implementation of protection against earth faults in electric networks with compensation of the capacitive fault current is proposed. When this method used the same tripping current on all lines can be set. Also a definite phasing of the current and voltage circuits of the zero sequence is not required.

Key words: line-to-ground fault, active current, capacitance current compensation.

1. ВВЕДЕНИЕ

Среди различных видов релейной защиты, защита от однофазных замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ, особенно в сетях с компенсацией ёмкостного тока, выделяется тем, что, известно много различных предложений и соответствующих устройств для её выполнения [1, 2, 3, 4, 5]. В то же время очень большое количество электрических сетей 6-10 кВ такой защитой не оснащены. По нашему мнению, это объясняется тем, что существующие устройства защиты не в полной мере соответствуют особенностям энергообъектов, для которых они предназначены. Во-первых, защита от замыканий на землю является массовой и требуется большое количество соответствующих устройств, во-вторых, категория объектов, для которых эта защита предназначена, такова, что навряд-ли можно рассчитывать, что во всех случаях монтаж и её последующая эксплуатация будут осуществляться высококвалифицированным персоналом. Поэтому, массовое применение и, наконец, достаточное

оснащение сетей 6-10 кВ данной защитой может состояться, если наряду с очевидными требованиями по чувствительности и селективности при устойчивых и дуговых перемежающихся замыканиях защита от однофазных замыканий на землю будет удовлетворять следующим требованиям:

1. При монтаже и наладке устройства защиты не должна требоваться определённая взаимная фазировка цепей тока и напряжения нулевой последовательности;
2. Не должна требоваться индивидуальная настройка в зависимости от параметров каждой защищаемой линии сети (учет собственного ёмкостного тока защищаемой линии);
3. В зависимости от конкретных условий эксплуатации, в устройстве защиты должна быть предусмотрена возможность перевода действия защиты на сигнал или отключение. Кроме этого, устройство защиты должно обладать свойством повторности действия при

отключении и повторном включении фидера с однофазным замыканием.

4. Работоспособность защиты не должна нарушаться при временном объединении гальванически не связанных в нормальном режиме участков электрической сети и от размещения дугогасящих реакторов (ДГР) по подстанциям.
5. Селективность и чувствительность защиты должны обеспечиваться при доле ёмкостного тока отдельной линии по отношению к суммарному току до 50 %.

Таким образом, еще раз подчеркнем, что простота монтажа и эксплуатации являются важнейшими требованиями, выполнение которых позволит использовать защиту в массовом порядке.

Для выполнения защиты, удовлетворяющей перечисленным требованиям, безусловно можно и следует использовать предложения и большой опыт многих специалистов в области защит от замыканий на землю в сетях 6-10 кВ.

Еще одной причиной, которая препятствует созданию устройства защиты, удовлетворяющего требованиям по достаточной простоте эксплуатации, является отсутствие нормативных требований к характеристикам трансформаторов тока нулевой последовательности (ТТНП). В настоящее время наибольшее распространение получили кабельные ТТНП с витковым коэффициентом трансформации равным 25. Малый коэффициент трансформации, в свое время, был принят для обеспечения условия передачи во вторичную цепь максимально возможной мощности, достаточной для срабатывания электромагнитного реле. Однако при таком малом коэффициенте трансформации токовая и угловая погрешности ТТНП, даже при весьма малом сопротивлении вторичной цепи, достигают больших значений.

В настоящее время выпускаются, в том числе и российскими производителями, ТТНП с большим витковым коэффициентом трансформации (например, 100/1 или 470/1). К сожалению и эти ТТНП не сопровождаются данными о гарантированных токовых и угловых погрешностях в зависимости от сопротивления вторичных цепей.

В данной статье предлагается вариант выполнения защиты, удовлетворяющей указанным выше требованиям по простоте монтажа и эксплуатации, применительно к сетям с компенсацией ёмкостного тока, как к наиболее распространённому виду сетей 6-10 кВ. Одновременно с этим приведено обоснование максимально допустимых погрешностей ТТНП, при которых возможно выполнение такой защиты.

Как известно, в сетях с компенсацией ёмкостного тока имеют место проблемы обеспечения функционирования защиты, как при устойчивых, так и при дуговых перемежающихся замыканиях. Поэтому алгоритм обработки электрических величин при устойчивых замыканиях, должен быть совместим с условиями правильной работы защиты при дуговых перемежающихся замыканиях.

II. ОСНОВЫ ПРЕДЛАГАЕМОГО МЕТОДА ЗАЩИТЫ

Для обеспечения функционирования защиты при устойчивых замыканиях предлагается использовать некоторое увеличение активной составляющей тока за счет включения резисторов параллельно ДГР. Такое решение широко используется в зарубежной практике. Так как дополнительный активный ток приводит к ухудшению условий гашения заземляющей дуги, то в данном случае принимается, что дополнительная активная составляющая тока, обусловленная подключением резисторов, не должна превышать 10 % от суммарного ёмкостного тока сети. Ограничение дополнительного активного тока важно также и потому, что стоимость аппаратуры для увеличения активной составляющей тока, очевидно, тем меньше, чем меньшим принят дополнительно накладываемый на сеть активный ток.

При устойчивом замыкании ток нулевой последовательности, протекающий в месте установки защиты при замыкании на защищаемой линии и внешнем замыкании соответственно равны:

$$\dot{I}_H = I_{C\Sigma} \left[(I_{A^*} + d_L + (1 - K_n) \cdot d_c) + j(\nu - K_n) \right],$$

$$\dot{I}_H = I_{C\Sigma} K_n (d_c - j),$$

где $I_{A^*} = \frac{I_a}{\omega_H C_\Sigma}$; $d_c = \frac{g_c}{\omega_H C_\Sigma}$; $d_L = \frac{g_L}{\omega_H C_\Sigma}$;

$\nu = 1 - \frac{1}{\omega_H^2 L_{ДГР} C_\Sigma}$ - коэффициент расстройки компенсации;

C_Σ, g_c - суммарные ёмкость и активная проводимость фаз сети относительно земли;

$g_L, L_{ДГР}$ - проводимость, учитывающая потери и эквивалентная индуктивность дугогасящих реакторов;

I_a - ток дополнительного заземляющего резистора.

Естественно, что на работу защиты будут оказывать влияние токовая и угловая погрешности ТТНП. Если в схеме замещения ТТНП принять сопротивление ветви намагничивания чисто индуктивным, а сопротивление нагрузки чисто активным, то токовая и угловая погрешности однозначно определяются отношением сопротивления нагрузки к сопротивлению ветви намагничивания в соответствии со следующими соотношениями:

$$\Delta I = 1 - \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{R_H}{x_\mu}\right)^2 + 1}}, \quad \Delta \Psi = \arctg\left(\frac{R_H}{x_\mu}\right),$$

где $\Delta I, \Delta \Psi$ - токовая и угловая погрешности ТТНП;

R_H - сопротивление вторичной цепи ТТНП;

x_μ - сопротивление ветви намагничивания ТТНП.

Важно отметить, что даже при сравнительно малой токовой погрешности, угловая погрешность может достигать больших значений. Например, при погрешности

по току 6 %, угловая погрешность достигает значения 20 градусов.

Самым простым способом использования повышенной активной составляющей, является реагирование на абсолютную величину тока, так как в этом случае на работу защиты не будет оказывать влияние угловая погрешность. При коэффициентах чувствительности и отстройки 1,25, и активном токе $I_{A^*} = 0,1$ селективная работа защиты обеспечивается при токе срабатывания на всех линиях равном 0,12 от суммарного емкостного тока, если собственный емкостный ток отдельной линии не превышает 0,13 от суммарного емкостного тока.

Практически, собственный емкостный ток отдельной линии может быть значительно больше, поэтому далее рассматривается выполнение защиты, реагирующей на абсолютную величину активной составляющей тока. Измеренное значение абсолютного значения активной составляющей тока при замыкании на защищаемой линии и внешнем замыкании с учетом погрешностей ТТНП соответственно равны:

$$I_{HA} = I_H \cdot (1 - \Delta I) \cdot (\cos(\Psi_H + \Delta\Psi)),$$

$$I_{HA} = I_H \cdot (1 - \Delta I) \cdot (\cos(\Psi_H + \Delta\Psi)),$$

где $\Psi_H = \arctg\left(\frac{v - K_a}{d_N + d_L + (1 - K_a) \cdot d_c}\right)$ - угол между

первичным током и напряжением поврежденной линии;

$\Psi_H = \arctg\left(\frac{1}{d_c}\right) - 180^\circ$ - угол между первичным током и напряжением неповрежденной линии.

В этом случае на работу защиты существенное влияние оказывает угловая погрешность ТТНП и расстройка компенсации.

Далее рассмотрены два возможных случая:

1. Сеть не оборудована средствами автоматической настройки компенсации и поэтому величина возможной в эксплуатации расстройки компенсации принимается в пределах $\pm 20\%$.
2. Сеть оборудована автоматической настройкой компенсации. В этом случае, в соответствии с существующими требованиями, расстройка компенсации не должна выходить за пределы $\pm 5\%$.

В первом случае при наличии в сети линии с собственным емкостным током до 50 % от суммарного емкостного тока и одинаковым током срабатывания на всех линиях, равным 0,08 от суммарного емкостного тока, селективная работа защиты обеспечивается, если угловая погрешность ТТНП не превышает 8 градусов. При применении автоматической настройки компенсации и токе срабатывания 0,095 на всех линиях, может быть допущена большая угловая погрешность (9,4 градуса). При угловой погрешности ТТНП меньше указанных величин правильная работа защиты может быть обеспечена при меньшем дополнительном активном токе.

В устройстве защиты выполняется перемножение, электрических величин, пропорциональных мгновенным значениям тока и напряжения нулевой

последовательности. Среднее значение этого произведения, как известно, пропорционально активной составляющей мощности [6].

Далее рассмотрим предлагаемый алгоритм обработки электрических величин на предмет совместимости работы защиты как при устойчивых, так и при дуговых перемежающихся замыканиях. Основой для решения этой части задачи является известное обстоятельство, заключающееся в том, что в начальной стадии переходного процесса при пробое изоляции знаки мгновенных значений тока и напряжения нулевой последовательности в зависимости от принятого положительного направления либо совпадают, либо противоположны, и существуют в одно и то же время [4]. Поэтому в начальной стадии переходного процесса абсолютная величина сигнала, формируемого как среднее значение произведения тока и напряжения, имеет некоторое определенное значение. Так как частота переходных токов может составлять до нескольких тысяч герц, то непосредственное использование электрических величин переходного процесса в современной микропроцессорной аппаратуре довольно затруднительно, поскольку требует применения аналого-цифровых преобразователей с большой частотой дискретизации. Поэтому электрические величины нулевой последовательности, используемые в устройстве защиты, подвергаются дополнительному преобразованию с помощью фильтров низких частот с одинаковыми частотными характеристиками в каналах тока и напряжения. Такое преобразование не нарушает функционирование защиты при устойчивых замыканиях, так как не приводит к изменению взаимного фазового сдвига между током и напряжением. При перемежающихся замыканиях соотношение знаков тока и напряжения при применении фильтров также не нарушается, но значительно увеличивает время, в течение которого возможна их цифровая обработка. Результаты моделирования работы защиты в программе MATLAB, для случая, когда после каждого очередного пробоя изоляции дуга гаснет при первом прохождении через ноль переходного тока дозаряда емкостей неповрежденных фаз, приведены на рисунке 1. Суммарный емкостный ток моделируемой сети принят равным 50 А, а собственный емкостный ток защищаемой линии – 50 % от суммарного емкостного тока сети. Как видно, среднее значение произведения тока и напряжения нулевой последовательности, формируемое в каждом цикле зажигания и погасания дуги, при замыкании на защищаемой линии значительно больше, чем при внешнем замыкании. Это объясняется тем, что благодаря наличию фильтра низких частот эта величина определяется не только током за время горения дуги, но и начальным значением тока стекания избыточных зарядов после погасания дуги. Направление тока стекания в поврежденной линии совпадает с направлением тока во время горения дуги, а в неповрежденной линии направления этих токов противоположны. Абсолютное значения параметра, формируемого как среднее значение произведения тока и напряжения, приведенных ко вторичной стороне, при устойчивых и перемежающихся замыканиях соотносятся так, что при установке тока срабатывания, как указано выше, условия чувствительности и селективности при перемежающихся замыканиях выполняются. Например, при принятых параметрах моделируемой сети, среднее значение

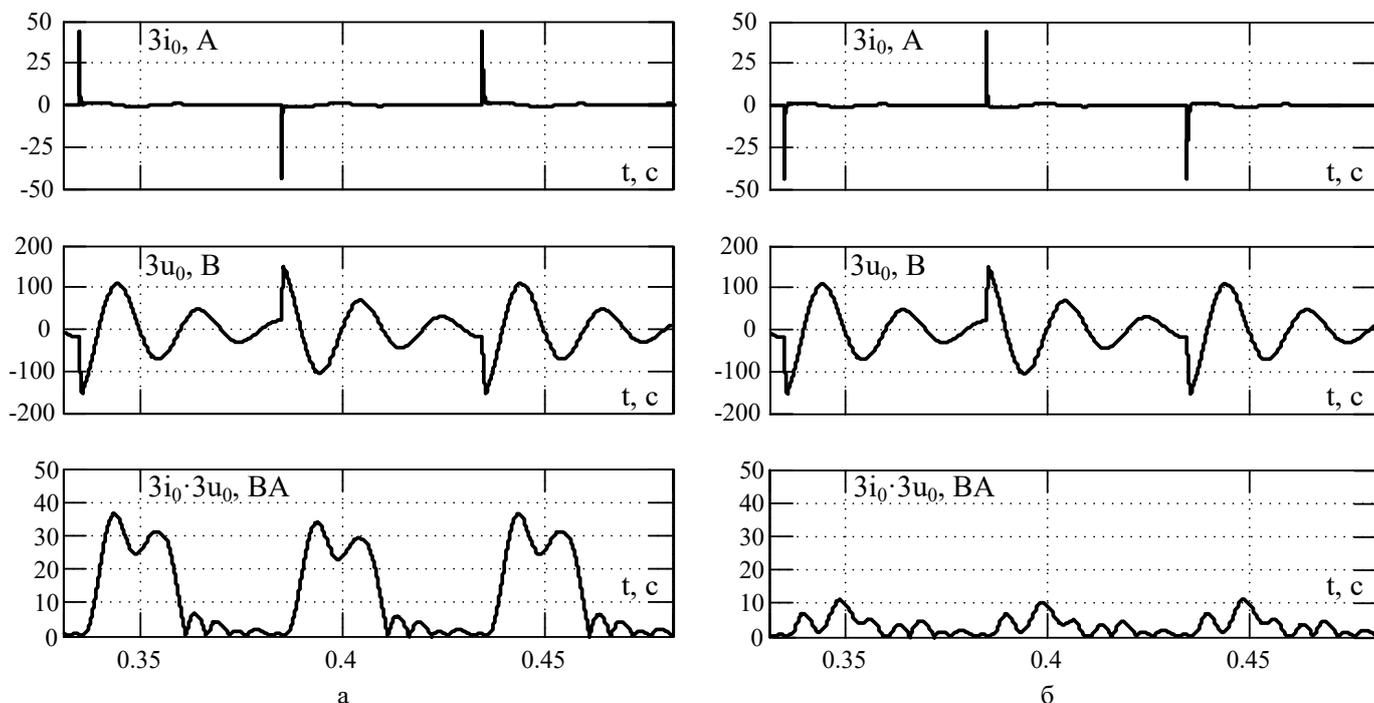


Рис. 1. Иллюстрация функционирования защиты при перемежающихся замыканиях:
а – замыкание на защищаемой линии, б – внешнее замыкание

$3i_0$ – ток нулевой последовательности приведенный ко вторичной стороне ТТНП, $3u_0$ – напряжение нулевой последовательности приведенное ко вторичной стороне, $3i_0 \cdot 3u_0$ – сигнал на выходе защиты

произведения тока и напряжения, соответствующее принимаемым токам срабатывания по условию установившегося замыкания, составляет 16-19 ВА. При тех же условиях максимальное значение этого параметра при внутреннем перемежающемся замыкании составляет около 35 ВА, а при внешнем - около 10 ВА.

III. ВЫВОДЫ

1. Условием для возможности массового оснащения электрических сетей 6-10 кВ с компенсацией ёмкостного тока защитой от замыканий на землю является достаточная простота её монтажа и эксплуатации.

2. Защита, не требующая при монтаже и наладке фазировки цепей и выбора тока срабатывания, в зависимости от собственного емкостного тока каждой линии, может быть выполнена на основе формирования среднего значения произведения мгновенных значений тока и напряжения нулевой последовательности.

3. Условием для реализации защиты является искусственное увеличение активной составляющей тока, требуемое значение которой определяется максимально возможной угловой погрешностью ТТНП.

4. Алгоритм формирования параметра срабатывания защиты в виде произведения мгновенных значений тока и напряжения нулевой последовательности совместим с правильным функционированием защиты, как при устойчивых, так и при перемежающихся дуговых замыканиях.

Список литературы

[1] Сирота И.М. Сигнализация замыканий на землю в компенсированной сети, основанная на использовании тока второй гармоники // Сб. Автоматизация и релейная защита электрических систем. Киев. Наукова Думка. – 1966

[2] Кискачи В.М. Устройства сигнализации замыканий на землю / Кискачи В.М., Сурцева С.Е., Горшенина Н.М., Панфилов Б.И. // Электрические станции. – 1972. – № 4. – С.69-72.
[3] Лачугин В.Ф., Иванов С.В., Белянин А.А. Разработка импульсных защит от замыканий на землю // Релейная защита и автоматизация. – 2012. – № 3. – С. 44-50.
[4] Шуин В.А. Централизованное направленное устройство сигнализации однофазных замыканий на землю с использованием переходных процессов / Шуин В.А., Гусенков А.В., Дроздов А.И. // Электрические станции. – 1993. – № 9. – С. 53-57.
[5] Вайнштейн Р.А. Защита от замыканий на землю в компенсированных сетях 6–10 кВ / Вайнштейн Р.А., Головки С.И., Коберник Е.Д., Юдин С.М. // Электрические станции. – 1998. – №7. С. 26-30.
[6] Бессонов Л.А., Теоретические основы электротехники: учебник для студентов энергетических и электротехнических вузов / Бессонов Л.А - 6 издание, перераб. и доп. - Москва: Изд-во «Высшая школа», 1973. -752 с.

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА МОНИТОРИНГА СЕТЕЙ

А.Ю. Янкович¹, М.А. Садохина¹, И.Н. Шушпанов¹

¹ ФГБОУ ВО «Иркутский Национальный Исследовательский Технический Университет»

Иркутск, Россия

E-mail: alinayankovich@mail.ru , mariasadokhina@gmail.com , ilis83@mail.ru

Чтобы обеспечить надежность и бесперебойность электроснабжения на питающей подстанции необходимо предусмотреть переключения, в случае аварийных ситуаций, без участия оперативного персонала. Это позволит сократить время на переключения в тех случаях, когда на подстанции нет оперативного персонала. Чтобы достигнуть данной цели применяют следующие интеллектуальные средства автоматики:

- Контроллер типа ИКИ-50 (данный контроллер нашел свое применение, как надёжный прибор, который можно использовать с целью оптимизации доступности и сокращения времени переключений в распределительных сетях);
- Реклоузер РВА/TEL (новое поколение коммутационного оборудования, объединившее в себе передовые технологии микропроцессорной релейной защиты и автоматики и коммутационной техники).

Совместное использование данной интеллектуальной автоматики позволит достигнуть поставленной цели в области надежности электроснабжения.

Данная статья посвящена исследованию применения интеллектуальных средств автоматики на промышленных предприятиях.

Ключевые слова — автоматизация; контроллер; мониторинг; надежность; реклоузер; оптимизация

INTELLIGENT SYSTEM OF NETWORK MONITORING

A.Yu. Jankovich¹, M.A. Sadokhina¹, I.N. Shushpanov¹

¹Irkutsk National Research Technical University

Irkutsk, Russian Federation

E-mail: alinayankovich@mail.ru, mariasadokhina@gmail.com , ilis83@mail.ru

To ensure the reliability and uninterrupted of electrical supply on the supply substation, it is necessary to provide for switching, in case of emergencies, without participation of operational personnel. This will reduce the time for switching at the substations where operational personnel is not available. To achieve this goal, the following intelligent automation tools are used:

- Controller type ИКИ-50 (this controller has found its application as a reliable device that can be used to optimize availability and reduce switching times in distribution networks);
- Recloser PBA / TEL (a new generation of switch-gear which combines advanced technologies of microprocessor relay protection, automation and switching device).

The combined use of these intelligent automation facilities will allow achieving the set goal in the field of reliability of electrical supply.

The report presents the study of the application of intelligent automation facilities in industrial enterprises.

Keywords — computer-aided adjustment; controller; monitoring; reliability; recloser; optimization

I. ВВЕДЕНИЕ

Чтобы обеспечить надежность и бесперебойность электроснабжения на промышленном предприятии необходимо предусмотреть переключения, в случае аварийных и послеаварийных ситуаций.

Внутреннее электроснабжение промышленных предприятий представляет собой сложную разветвленную структуру и конфигурацию электрической сети. Электроснабжение промышленных предприятий осуществляется от двух и более основных источников.

Надежная (бесперебойная) поставка электроэнергии является важнейшей составляющей жизнеобеспечения современной среды обитания людей, эффективного функционирования общественного производства. Перебои (особенно крупные) в электроснабжении по масштабам ущерба могут быть причислены к наиболее опасным видам бедствий, наносящим удар по национальной экономике и по благополучию людей. Поэтому обеспечение надежности электроснабжения потребителей требует особого внимания при любой форме экономических отношений в обществе.

Современные системы электроснабжения предприятий машиностроительного комплекса достигают таких размеров, при которых адекватное восприятие их структуры человеком оказывается невозможным и даже излишним, так как человеческий фактор начинает играть отрицательную роль в принятии решений по управлению. Неизбежная задержка в принятии таких решений недопустимым образом сказывается на качестве управления системой, приводя к значительному снижению показателей надежности, так как даже возможностей опытных диспетчеров с многолетней практикой работы оказывается недостаточно для формирования оптимальных коммутационных состояний. Очевидна необходимость (полная либо частичная) исключения человека из процесса принятия решений и замены его специальными комплексами автоматики, управляющими на уровне всей системы и отдельных ее объектов на основе формализованных методов формирования коммутационных состояний. В настоящее время единственным путем воплощения такой автоматики в практику эксплуатации системы электроснабжения машиностроительного комплекса является ее интеграция в существующие либо вновь проектируемые комплексы автоматизированных систем диспетчерского управления питающей энергосистемы [1].

Чтобы достигнуть данной цели применяют следующие интеллектуальные средства автоматики:

- Контроллер типа ИКИ-50;
- Реклоузер РВА/TEL.

Совместное использование указанных автоматик позволит достигнуть поставленной цели в области надежности электроснабжения.

II. СИСТЕМА МОНИТОРИНГА

Системы мониторинга и учета обеспечивают автоматическое управление и диспетчеризацию инженерного оборудования, работу агрегатов, поддержание заданных параметров работы технологических процессов и их изменение. Надежности подобных систем по предупреждению возможных проблем сегодня уделяется очень большое внимание. Круглосуточный мониторинг, комплексный анализ параметров работы оборудования, предупреждение отказов и минимальное время реакции — важнейшие требования к диспетчерским службам, контролирующим инженерные подсистемы.

Развертывание передовых систем мониторинга электросетей осложняется наличием множества международных стандартов, регламентирующих точность измерения электроэнергии. Для мониторинга доставки мощности в режиме реального времени, выявления отказов необходима высочайшая точность. Например, стандарт Евросоюза МЭК 62053 для оборудования класса 0,2 требует, чтобы точность измерений составляла 0,2% от номинальных значений тока и напряжения. Для точных измерений коэффициента мощности согласование фаз в момент замера должно быть не хуже 0,1% [2].

Надёжное электроснабжение является основой стабильной работы всех инженерных систем. Удобный

контроль и прозрачность — оптимальный путь к обеспечению энергобезопасности объекта в целом.

Задачи системы: понимать состояние сети и оборудования, обеспечивать учет и контроль мощности, контролировать качество электроэнергии, повысить надежность электроснабжения.

Эффект от внедрения: интеллектуальная мнемосхема электроснабжения, безопасность и удобство эксплуатации, экономия без ущерба надежности, визуализация параметров работы оборудования, оперативность принятия решений [3].

III. КОНТРОЛЛЕР ИКИ-50

Контроллер ИКИ-50, установленный в узлах распределения электроэнергии и подключения потребителей, позволяет реализовать и проводить непрерывный автоматизированный мониторинг системы электроснабжения.

Мониторинг тока нагрузки позволяет реализовать оптимальное использование пропускной способности сети. Данный контроллер нашел свое применение, как надёжный прибор, позволяющий применять его с целью оптимизации доступности, а также сокращения времени срабатывания в распределительных сетях.

A. Принцип работы

Данное решение для мониторинга устройства включает в себя непрерывное измерения средних значений тока и напряжения в сети. Это позволяет прогнозировать неисправности путем вывода информации при помощи индикации. Измерения потока осуществляются датчиком тока. В данном датчике измерение производится на основе процесса подобному «Роговской катушке». Датчики тока при подключении в сеть не требуют отсоединения кабеля. ИКИ-50 устанавливается вокруг действующего проводника, что упрощает применение данного датчика. На своей лицевой стороне датчик имеет обозначения «K» и «L». ИКИ-50 подключают по следующей схеме: стороной, обозначенной «K» необходимо подключать по направлению системы сборных шин подстанции, а стороной «L» по направлению к потребителю. Только в таком случае ИКИ-50 способен отображать правильное направление тока короткого замыкания. После установки, датчик готов к использованию и не требует каких-либо дополнительных манипуляций с ним.

Контроллер ИКИ-50 измеряет три фазы тока, а также при помощи вспомогательного устройства происходит проверка наличия напряжения на этих фазах. Эти измерения используются для расчета всех полученных значений необходимых для мониторинга нагрузки (мощность и коэффициент мощности). Доступны мгновенные, средние, максимальные и минимальные значения всех параметров, представляющих интерес для мониторинга. Таким образом, может быть реализован полный контроль нагрузки. Кроме того, можно наблюдать за качеством электрической энергии по средствам комплексного мониторинга предельных значений.

При использовании ИКИ-50 происходит обнаружение любых типов повреждений и их направлений сетях с изолированной и компенсированной нейтралью.

Индикация проходит от источника питания к месту повреждения. Данная система полностью автономна, то есть не требуется перенастройка при изменении режимов нейтрали, а также не требуется установка трансформаторов тока нулевой последовательности [4].

В. Обнаружение однофазного замыкания на землю

Любое замыкание на землю в сетях с изолированной и компенсированной нейтралью сопровождается переходным процессом, который обнаруживается устройством ИКИ-50.

Последующее установившееся $3U_0$, рассчитываемое на основании измеренных напряжений (через CAPDIS) является достаточным условием для определения данного повреждения. Направление в данном случае определяется по фазовому сдвигу.

При обнаружении замыканий на землю и индикации неисправности используются четыре различных метода обнаружения. Первый метод основан на напряжениях и токах, где можно сравнить друг с другом разность углов. Второй метод основан на коэффициентах $\sin\phi$ (автономные сети) и $\cos\phi$ (компенсированная сеть) и имеет такой же принцип, какой используется в ряде реле. Третий метод основан на анализе переходных процессов. Чтобы определить, направление повреждения значение сравнивается с нулем для первого полуцикла напряжения к первой полуволны тока нейтрали замыкания на землю, где отсчет ведется от начала времени. Если оба переходных процесса находятся в фазе или сдвинуты на 180 градусов по фазе по отношению друг к другу, это означает, что неисправные выходы. Последний метод основан на измерении числа переходных скачков напряжения. В данном методе устанавливается пик значения, по которому «находятся» признаки повреждения. Также устанавливается второе значение, которое играет роль «предупреждения» и отдает указания на диспетчерский пункт.

С. Варианты установки

В случае установки считывающего устройства на каждое присоединение, как показано на рисунке 1, контроль ведется по одному фидеру (ИКИ-50_1F).

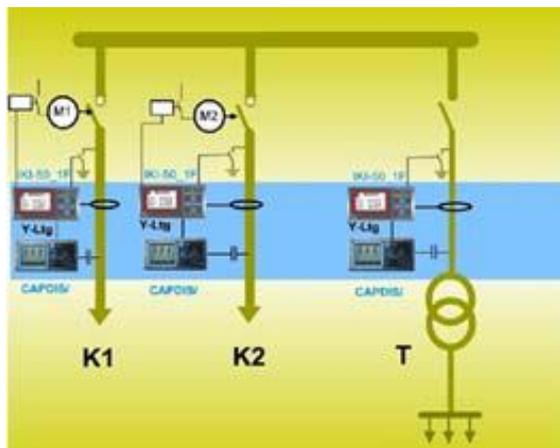


Рис. 1. Контроль по одному фидеру (ИКИ-50_1F)

С установкой одного считывающего устройства на два или три присоединения, как показано на рисунке 2,

контроль ведется по двум фидерам или параллельным кабелям (ИКИ-50_2F).

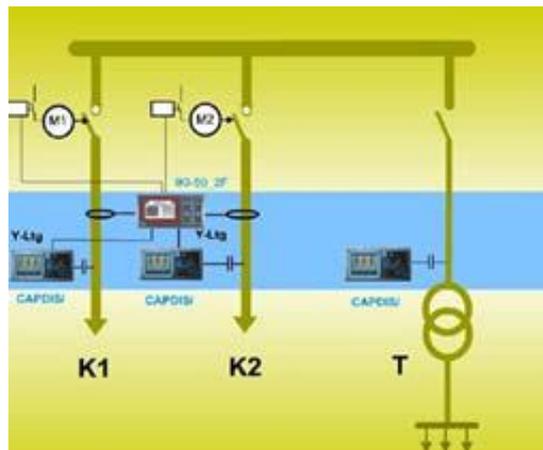


Рис. 2. Контроль по двум фидерам (ИКИ-50_2F)

При подключении трех присоединений определяются только токи первых двух. Токи третьего присоединения рассчитываются по токам двух других присоединений.

IV. РЕКЛОУЗЕР РВА/TEL

Реклоузер представляет собой специальный аппарат, объединяющий в себе вакуумный выключатель и микропроцессорную релейную защиту с автоматикой. Устанавливается на опоре для защиты воздушных линий электропередачи. Выполняет оперативные переключения в распределительной сети, автоматическое отключение поврежденного участка, автоматическое повторное включение линии, автоматическое выделение поврежденного участка, автоматическое восстановление питания на неповрежденных участках сети, сбор, обработку и передачу информации о параметрах режимов работы сети и состоянии собственных элементов. На протяжении всего срока службы реклоузер не обслуживается.

Реклоузер РВА/TEL представляет собой современное поколение коммутационного оборудования, объединившее в себе передовые технологии микропроцессорной релейной защиты и автоматики и вакуумной коммутационной техники.

А. Назначение

Реклоузер РВА/TEL нашел свое применение в воздушных распределительных сетях трехфазного переменного тока с изолированной или компенсированной нейтралью частотой 50 Гц и 60 Гц, номинальным напряжением 10(6) кВ в качестве:

- ячейки отходящего фидера на подстанции и распределительном пункте;
- автоматического пункта секционирования в сети с односторонним питанием;
- автоматического пункта секционирования в сети с несколькими источниками питания, в том числе пункта сетевого резервирования;
- ячейки на ответвлении сети [5].

В. Устройство и работа

Реклоузер состоит из трех отдельных модулей: коммутационного модуля OSM/TEL, который управляется посредством шкафа управления RC/TEL с микропроцессорной релейной защитой и автоматикой (РЗиА). Между собой эти модули связаны соединительным кабелем CC/TEL. Кроме того, имеется программное обеспечение TELUS для настройки параметров шкафа управления, ввода уставок РЗиА и просмотра накопленной реклоузером информации с персонального компьютера.

Реклоузер способен интегрироваться в систему телемеханики посредством использования любых каналов связи (кабель, радиоканал, оптоволоконный кабель и т.д.). Реклоузер способен полностью выполнять свои функции и без интеграции в систему телемеханики [6].

У. СОВМЕСТНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ИКИ-50 И РВА/ТЕЛ

На рисунке 3 представлена радиальная схема электроснабжения промышленного предприятия, где: Т1, Т2, Т3, Т4 - нумерация трансформаторов. Также на схеме указаны контроллеры ИКИ-50 в количестве 4 штук и реклоузер РВА/ТЕЛ.

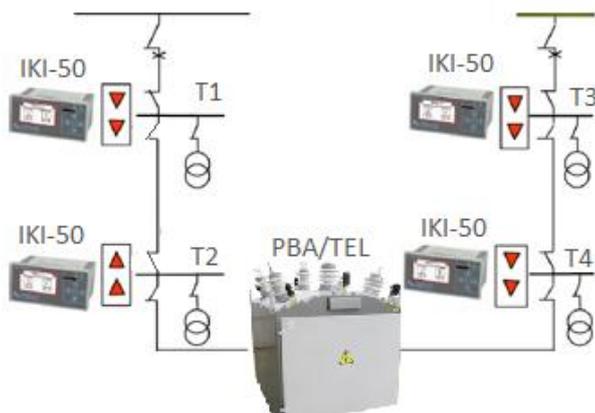


Рис. 3. Радиальная схема электроснабжения промышленного предприятия

Рассмотрим случай радиальной сети электроснабжения промышленного предприятия, питания которой происходит от двух мощных трансформаторов. Схема электроснабжения является радиальной только в нормальном режиме. При исчезновении напряжения на питающей линии к Т1, контроллер ИКИ-50 с помощью своей системы мониторинга обнаруживает повреждение и передает сигнал на реклоузер. Работа реклоузера в данном случае основана на релейной защите. В бестоковую паузу происходит отключение разъединителя около Т1. При этом необходимо также предусмотреть, чтобы в момент исчезновения напряжения оба выключателя на реклоузере включились. С помощью АВР реклоузера на линию к Т2 и Т1 подается напряжение, тем самым восстанавливается электроснабжения. Функция АВР полностью должна быть отключена, так как чаще всего на промышленном предприятии распространены кабельные линии электропередач.

Следует помнить, что данная схема является лишь временным решением и при первой же возможности

необходимо восстановить нормальную схему электроснабжения на промышленном предприятии.

У. ВЫВОДЫ

Данное решение по восстановлению электроснабжения на промышленном предприятии позволяет повысить надежность, при этом участие оперативного персонала не требуется.

Применение интеллектуальных технологий на промышленном предприятии позволяет значительно повысить экономическую эффективность каждого предприятия и страны в целом, ведь именно от дохода промышленных предприятий зависит экономическая обстановка в стране. При повышении надежности электроснабжения исключается вероятность бракованной продукции, а значит вероятность выхода на международный рынок резко возрастает.

Список литературы

- [1] Алиев Р.С. Системный анализ коммутационных состояний электрических сетей машиностроительного производства и управление их эксплуатационной надежностью: дис. ... канд. техн. наук: 05.13.01. - М., 2003.
- [2] Деньги сэкономит слежка за энергией // Деловая газета. Юг URL: http://www.dg-yug.ru/a/2013/12/20/Dengi_sberezhet_slezhka_za (дата обращения: 15.05.2017).
- [3] Учет, мониторинг и диспетчеризация инженерных систем // Корпорация Триол URL: <http://triolcorp.ru/accounting-monitoring-control-engineering-systems/> (дата обращения: 15.05.2017).
- [4] Jonna Ojala Vikadiagnostiikan kehittäminen muuntamoilla oleviin mittauksiin perustuvalla testijärjestelmällä: Diplomi-insinööri: Sähkö- ja energiatekniikan koulutusohjelma (DI). - Vaasassa, 2017.
- [5] Реклоузер вакуумный серии РВА/ТЕЛ // Таврида Электрик Украина URL: <http://tavrida-ua.com/products/vacuumrecloser.html> (дата обращения: 15.05.2017).
- [6] Реклоузер вакуумный серии РВА/ТЕЛ // GIS profi URL: <http://gisprofi.com/catalog/items259.html> (дата обращения: 15.05.2017).
- [7] Шушпанов И.Н., Сулов К.В., Воропай Н.И., Стычинский З., Фам Ч.Ш. Модель режимной надежности «активных» распределительных сетей // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2013. № 6. С. 70-79.

Актуальные подходы к реализации ближнего резервирования автотрансформаторов и линий 110-220 кВ

Н.С.Соколов
Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана
Казань, Россия
E-mail: nikser222@mail.ru

Аннотация - отказы защит при отключении короткого замыкания могут вызвать крупные аварии, приводящие к разделению энергосистемы, нарушению устойчивости, действиям противоаварийной автоматики и долгим перерывам в электроснабжении потребителей, избежать которые позволяет осуществление дальнего и ближнего резервирования защит линий и автотрансформаторов.

При междуфазном КЗ на стороне НН АТ и отказе защит АТ, защиты от междуфазных КЗ сторон ВН и СН АТ могут оказаться нечувствительными и не отключить поврежденный элемент. В этих случаях эффективным решением является ближнее резервирование РЗ стороны НН АТ 220 (500) кВ, которое обеспечивается установкой защиты ближнего резервирования (ЗБР), включенной на токи общих (нейтральных) выводов обмоток АТ (косвенно на сумму токов ВН и СН АТ). При отказе РЗ стороны НН АТ данная защита действует на отключение всего АТ.

Исходя из этого изучены различные варианты ближнего резервирования, произведен расчет уставок резервных защит линий, АТ и ЗБР НН АТ. В работе показаны причины нечувствительности защит от междуфазных КЗ линий и резервных защит АТ. Проанализирован спектр вопросов, касающихся ближнего резервирования защит, предложены меры по повышению надежности отключения КЗ.

Ключевые слова - ближнее резервирование, дальнее резервирование, чувствительность, резервные защиты.

Actual approaches to the implementation of the middle reservation of autotransformers and lines 110-220 kV

N.S.Sokolov
The branch «SO UPS», JSC RDM of Tatarstan
Kazan, Russia
E-mail: nikser222@mail.ru

Annotation - Failure of protection in the event of a short circuit can cause major accidents resulting in power system separation, instability, emergency response and long interruptions in the power supply of consumers, avoided by long and short-range protection of line and autotransformer protection.

In the case of phase-to-phase faults on the side of the LV AT and the failure of AT protection, the protection against phase-to-phase faults of the sides of the HN and AH ATs may prove insensitive and do not disable the damaged element. In these cases, an effective solution is the short-range backup of the LV side of the AT 220 (500) kV, which is provided by setting the short-range protection (SRP) on the currents of the common (neutral) terminals of the AT windings (indirectly on the sum of the HV and CH-AT currents). In the event of failure of the RH side of the LV AT, this protection acts to disconnect the entire AT.

Study of various short-range backup options. Calculation of the settings of standby line protection, AT and SRP LV AT. Study of various short-range backup options. The paper shows the reasons for insensitivity of protections between phase-to-phase short-circuit lines to and backup AT protections and various methods of near-redundant protection are considered. The range of issues relating to short-range protection is analyzed, and measures are proposed to increase the reliability of the short-circuit breaking.

Key words - short-range redundancy, long-range redundancy, sensitivity, backup protection

1. ВВЕДЕНИЕ

Надежное функционирование электроэнергетической системы возможно только при наличии устройств релейной защиты. Отказ релейной защиты в отключении

оборудования при коротких замыканиях является наиболее опасным нарушением, приводящим к обесточиванию потребителей, повреждению силового оборудования и устройств вторичной коммутации. Избежать или значительно уменьшить последствия

подобных событий позволяют системы дальнего и ближнего резервирования релейной защиты.

Осуществление дальнего и ближнего резервирования релейной защиты линий электропередачи и трансформаторов относятся к наиболее сложным решениям.

Дальнее резервирование не зависит от системы оперативного тока на объекте с отказавшими защитами. В настоящее время широкое распространение на тупиковых линиях напряжением 110 кВ получили специальные защиты дальнего резервирования (ЗДР) для отключения междуфазных КЗ за трансформаторами. ЗДР основана на дистанционном принципе с подключением на фазные величины тока и напряжения для одинаковой чувствительности при различных видах КЗ и лучшей отстройки от нагрузки. [5] Защита по своему принципу действия работает не селективно и с большими выдержками времени отключает поврежденный элемент, что в некоторых случаях недопустимо.

Стоит отметить, что в отличие от тупиковых линий на транзитных линиях 110-220 кВ применение ЗДР от КЗ на НН трансформаторов в настоящее время существенно ограничено. Такая защита требует индивидуальной настройки под определенную линию, учитывающую разные сопротивления трансформаторов на отпаечных ПС, а также подпитку КЗ от нескольких источников. Подпитка КЗ от нескольких источников увеличивает замер дистанционного органа (ДО). Учет увеличившегося замера ДО приводит к увеличению характеристики срабатывания, что ухудшает отстройку от нагрузки.

Таким образом наиболее эффективным методом резервирования КЗ является ближнее резервирование с установкой дополнительного комплекта защит и разделением по цепям постоянного и переменного оперативного тока.

II. БЛИЖНЕЕ РЕЗЕРВИРОВАНИЕ ЗАЩИТ ЛИНИЙ

Наиболее эффективными методами ближнего резервирования являются:

- Установка двух панелей (шкафов) основной защиты, которые будут резервировать друг друга [1], [2]
- Использование обратозависимых ступеней дистанционной защиты (ДЗ), при условии включения их на фазные величины, для резервирования КЗ за трансформатором.

Данный вариант подразумевает использование комплекта ступенчатых защит КСЗ исключительно для отключения КЗ за трансформаторами, поэтому для защиты линии необходимо применение другого КСЗ, который есть в шкафах основной защиты (например, ШЭ2607 093 НПП «ЭКРА» и др.) или использование еще одного КСЗ.

Предложенная мера актуальна прежде всего по причине того, что применение защит дальнего резервирования для отключения КЗ за трансформаторами на транзитных линиях 110-220 кВ в настоящее время ограничено.

- Разделение цепей оперативного постоянного тока защит и выделение их питания на отдельные автоматические выключатели.

Общий отказ постоянного тока на ПС возможен при повреждении на шинах аккумуляторной батареи или на

отходящих от этих шин присоединениях, либо при неудовлетворительном обслуживании аккумуляторной батареи (АБ). Прежде всего следует рассматривать случай неселективного отключения головного автоматического выключателя, питающего шинки щита управления, когда КЗ возникает в защите присоединения и происходит отказ срабатывания автоматического выключателя, который непосредственно питает цепи этой защиты. При неудовлетворительном дальнем резервировании следует предусматривать разделение цепей на разные группы таким образом, чтобы основная и резервная защита питались от АБ по постоянному оперативному току через разные головные автоматические выключатели. [2] Дублирование аккумуляторной батареи, как правило, не применяется.

- Включение основных и резервных защит на разные обмотки трансформаторов тока (ТТ)

III. ЗАЩИТА БЛИЖНЕГО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ АТ (ЗБР АТ)

Система дальнего резервирования междуфазных КЗ на стороне НН АТ 220-500 кВ действующей РЗ в голове питающих линий бывает неэффективна. Кроме того, при междуфазных КЗ на стороне НН АТ защиты от междуфазных КЗ сторон ВН и СН АТ могут оказаться нечувствительными и не отключить поврежденный элемент [3]. При этом имеется необходимость обеспечить резервирование отключения междуфазных повреждений на стороне НН АТ в случаях:

- При отказе РЗ, установленной на стороне НН АТ
- При отказе основной дифференциальной токовой защиты АТ (ДЗАТ)

Самым оптимальным решением является включение резервных защит АТ от междуфазных КЗ на сумму токов сторон ВН и СН АТ (Рис.2). При надежной отстройке от токов нагрузки МТЗ выполняется на базе КЗ-13 с блокировкой по напряжению от трансформатора напряжения (ТН) НН АТ, что позволяет считать данную защиту простой и дешевой. При КЗ на стороне НН АТ и отказе РЗ на стороне НН АТ данная защита является резервной к МТЗ на стороне НН АТ и к ДЗАТ при КЗ на стороне НН.

Как показано на рис.1 при КЗ на стороне ВН (СН) ток в общей обмотке будет равен разности токов, протекающих по сторонам СН и ВН АТ: $I_o = I_c - I_b$

Но при КЗ на НН АТ ток в общей обмотке будет равен сумме токов, протекающих по сторонам СН и ВН АТ: $I_o = I_c + I_b$ [6]. Соответственно включение резервных защит АТ на сумму токов ВН и СН позволит надежно отключать КЗ на стороне НН.

Основными условиями выбора уставки по току являются надежная отстройка защиты ближнего резервирования от нагрузки и обеспечение необходимой чувствительности в зоне резервирования к междуфазным КЗ на стороне НН АТ в минимальном режиме. Защита также должна быть согласована с защитами прилегающей сети. [4]

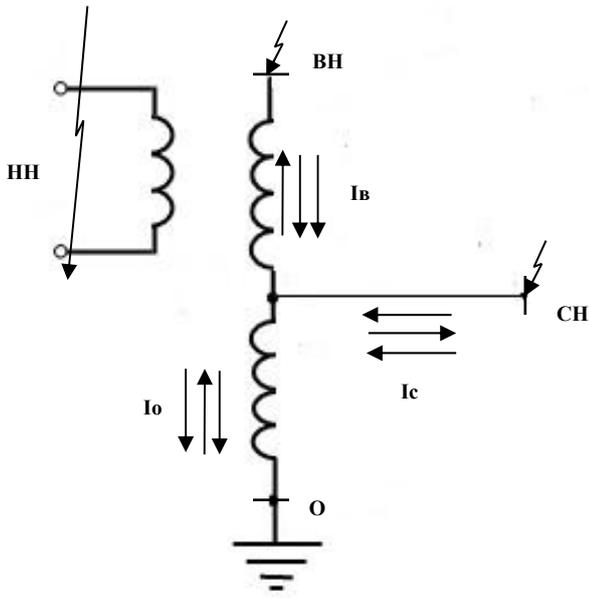


Рис.1. Распределение токов в обмотках АТ при междуфазных КЗ на стороне ВН, СН и НН

По условию отстройки от максимального тока нагрузки при перетоке мощности от сети ВН в сеть СН (полная загрузка АТ (100%)), замеренного в общей обмотке АТ:

$$I_{с3} \geq \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot (I_{номСН} - I_{номВН}) \quad (1)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибку реле и необходимый запас, может быть принят равным 1,2;

K_B – коэффициент возврата реле, может быть принят равным 0,8.

По условию чувствительности к двухфазным КЗ на стороне НН АТ в минимальном режиме работы энергосистемы:

$$I_{с3} \leq \frac{I_{кз.минВН}^{(2)} + I_{кз.минСН}^{(2)}}{K_{\chi}}, \quad (2)$$

где $I_{кз.минВН}^{(2)}$ и $I_{кз.минСН}^{(2)}$ – первичное значение тока сторон ВН и СН АТ при двухфазном КЗ на стороне НН АТ в минимальном режиме работы энергосистемы;

$K_{\chi} = 1,5$ – коэффициент чувствительности.

3. По условию согласования с МТЗ НН защищаемого АТ

$$I_{с3}^{НН} \geq K_{отс} \cdot K_{ток} \cdot I_{с3}^{МТЗНН}, \quad (3)$$

где $K_{отс} = 1,1$ – коэффициент отстройки;

$K_{ток}$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в защите к току в смежном элементе, с защитой которого производится согласование;

$I_{с3.}^{МТЗНН}$ – ток срабатывания МТЗ НН защищаемого АТ, с которой производится согласование, А.

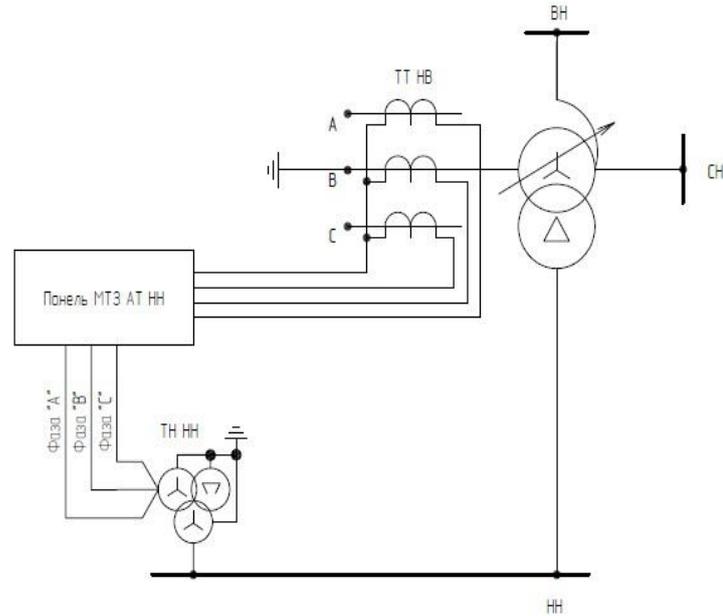


Рис.2 Схема подключения МТЗ АТ НН

4. По условию согласования с МТЗ ВН защищаемого АТ

$$I_{с3}^{ВН} \geq K_{отс} \cdot K_{ток} \cdot I_{с3}^{МТЗВН}, \quad (4)$$

где $K_{отс} = 1,1$ – коэффициент отстройки;

$K_{ток}$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в защите к току в смежном элементе, с защитой которого производится согласование;

$I_{с3.}^{МТЗВН}$ – ток срабатывания МТЗ ВН защищаемого АТ, с которой производится согласование, А.

$$I_{с3}^{СН} = I_{с3}^{СН} \cdot \frac{U_{номВН}}{U_{номСН}}$$

$$I_{с3} = I_{с3}^{СН} - I_{с3}^{ВН},$$

где $I_{с3}^{ВН}$, $I_{с3}^{СН}$ – ток срабатывания приведённый к напряжению ВН, СН АТ;

$U_{номВН}$, $U_{номСН}$ – номинальные напряжения АТ.

5. По условию согласования с МТЗ СН защищаемого АТ

$$I_{с3}^{СН} \geq K_{отс} \cdot K_{ток} \cdot I_{с3}^{МТЗСН}, \quad (5)$$

где $K_{отс} = 1,1$ – коэффициент отстройки;

$K_{ток}$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в защите к току в смежном элементе, с защитой которого производится согласование;

$I_{с3.}^{МТЗСН}$ – ток срабатывания МТЗ СН защищаемого АТ, с которой производится согласование, А

$$I_{с3}^{ВН} = I_{с3}^{СН} \cdot \frac{U_{номСН}}{U_{номВН}}$$

$$I_{с3} = I_{с3}^{СН} - I_{с3}^{ВН},$$

где $I_{сз}^{ВН}$, $I_{сз}^{СН}$ - ток срабатывания приведённый к напряжению ВН, СН АТ;

$U_{номВН}$, $U_{номСН}$ - номинальные напряжения АТ.

6. По условию согласования с дистанционной защитой стороны ВН защищаемого АТ

$$I_{сз}^{ВН} \geq \frac{K_{отс} \cdot U_{ном}^{ВН}}{\sqrt{3}(Z_{сз}^{ВН} \cdot K_{ток} + Z_{АТ}^{ВН} + Z_{с.СН}^{ВН})}; \quad (6)$$

где $Z_{АТ}^{ВН}$ - сопротивление АТ приведённое к напряжению ВН АТ,

$$Z_{АТ}^{ВН} = Z_B^{ВН} + Z_C^{ВН}; \quad (7)$$

$K_{ток}$ - коэффициент токораспределения, равный отношению тока в защите с которой производится согласование к току в рассматриваемой защите;

$Z_{сз}^{ВН}$ - сопротивление срабатывания ДЗ с которой производится согласование;

$Z_{с.СН}^{ВН}$ - сопротивление системы на стороне СН АТ приведённое к ВН АТ;

$K_{отс} = 1,1$ - коэффициент отстройки;

$U_{ном}^{ВН}$ - номинальное напряжение ВН АТ

$$I_{сз}^{ВН} = I_{сз}^{СН} \cdot \frac{U_{номСН}}{U_{номВН}}$$

$$I_{сз} = I_{сз}^{СН} - I_{сз}^{ВН},$$

где $I_{сз}^{ВН}$, $I_{сз}^{СН}$ - ток срабатывания приведённый к напряжению ВН, СН АТ;

$U_{номВН}$, $U_{номСН}$ - номинальные напряжения АТ.

7. По условию согласования с дистанционной защитой стороны СН защищаемого АТ

$$I_{сз}^{СН} \geq \frac{K_{отс} \cdot U_{ном}^{СН}}{\sqrt{3}(Z_{сз}^{СН} \cdot K_{ток} + Z_{АТ}^{СН} + Z_{с.ВН}^{СН})}; \quad (8)$$

где $Z_{АТ}^{СН}$ - сопротивление АТ приведённое к напряжению СН АТ,

$$Z_{АТ}^{СН} = Z_B^{СН} + Z_C^{СН}; \quad (9)$$

$K_{ток}$ - коэффициент токораспределения, равный отношению тока в защите с которой производится согласование к току в рассматриваемой защите;

$Z_{сз}^{СН}$ - сопротивление срабатывания ДЗ с которой производится согласование;

$Z_{с.ВН}^{СН}$ - сопротивление системы на стороне ВН АТ приведённое к СН АТ;

$K_{отс} = 1,1$ - коэффициент отстройки;

$U_{ном}^{ВН}$ - номинальное напряжение ВН АТ

$$I_{сз}^{ВН} = I_{сз}^{СН} \cdot \frac{U_{номСН}}{U_{номВН}};$$

$$I_{сз} = I_{сз}^{СН} - I_{сз}^{ВН},$$

где $I_{сз}^{ВН}$, $I_{сз}^{СН}$ - ток срабатывания, приведённый к напряжению ВН, СН АТ;

$U_{номВН}$, $U_{номСН}$ - номинальные напряжения АТ.

Выдержка времени защиты выбирается по условию согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями резервных защит от многофазных КЗ, установленных на сторонах ВН, СН и НН защищаемого автотрансформатора, а именно, с МТЗ стороны ВН, СН и НН АТ и с дистанционной защитой стороны ВН (направленной в сеть ВН) и СН (направленной в сеть СН) АТ.

$$t_{сз}^{3BP} = t_{сз}^{МАКС} + \Delta t,$$

где $t_{сз}^{МАКС}$ - максимальная выдержка времени ступени резервной защиты с которой производится согласование, с;

$\Delta t = 0,5$ - ступень селективности, с.

Выдержка времени защиты выбирается по условию согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями резервных защит от многофазных КЗ, установленных на сторонах ВН, СН и НН защищаемого автотрансформатора, а именно, с МТЗ стороны ВН, СН и НН АТ и с дистанционной защитой стороны ВН (направленной в сеть ВН) и СН (направленной в сеть СН) АТ.

Список литературы

- [1] Нагай, В.И.. Релейная защита ответственных подстанций электрических сетей:-Москва.Энергоатомиздат,2002.-312с,ил.
- [2] Рубинчик В.А. Резервирование отключения коротких замыканий в электрических сетях.-М.:Энергоатомиздат,1985.-120с.:ил
- [3] Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: Расчеты. М.: Энергоатомиздат,1985-96с, ил.
- [4] Модернизация оборудования ОПУ ПС 220 кВ Азнакаево для организации защит ближнего резервирования на стороне низкого напряжения автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 Филиала ОАО «Сетевая компания» альметьевские электрические сети. Проектная документация.Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения,перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений.Подраздел 1.Система электроснабжения. Часть 1.Релейная защита.271/1-07-2016-АЗН-ИОС1.1.Том 5.1.1.2016 г
- [5] Шкаф дистанционной и токовой защит линий с возможностью дальнего резервирования типа ШЭ 2607 021/3 (версия 021_206) РЭ ЭКРА. 656453.049.07 РЭ/3
- [6] Электрическая часть станций и подстанций : Учебник для вузов/ А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова и др.; Под ред. А.А. Васильева.-М.:Энергия, 1980.-608 с.,ил.

Особенности реконструкции РЗА в рамках строительства ГТУ на примере Казанской ТЭЦ-3

А.Ф. Шарифуллин
Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана
Казань, Россия
airat5555555@mail.ru

Аннотация — Представлены варианты выполнения релейной защиты в рамках строительства крупнейшей газотурбинной установки мощностью 388,64 мегаватт на Казанской ТЭЦ-3, а также обозначены особенности построения релейной защиты и автоматики оборудования, которые были выявлены и учтены в ходе реконструкции. При проведении исследования использовались проектные решения построения релейной защиты в рамках реконструкции Казанской ТЭЦ-3, а также требования нормативно-технической документации. В качестве защит оборудования были применены устройства релейной защиты и автоматики разных фирм-производителей: НПП «ЭКРА», General Electric, Siemens. Идеология построения релейной защиты у иностранных фирм-производителей несколько отличается от идеологии, принятой у российских фирм-производителей и в нормативно-технической документации, что потребовало внесения изменений и корректировку проекта.

Ключевые слова — релейная защита; строительство ГТУ 388,64 МВт; General electric; Казанская ТЭЦ-3

Features of reconstruction of RZA within construction of GTU on the Kazan CHPP-3

Ajrata Sharifullin
Branch of «System Operator of the United Power System» Regional Dispatch Administration of Tatarstan
Kazan, Russia
airat5555555@mail.ru

Abstract — We present variations of relay protection within construction gas turbine plant, and features of construction relay protection of equipment that have been identified and taken into account during the reconstruction. We present variants of voltage circuits failure monitoring in earth fault protection of stator windings. During the research used design solutions build relaying protection as part of reconstruction at Kazan station and requirements of normative and technical documentation. As relay protection of equipment were used devices from various manufactures: General Electric, Siemens, EKRA. The ideology of constructing relay protection for foreign manufacturers is somewhat different from the ideology adopted in the regulatory and technical documentation and from Russian manufacturing companies, which required modification the project.

Keywords — relay protection; construction GTU 388,64 MW; General Electric; Kazan CHPP-3

I. ВВЕДЕНИЕ

На Казанской ТЭЦ-3 был построен новый энергоблок, в состав которого входит одна из самых крупных в мире газотурбинных установок (ГТУ) 9НА.01 производства General Electric мощностью 388,64 МВт. В связи со строительством нового энергоблока мощностью 388,64 МВт проводилась комплексная реконструкция присоединений открытого распределительного устройства (ОРУ) 220 кВ Казанской ТЭЦ-3 с заменой устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), строительство новых линий электропередач (ЛЭП) для обеспечения выдачи мощности новой ГТУ, установка нового оборудования с установкой микропроцессорных защит. В качестве защит оборудования были применены устройства РЗА разных фирм-производителей: НПП «ЭКРА», General Electric, Siemens. Так в качестве защит оборудования ОРУ 220 кВ были установлены шкафы защит производства НПП «ЭКРА», которые

установлены на большинстве объектов электроэнергетики в Республике Татарстан. Шкафы защит генератора и блочного оборудования выполнены на базе микропроцессорных терминалов производства General Electric (GE), включающие защиты и алгоритмы, не используемые у российских производителей (НПП «ЭКРА»). Автоматика управления выключателем 220 кВ блока и одного выключателя отходящей линии выполнена на базе микропроцессорного устройства производства Siemens. Идеология построения релейной защиты у иностранных фирм-производителей несколько отличается от идеологии, принятой у российских фирм-производителей и в нормативно-технической документации, что потребовало внесения изменений и корректировку проекта.

II. ОСОБЕННОСТИ ПОСТРОЕНИЯ ЗАЩИТ

В качестве защит генератора установлено 2 терминала защит General Electric. При выявлении одновременного отказа обоих

терминалов производится автоматическое отключение выключателя генератора и гашение поля. Данное решение не применяется в защитах российских фирм-производителей.

В терминалах защит генератора предусматривается защита от замыканий на землю в сети 19 кВ (на генераторном напряжении), реагирующая на повышение напряжения нулевой последовательности, измеряемого на обмотке «разомкнутый треугольник» трансформатора напряжения на выводах низкого напряжения трансформатора блока с выдержкой времени на отключение блока. При этом предусматривается запрет вывода в ремонт двух терминалов защит генератора до отключения выключателя 220 кВ. Данное решение принято для обеспечения контроля замыканий на землю при отключенном генераторе. Данная защита реализуется у российских производителей в терминале защит трансформатора для возможности вывода устройств защиты генератора для технического обслуживания с сохранением питания собственных нужд блока.

Предусматривается защита от повышения напряжения генератора. Согласно решению поставщика ГТУ, не смотря на требования пункта 3.2.84 [1], указанная защита постоянно введена в работу. Первая ступень защиты выполнена на сигнал, а вторая – на отключение генераторного выключателя и гашение поля. Предусматривается защита от перегрузки генератора, выполненная на базе функции максимальной токовой защиты с коррекцией уставки по току от напряжения, не используемая у российских фирм-производителей. Защита была установлена в соответствии с указаниями поставщика ГТУ. Также в соответствии с указаниями поставщика предусматривается защита от перенасыщения генератора с контролем превышения отношения напряжения на зажимах статора к частоте указанного напряжения (U/f) с действием на отключение выключателя генератора и гашение поля. Одним из нестандартных решений также является вывод дифференциальной защиты генератора в одном из терминалов во время пуска ГТУ. Данное решение принято поставщиком оборудования для исключения излишнего срабатывания дифференциальной защиты генератора от токов, создаваемых пусковым устройством.

Также при рассмотрении проекта были отмечены различные подходы в формировании блокировки при качаниях дистанционной защиты у зарубежных производителей (General Electric) и российских фирм-производителей (ЭКРА). При этом рассматривается вариант блокировки при качаниях по скорости изменения сопротивления. В данном случае дистанционная защита в нормальном режиме введена и выводится из работы на заданное время при выявлении медленного снижения сопротивления. Скорость снижения сопротивления выявляется по одновременности срабатывания чувствительного и грубого органа сопротивления блокировки от качаний. Основные отличия алгоритма GE от «отечественного» заключаются в следующем: 1) сьем сигнала блокировки дистанционной защиты происходит по окончании отсчета выдержки времени на возврат и при условии возврата чувствительного измерительного органа, в то время как сьем сигнала в «отечественном» алгоритме происходит при окончании отсчета выдержки времени на возврат и возврате чувствительного органа или срабатывании грубого измерительного органа; 2) ввод дистанционной защиты при возникновении КЗ в режиме качаний в составе GE осуществляется на ограниченное (200 мс) время, в «отечественном алгоритме» - на все время присутствия несимметрии (по току обратной последовательности). Для приведения алгоритма блокировки от качаний в соответствие «отечественному» алгоритму предлагалось преобразовать логику блокировки при качаниях в составе GE.

Для большей надежности используется приём сигнала от системы возбуждения генератора, действующего на отключение генераторного выключателя и гашение поля, действующий непосредственно на группу выходных промежуточных реле терминала защит генератора. Предусматривается в дополнение к сигналу от системы возбуждения, действующего в терминал защит генератора, для исключения отказа в отключении

генератора при неисправностях системы возбуждения, сопровождающихся отказом терминала защит генератора.

Также отличительной особенностью защит, используемых для защиты блочного трансформатора, является наличие дифференциальной защиты от замыканий на землю в обмотке трансформатора, реагирующей на разность токов нулевой последовательности, измеряемых на выводах трансформатора и в нейтрали. Защита используется в соответствии с решением поставщика ГТУ. По нашему мнению, применять такую защиту не требуется (отсутствует в требованиях ПУЭ), так как есть дифференциальная защита трансформатора и блока, и применение данной защиты является излишним.

Одной из особенностей построения и действия защит является разделение действия защит на нормальный останов турбины и аварийный останов турбины. Например, дифференциальная защита генератора, 95% защита от замыканий на землю в обмотке статора действуют на аварийный останов турбины. Первая ступень дистанционной защиты (ближнее резервирование), УРОВ генераторного выключателя, 100% защита от замыканий на землю в обмотке статора (на основе контроля протекания наложенного тока частотой 20 Гц в цепи «обмотка статора – земля» действуют на нормальный останов турбины. Нормальный останов предполагает выход на холостой ход после сброса нагрузки, с последующим алгоритмом останова газовой турбины. Аварийный останов сразу закрывает клапана у газовой турбины с последующим выбегом до валоповорота. В отечественной практике все основные защиты, а также резервные, действующие на останов блока, воздействуют на останов турбины, не разделяя аварийный и нормальный останов турбины.

Также одной из защит, не используемых у российских фирм-производителей, является защита по минимальной вырабатываемой активной мощности. Защита используется при оперативном останове турбины для контроля снижения вырабатываемой мощности, пускаемая при приёме сигнала об оперативном останове генератора, и действующая на отключение выключателя генератора и гашение поля генератора.

При вводе в работу автоматики управления выключателем 220 кВ (Siprotec 6MD66) было отмечено отсутствие возможности контроля разности напряжений на входах (Ушон и Ушин) в реальном времени на осциллограммах. Измерение данной разности можно произвести только при включении выключателя, когда фиксируются данные измерения на осциллографе.

III. Выводы

Представлены варианты выполнения релейной защиты в рамках строительства ГТУ, а также обозначены особенности построения РЗА оборудования, которые были выявлены и учтены в ходе реконструкции. Ввод новой генерации на Казанской ТЭЦ-3 обеспечит дополнительные возможности по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы Республики Татарстан и повысит надежность электроснабжения потребителей, в том числе такого крупного промышленного потребителя, как ПАО «Казаньоргсинтез». Идеология построения релейной защиты у иностранных фирм-производителей несколько отличается от идеологии, принятой у российских фирм-производителей и в нормативно-технической документации, что потребовало внесение изменений и корректировку проекта. Полученный опыт будет использован при реализации аналогичных проектов.

Список литературы

- [1] Правила устройства электроустановок, шестое издание – Москва: Госэнергонадзор, 2000. – 507 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ УСЛОВИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ПАРАМЕТРЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ДЛЯ КОРРЕКТИРОВКИ УСТАВОК СИСТЕМ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ

О.О. Ахмедова, А.Н. Шилин, А.Г. Сошинов

Камышинский технологический институт (филиал) федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Волгоградский государственный технический университет»

г. Камышин, Россия

E-mail: Ahmedova-olga@mail.ru

Аннотация - Параметры воздушных линий электропередачи (ВЛЭП) используются алгоритмами многих устройств релейной защиты и автоматики (УРЗА), правильное их определение необходимо для обеспечения корректного функционирования систем релейной защиты и автоматики. При определении продольных и поперечных параметров ВЛЭП используют усредненные данные, такие как проводимость грунта, физические свойства проводников, атмосферные условия и геометрическое расположение фазных проводников относительно поверхности земли и друг друга, которые принимаются неизменными. УРЗА могут функционировать некорректно (сработать ложно или излишне, или не верно определить расстояние до места повреждения), если их уставки не отражают реального состояния контролируемой ВЛЭП. Актуальным является уточнение параметров ВЛЭП для верного определения уставок релейной защиты (РЗ) с применением имитационных моделей. Разработан алгоритм уточненного расчета параметров ВЛЭП, позволяющий корректировать уставки РЗ в реальном времени в зависимости от температуры провода, влажности воздуха, сезонного изменения сопротивления грунта. Созданы имитационные модели ВЛ учитывающие различные параметры погодных условий и влияние проводимости земли. Более точный расчет параметров РЗ позволит увеличить чувствительность и избежать отказов срабатывания либо ложного срабатывания защиты.

Ключевые слова — релейная защита, продольные и поперечные параметры воздушных линий электропередачи, проводимость земли, корректировка уставок

THE ENVIRONMENTAL INFLUENCE AT ELECTRICITY LINES TRANSMISSION FOR RELAY SYSTEM SETTINGS PROTECTION IN REAL TIME

O.O. Akhmedova, A.N. Shilin, A.G.Soshinov

¹Kamyshin technological institute (branch) federal state budget high educational institute «Volgograd state technical university»

Kamyshin, Russia

E-mail: Ahmedova-olga@mail.ru

Abstract - The parameters of air electricity lines transmission are used by algorithms of many devices in relay protection and automation, their correct definition is important for precise relay protection system functioning and automatic equipment work. When longitudinal and transversal parameters of electricity lines are being determined, an average data is being used, such as soil conductivity, conductors' physical characteristics, atmospheric conditions and phase conductors geometrical arrangement, concerning the earth surface and each other, which is taken as constant. Relay protection settings can function incorrectly (i.e. to work falsely or overwork, or to define wrong distance to a damage point), if their settings don't match a real condition of controlled electric lines. Thus the specification of electricity transmission parameters for the right definition of relay protection settings together with imitating models application is considered highly important. The research of terminal earth conductivity influence at air-line parameters was conducted on the terminal elements basis. The specified algorithm of an air electricity line parameters has been calculated, which helps to control the relay protection settings in real time regarding a wire temperature, an air humidity, a seasonal change of soil resistance. The imitation models of electric air line have been constructed, considering various parameters of weather conditions and earth conductivity effect. The exact calculation of relay protection parameters will allow to increase the protection system responsiveness and to avoid its refusals or false operations.

I. ВВЕДЕНИЕ

Воздушная линия электропередачи (ВЛЭП) характеризуется следующим параметрами: удельное активное сопротивление R , удельное реактивное сопротивление X , удельная активная проводимость G и удельная реактивная проводимость B , как правило, эти параметры относят к единице длины воздушной линии и в расчетах принимают погонные значения, соответственно R_0, X_0, G_0, B_0 . При анализе линий электропередачи используются табличные приближенные значения продольных и поперечных параметров в схемах замещения, хотя решения задач в неупрощенном виде приводит к существенным уточнениям известных решений. Произведем анализ характеристик данных электрических величин.

II. АЛГОРИТМ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОСНОВНОЙ ЗАЩИТЫ ПОВЫШЕННОЙ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ РАДИАЛЬНОЙ ЛИНИИ

Различные производители устройств РЗ лишь предлагают два варианта уставок, которые необходимо изменять вручную с непосредственным выездом оперативного персонала в место установки защит, т.е в данных устройствах нет возможности адаптировать ток срабатывания защиты под изменяющиеся параметры окружающей среды, которые оказывают значительное влияние на параметры воздушной линии электропередачи. В результате уставка выставленная на устройствах микропроцессорных реле не всегда является корректной и может привести к отказу действия релейной защиты либо к ложному срабатыванию.

Авторами произведен анализ изменения тока срабатывания защиты учитывая изменение активного и реактивного сопротивления ВЛ связанного с изменением температуры, влажности воздуха, скорости ветра и влажности грунта под воздушной линией электропередачи.

Согласно традиционной методике [3,4] воспользуемся выражениями для определения симметричных составляющих токов, а также фазных токов в месте несимметричных коротких замыканий разных видов, для уменьшения погрешностей в расчетах учитывается не только реактивная составляющая сопротивления, но и активная. Данные расчетов представлены на рис. 1, 2. Величина токов короткого замыкания при разных видах повреждений определялась при величине сопротивления грунта 20 Ом.м.

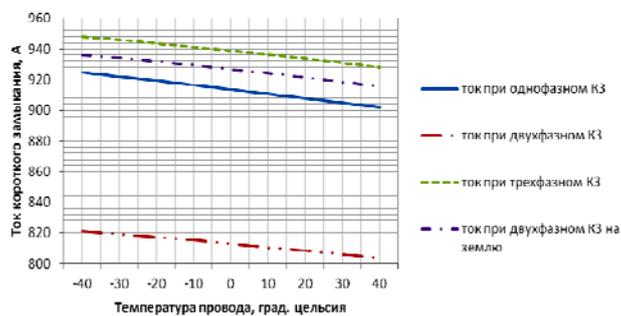


Рис. 1 Зависимость изменения тока короткого замыкания при различных видах повреждений от температуры провода

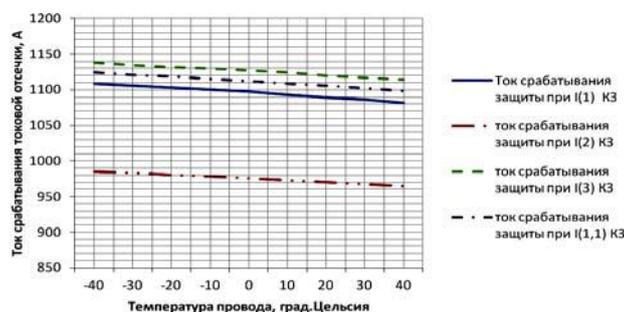


Рис. 2 Зависимость изменения тока срабатывания токовой отсечки при различных видах коротких замыканий от температуры провода

Анализ рис.1 и 2 показывает, что влияние изменения температуры провода даёт изменение тока срабатывания токовой отсечки в пределах 2,5%. При расчете тока трехфазного короткого замыкания по традиционной методике погрешность составляет около 6%. Определение тока уставки релейной защиты по максимальному току трехфазного короткого замыкания может приводить к не корректным действиям устройств РЗ. Следовательно, при проведении расчета с использованием тока трехфазного короткого замыкания процент погрешности в определении уставки по току будет выглядеть следующим образом: при двухфазном коротком замыкании составит – 22%, при однофазном – 9%, при двухфазном на землю – 7%, расчёты производились при сопротивлении грунта 20 Ом.м

Влияние изменения сопротивления грунта на ток срабатывания токовой отсечки иллюстрируется на рис. 3.

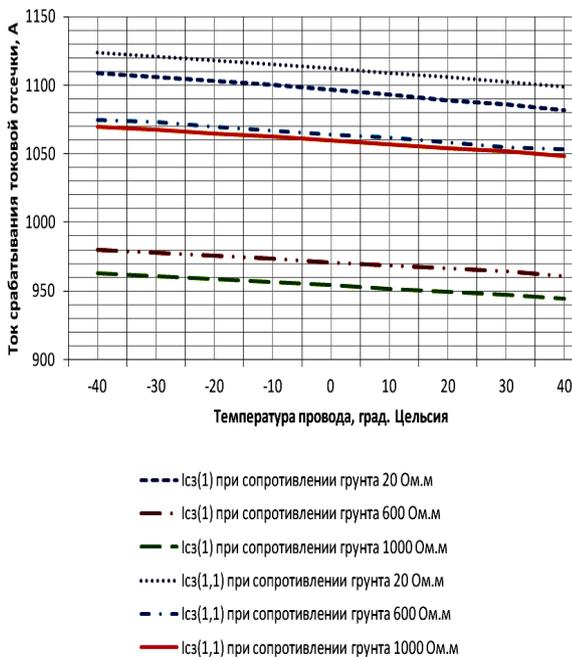


Рис. 3 Зависимость изменения тока срабатывания токовой отсечки при различных видах коротких замыканий от изменения величины сопротивления грунта под ВЛ.

Изменения сопротивления грунта влияет лишь на те виды повреждений, при которых появляется ток нулевой последовательности, поэтому к рассмотрению приняты однофазное короткое и двухфазное короткое замыкание на землю. Учёт двух факторов влияние (колебаний температуры провода и сопротивления грунта) приводит к погрешности расчёта при определении тока срабатывания при однофазном КЗ до 17%, а при двухфазном на землю – 7%.

На основании проведенного анализа зависимостей авторами разработан новый алгоритм функционирования устройств РЗ, позволяющий производить расчёт уставок тока срабатывания в зависимости от вида повреждения, а также производить селекцию коротких замыканий с определением поврежденных фаз.

Новый алгоритм функционирования основной защиты, позволяет устранить возможность ошибок связанных с человеческим фактором, так как система производит автоматический расчет уставки тока срабатывания опрашивая подключены датчики к линии электропередачи и анализируя величину вторичного тока трансформаторов тока. Для защиты от междуфазных замыканий в качестве быстродействующей применяют токовую отсечку, короткие замыкания на землю контролируются «земляной защитой» реагирующей на появление тока нулевой последовательности.

На первом этапе создается математическая модель контролируемой сети электроснабжения в среде Mathcad, где производится ее тестирование, далее формулы для определения параметров источника питания, силовых трансформаторов и ВЛЭП переводятся на язык программирования, также прописываются формулы схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей с учетом трансформаторных связей. В формулы для определения продольных и поперечных параметров линии вводятся переменные, значение

которым присваивается равное параметрам полученных от датчиков установленных на ВЛ, с частотой обновления в 10 мин. Так же в качестве переменных выступают значение токов полученных от трех трансформаторов тока установленных на фазах T_A , T_B , T_C и трех трансформаторов тока подключенных в фильтр нулевой последовательности T_{A0} , T_{B0} , T_{C0} , так как их вторичные токи являются известной величиной, то они могут служить источником информации о произошедшем повреждении, данные обновляются непрерывно. Кроме тока для быстрого сравнения тока уставки с током повреждения контролируемого трансформаторами тока непрерывно производится сравнение вторичных значения I_p и запоминания его программой для дальнейшего вызова при фиксации короткого замыкания.

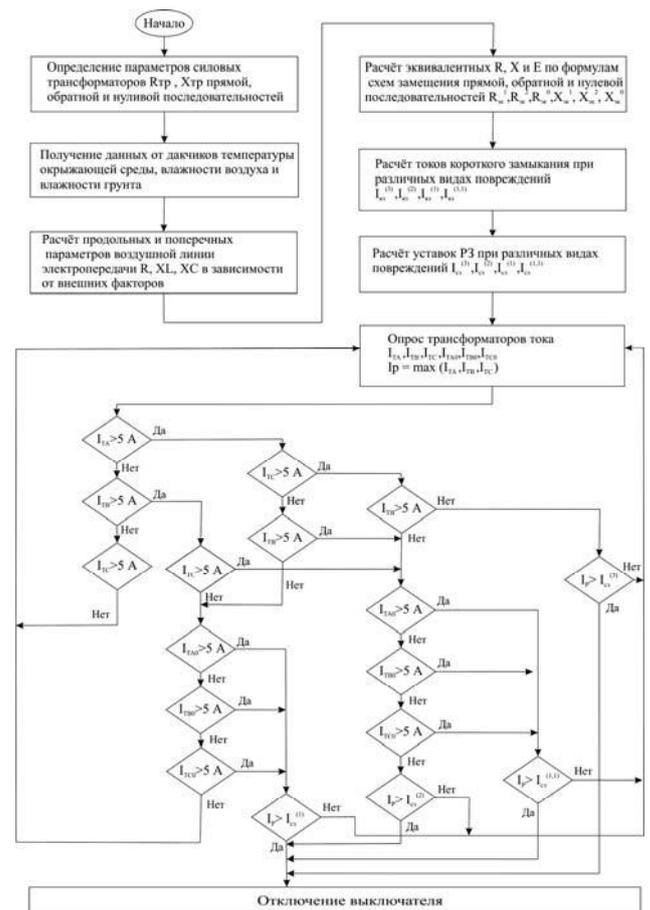


Рис. 4 Предлагаемый алгоритм функционирования системы релейной защиты с адаптивной уставкой

На втором этапе производится расчет токов короткого замыкания для однофазного, двухфазного, трехфазного и двухфазного короткого замыкания на землю, которые также пересчитываются каждые 10 мин. изменяясь от параметров окружающей среды, информация о которой отслеживается датчиками температуры, влажности воздуха, скорости ветра и влажности грунта. На основании рассчитанных токов короткого замыкания определяются токи срабатывания защиты при различных видах повреждений.

Далее производится селекция вида повреждения в зависимости, от каких из трансформаторов тока пришел сигнал об увеличении вторичного тока согласно логическим уравнениям, присвоенным каждому виду

короткого замыкания и вызывается для сравнения с током повреждения I_p соответствующая уставка тока срабатывания защиты.

Если поведение защиты представить в виде логической функции T , то условие срабатывания при однофазном коротком замыкании можно записать в виде

$$T = \left[(I_{TA} \text{ AND } (I_{TA0} \text{ OR } I_{TB0} \text{ OR } I_{TC0}) > 5A) \text{ OR } (I_{TB} \text{ AND } (I_{TA0} \text{ OR } I_{TB0} \text{ OR } I_{TC0}) > 5A) \text{ OR } (I_{TC} \text{ AND } (I_{TA0} \text{ OR } I_{TB0} \text{ OR } I_{TC0}) > 5A) = 1 \right]$$

двухфазном коротком замыкании

$$T = [(I_{TA} \text{ AND } I_{TB} > 5A) \text{ OR } (I_{TB} \text{ AND } I_{TC} > 5A) \text{ OR } (I_{TA} \text{ AND } I_{TC} > 5A) = 1]$$

двухфазном коротком замыкании на землю

$$T = \left[\left((I_{TA} \text{ AND } I_{TB}) \text{ AND } (I_{TA0} \text{ OR } I_{TB0} \text{ OR } I_{TC0}) > 5A \right) \text{ OR } \left((I_{TB} \text{ AND } I_{TC}) \text{ AND } (I_{TA0} \text{ OR } I_{TB0} \text{ OR } I_{TC0}) > 5A \right) \right]$$

трехфазном коротком замыкании

$$T = [(I_{TA} \text{ AND } I_{TB} \text{ AND } I_{TC} > 5A) = 1]$$

При получении на выходе логической функции $T = 1$, производится проверка условия $I_p > I_{C3}$, при выполнении неравенства подается выходной сигнал на отключение выключателя, если же неравенство является не верным, то запускается программой цикл и сигнал опять поступает на блок опроса трансформаторов тока.

Авторами произведен расчёт изменения длины «мертвой зоны» при различных видах токов короткого замыкания и сопротивлении грунта под ВЛЭП (табл.1).

Таблица 1. ДЛИНА ЗОНЫ «НЕ СРАБАТЫВАНИЯ» ТО РАССЧИТАННАЯ ПО ПРЕДЛАГАЕМОЙ МЕТОДИКЕ

Уставка ТО выбираемая относительно вида повреждения	Длина «мертвой зоны», %, относительно			
	$I_{КЗ}^{(3)}$		$I_{КЗ}^{(2)}$	
	$\rho = 20$ Ом.м	$\rho = 1000$ Ом.м	$\rho = 20$ Ом.м	$\rho = 1000$ Ом.м
	$t_{np} = 40^\circ \text{C}$			
Уставка при трехфазном коротком замыкании	26,11	26,11	40,15	40,15
Уставка при двухфазном коротком замыкании	23,77	23,77	37,8	37,8
Уставка при однофазном коротком замыкании	19,08	3,08	37,8	19,09
Уставка при двухфазном коротком замыкании на землю	26,11	15,8	40,15	33,14

Исходя из данных представленных в табл.1 видно, что при расчете тока срабатывания защиты учитывая вид повреждения и изменение погодных условий можно уменьшить длину «мертвой зоны» при ориентации на трехфазный ток короткого замыкания при наиболее распространенном виде повреждения (однофазном коротком замыкании) на 28%, а при ориентации на двухфазный ток короткого замыкания на 20%.

Значение коэффициента чувствительности рассчитанного по традиционной методике составит $k_{\text{ч}} = 1,8$, значение по этой величины с учетом предлагаемой авторами методике выше на 45% (табл.2).

Таблица 2. ЗНАЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ТО

Вид повреждения		Коэффициент чувствительности	
		$\rho = 20$ Ом.м $t_{np} = 40^\circ \text{C}$	$\rho = 1000$ Ом.м $t_{np} = 40^\circ \text{C}$
Трехфазное замыкание	короткое	1,9	1,9
Двухфазное замыкание	короткое	2,2	2,2
Однофазное замыкание	короткое	1,96	2,25
Двухфазное замыкание на землю	короткое	1,93	2,02

III. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Использование нового разработанного авторами алгоритма функционирования микропроцессорных терминалов РЗ позволяют с высокой точностью выставлять токи срабатывания, в плоть до сотых доли ампер, завышение уставок защит на линиях напряжением 110 кВ и ниже приведет, как следствие, к загрубению токов срабатывания защит с абсолютной селективностью на более высоких напряжениях или же к необходимости установки дополнительной ступени, что влечет за собой необоснованные финансовые вложения.

Список литературы

- [1] Поспелов Г.Е. Влияние температуры проводов на потери электроэнергии в активных сопротивлениях проводов воздушных линиях электропередачи / Г.Е. Поспелов, В.В. Ершевич // Электричество. 1973. №10. с.81-83.
- [2] Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии / А.А. Герасименко, В.Т. Федин – Ростов-н/Д.: Феникс, 2006. – 720с.
- [3] Переходные процессы в электроэнергетических системах: учебник для вузов / И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю. П. Гусев, М.В. Пираторов; под ред. И.П. Крючкова. М. : Издательский дом МЭИ, 2008 – 416 с.
- [4] Куликов Ю.А. Переходные процессы в электрических системах: Учеб. пособие. – Новосибирск: НГТУ, М.: Мир: ООО «Издательство АСТ», 2003. – 283 с.
- [5] Мирошник А.А. Уточненные алгоритмы расчёта потерь электроэнергии в сетях 0,38 кВ в реальном времени// Problemele energeticii regionale. 2010. №2(13).с. 35-42
- [6] Ollendorf. Erdstromme. Berlin 1928.
- [7] Марголин Н.Ф. Сопротивление воздушных линий передачи / Н.Ф. Марголин – М.: Мособлполиграф, 1937. – 61с.

Особенности выбора параметров срабатывания ОАПВ линий 500 кВ при качаниях в режиме работы двумя фазами в цикле ОАПВ при больших углах качаний

Е.В. Альмендеева

Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги
Самара, Россия
lebor7@bk.ru

Аннотация - при возникновении в энергосистеме качаний с большими значениями углов качаний между двумя частями энергосистемы в режиме работы двумя фазами в цикле ОАПВ на ВЛ 500 кВ выбрать параметры срабатывания избирательного органа ОАПВ является весьма сложной задачей. В данном случае практически невозможно отстроить характеристику срабатывания избирательного органа ОАПВ от замеров сопротивлений неповрежденных фаз, обеспечив при этом чувствительность избирательного органа ОАПВ к замеру сопротивления поврежденной фазы, даже при металлических коротких замыканиях, не говоря уже о коротких замыканиях через переходные сопротивления. При определении параметров срабатывания использовались алгоритмы расчёта для избирательного органа ОАПВ. В качестве инструмента моделирования применялось программное обеспечение «АРМ СРЗА» ПК «Бриз». Исходными данными являлись расчётная математическая модель энергосистемы и данные электрических параметров энергосистемы в различных режимах её работы. Обоснован характер изменения замеров векторов сопротивлений для поврежденной и неповрежденной фаз в режиме качаний с разными углами качаний в цикле ОАПВ. Предложен способ выполнения условий отстройки от замеров сопротивлений неповрежденных фаз и чувствительности к замерам сопротивлений поврежденных фаз в условиях качаний с большим углом качания. Выявлен возможный диапазон углов качаний между энергосистемами разной мощности для правильной работы ОАПВ. Предложенный способ позволяет получить характеристику срабатывания избирателя поврежденной фазы, обеспечивающую необходимые условия отстройки и чувствительности при качаниях в режиме работы двумя фазами в цикле ОАПВ при больших углах качаний.

Ключевые слова - качания, большие углы качания, параметры срабатывания ОАПВ, избиратель поврежденной фазы, избирательный орган ОАПВ, неповрежденные и поврежденная фазы, металлическое короткое замыкание, замыкание через переходные сопротивления, цикл ОАПВ.

Features of choice of operate setting of the monophasе autoreclosing on the lines 500 kV at wobbling in condition by two phases in the cycle of monophasе autoreclosing with large angle of wobbling

Elena Almendeeva

Branch office of the "System Operator of the United Power System", Joint-stock Company
United Supervisory Control Sredney Volgi
Samara, Russian Federation
lebor7@bk.ru

Abstract - to choice of operate setting for electoral organ of monophasе autoreclosing in case of occurring in a power system wobbling at the large angle of wobbling between two parts of power system in condition by two phases in the cycle of monophasе autoreclosing on the lines 500 kV it's very difficult problem. In this case it's practically impossible to rebuilding for undamaged phases and provide sensitiveness for the damaged phase at a metallic short circuit. Not speaking already about short circuit through transitional resistances. For determination of parameters operations were used the algorithms of calculation for electoral organ of monophasе autoreclosing. As an instrument of design was used software "ARM SRZA" PC "Briz". Basic data it was been mathematical model of power system and data of electric parameters of power system in the different modes of operations of power system. The character of change measurement of resistance vector for damaged phase and undamaged phase in condition of wobbling with different angle of wobbling in the cycle of monophasе autoreclosing is reasonable. A method offers of the simultaneous providing for electoral organ terms of rebuilding for undamaged phase and sensitiveness for the damaged phase in condition of wobbling with large angle of wobbling. Possible range of angle wobbling between two power system different power for correct work monophasе autoreclosing is educed. An offer method allows to get a character of location of the characteristic operations of the elector of damaged phase that will provide of the simultaneous providing for electoral organ terms of rebuilding for undamaged phase and sensitiveness for the damaged phase at condition by two phases in the cycle of monophasе autoreclosing with large angle of wobbling.

Key words - wobbling, large angle of wobbling, operate setting of the monophasе autoreclosing, elector of the damaged phase, electoral organ of monophasе autoreclosing, undamaged phases, damaged phase, metallic short circuit, shorting through transitional resistances, the cycle of monophasе autoreclosing.

1. ПРОБЛЕМА ВЫБОРА ХАРАКТЕРИСТИКИ СРАБАТЫВАНИЯ ПРИ БОЛЬШИХ УГЛАХ КАЧАНИЙ

При работе энергосистемы в нормальном режиме нагрузки, две части энергосистемы (условно – генерирующая и потребляющая) находятся в тесной связи друг с другом, при которой наблюдается синхронная работа генераторов, протекает ток нагрузки, угол между векторами ЭДС по концам линии представляет собой небольшой угол синхронизма, находящийся в диапазоне от 0 до 45 градусов. В конце линии получается небольшое падение напряжения, но остальные параметры тока и напряжения находятся в допустимых пределах. Режим синхронных качаний начинается в момент внезапного подключения значительной величины активной нагрузки. В данный момент получается неравенство между энергией, генерируемой станциями и энергией, необходимой потребителям, и вектор ЭДС потребляющей части энергосистемы начинает сильно отставать от вектора ЭДС генерирующей части энергосистемы. Происходят колебания вектора ЭДС вокруг нового положения из-за того, что генерация добавляет мощности, но не сразу, а постепенно, и пока равенство вновь не будет восстановлено, вектор будет неустойчивым. Когда равенство восстанавливается, вектор занимает новое положение с углом синхронизма больше, чем был, но в пределах допустимого. Период синхронных качаний продолжается 4-5 периодов, затем восстанавливается нормальный режим нагрузки. Во время качаний, происходит падение напряжения на линии, и возрастает ток нагрузки.

Отстройка от замеров неповрежденных фаз при качаниях в режиме работы двумя фазами в цикле однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ) при больших углах качаний часто не представляется возможной, поскольку эти замеры могут располагаться настолько близко к комплексу сопротивления линии, что отстроенная от них характеристика не обеспечивает требуемую чувствительность даже при металлических замыканиях на землю на защищаемой линии, не говоря уже о коротких замыканиях через переходные сопротивления. В большей степени данная проблема проявляется когда конец, со стороны которого установлено рассматриваемое устройство ОАПВ, может являться в разных режимах как питающим, так и приемным [2].

Расчетными для проверки чувствительности избирательного органа при замыкании на землю (до начала каскадного отключения) через переходное сопротивление на конце линии, противоположном месту установки рассматриваемого устройства являются:

1) В случае маломощной системы с противоположной стороны защищаемой линии:

- при установке устройства с питающего конца – режим передачи минимальной активной и приема максимальной реактивной мощностей,

- при установке устройства с приемного конца – режим приема активной и реактивной мощностей во всем возможном диапазоне, однако, из нескольких режимов с примерно одинаковыми значениями принимаемой активной мощности достаточно рассмотреть режим с максимальной реактивной принимаемой мощностью.

2) В случае мощной системы с противоположной стороны защищаемой линии :

- при установке устройства с питающего конца – режим передачи минимальной активной и максимальной и средней реактивной мощностей,
- при установке устройства с приемного конца – режим приема активной мощности во всем возможном диапазоне и передачи максимальной реактивной мощности и, кроме того, режим приема минимальной активной мощности и передачи средней реактивной мощности.

Для отстройки от замеров в неповрежденных фазах при замыкании на землю одной фазы (до начала каскадного отключения) и при каскадном отключении замыкания на землю одной фазы через переходное сопротивление в общем случае должны быть проведены следующие расчеты:

1) В случае маломощных систем со стороны установки рассматриваемого устройства и с противоположной стороны защищаемой линии:

- когда устройство установлено с питающего конца, необходимо произвести расчет замера в фазе В при металлическом замыкании на землю фазы А в начале линии, а также при каскадном отключении со стороны установки рассматриваемого устройства ОАПВ замыкания на землю фазы А через переходное сопротивление в начале линии и в середине линии,
- когда устройство установлено с приемного конца необходимо произвести расчет замера в фазе С до и после начала каскадного отключения со стороны рассматриваемого устройства ОАПВ замыкания на землю фазы А через переходное сопротивление в начале линии.

2) В случае маломощной системы со стороны установки рассматриваемого устройства и мощной системы с противоположной стороны защищаемой линии:

- когда устройство установлено с питающего конца, необходимо произвести расчет замеров в фазе В при металлическом замыкании на землю фазы А в начале линии и при каскадном отключении со стороны установки рассматриваемого устройства ОАПВ замыкания на землю фазы А через переходное сопротивление в начале линии, а также замера в фазе С при металлическом замыкании на землю фазы А в конце линии и при каскадном отключении с противоположной стороны замыкания на землю фазы А через переходное сопротивление в середине линии,

- когда устройство установлено с приемного конца, необходимо произвести расчет замеров в фазе С при каскадном отключении со стороны рассматриваемого устройства ОАПВ замыкания на землю фазы А через переходное сопротивление в начале и середине линии.

3) В случае мощных систем со стороны установки рассматриваемого устройства и с противоположной стороны защищаемой линии:

- когда устройство установлено с питающего конца необходимо произвести расчет замеров фазы С при металлическом замыкании на землю фазы А в конце линии и при замыкании на землю фазы А через переходное сопротивление в середине линии при каскадном отключении с противоположной стороны замыкания на землю фазы А через переходное сопротивление в конце и в середине линии, а также замеров фазы В при каскадном отключении со стороны рассматриваемого устройства ОАПВ замыкания на землю фазы А через переходное сопротивление в начале и середине линии,
- когда устройство установлено с приемного конца необходимо произвести расчет замеров в фазе С при каскадном отключении со стороны рассматриваемого устройства ОАПВ замыкания на землю фазы А через переходное сопротивление в начале и середине линии при каскадном отключении с противоположной стороны замыкания на землю фазы А через переходное сопротивление в конце линии, а также замера в фазе В при каскадном отключении со стороны противоположной месту установки рассматриваемого устройства ОАПВ замыкания на землю через переходное сопротивление в середине линии.

4) В случае мощной системы со стороны установки рассматриваемого устройства и маломощной системы с противоположной стороны защищаемой линии:

- когда с противоположной стороны защищаемой линии имеется мощная система,
- когда устройство установлено с питающего конца, необходимо произвести расчет замера в фазе В при каскадном отключении со стороны рассматриваемого устройства ОАПВ замыкания на землю фазы А через переходное сопротивление в начале линии,
- когда устройство установлено с приемного конца, необходимо произвести расчет замера в фазе С при каскадном отключении со стороны рассматриваемого устройства ОАПВ замыкания на землю фазы А через переходное сопротивление в начале линии.

В случае, когда конец, со стороны которого установлено рассматриваемое устройство, в различных

режимах может являться как питающим, так и приемным, необходимо производить расчет замеров для обоих случаев.

II. Влияние величины переходного сопротивления на выбор характеристики срабатывания ИПФ ОАПВ при различных углах качаний

В качестве примера рассмотрим характеристику срабатывания реле сопротивления (РС) избирателя поврежденной фазы (ИПФ) ОАПВ ВЛ 500 кВ, представляющую собой параллелограмм на комплексной плоскости в координатах реактивного сопротивления X по оси ординат и активного сопротивления R по оси абсцисс, полученную в ходе расчета параметров срабатывания ИПФ с помощью программного комплекса «АРМ СРЗА», представленную на Рис. 1:

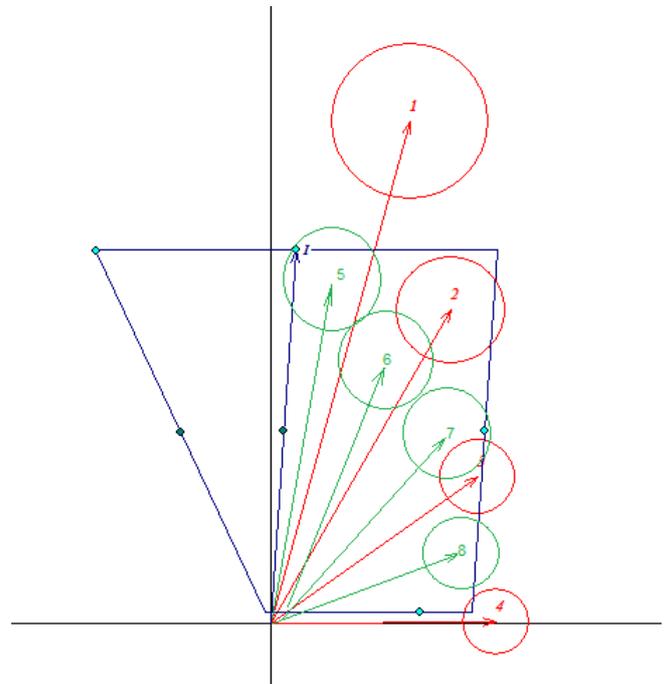


Рис. 1. Характеристика срабатывания РС ИПФ ОАПВ ВЛ 500 кВ при $\delta_{\text{кач}}=20^\circ$

В данном случае рассматриваются качания с углом качания $\delta_{\text{кач}}=20^\circ$. Красным цветом отмечены вектора сопротивлений неповрежденной фазы при однофазном металлическом КЗ и КЗ через переходные сопротивления 10 Ом, 15 Ом и 20 Ом (вектора № 1, 2, 3, 4). Зеленым - вектора сопротивлений поврежденной фазы при тех же КЗ – соответственно вектора № 5, 6, 7, 8. Характеристика срабатывания РС чувствительна, но не отстроена при КЗ через переходные сопротивления 10 Ом и 15 Ом - вектора № 2, 3. На Рис.2 представлена характеристика срабатывания РС ИПФ ОАПВ ВЛ 500 кВ при качаниях с $\delta_{\text{кач}}=15^\circ$. Как видно из Рис.2, чувствительность все так же обеспечивается и условия отстройки улучшились. Но при переходном сопротивлении 15 Ом, вектор № 11 замер неповрежденной фазы снова попадает в характеристику срабатывания.

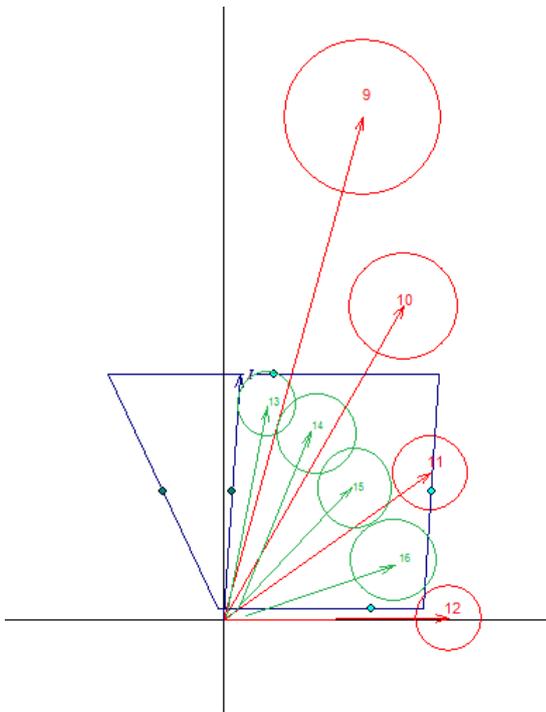


Рис. 2. Характеристика срабатывания РС ИПФ ОАПВ ВЛ 500 кВ при $\delta_{\text{кач}}=15^\circ$

Рассмотрим качания с еще меньшим углом качаний - $\delta_{\text{кач}}=10^\circ$. Характеристика представлена на Рис. 3.

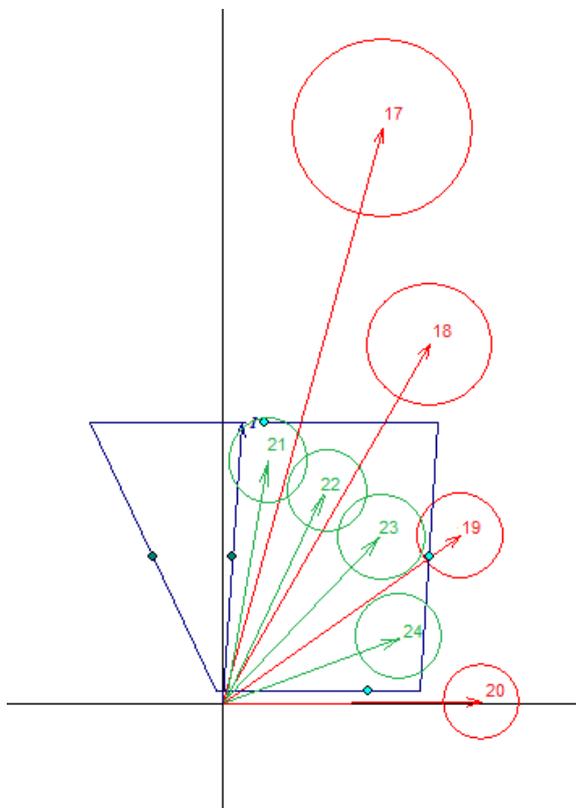


Рис. 3. Характеристика срабатывания РС ИПФ ОАПВ ВЛ 500 кВ при $\delta_{\text{кач}}=10^\circ$

В данном случае Рис. 3 показывает, что при небольших значениях $\delta_{\text{кач}}$ замеры поврежденной фазы попадают в характеристику срабатывания ИПФ ОАПВ, а неповрежденной фазы отстроены с достаточным коэффициентом отстройки. Однако, на практике возможны большие значения углов качаний, т.е. возможен такой режим работы энергосистемы, при котором происходят периодические изменения его параметров (токов, напряжений), длящийся примерно 4-5 периодов. Данного времени достаточно для увеличения $\delta_{\text{кач}}$ до 20° [1]. В реальных условиях при замыкании одной фазы на землю через переходное сопротивление максимальный угол расхождения между углами ЭДС двух энергосистем будет меньше, чем при металлическом КЗ [2].

III. ВЫВОД

Учитывая вышесказанное, целесообразно при выборе характеристики срабатывания РС ИПФ ОАПВ при металлических КЗ рассматривать большие значения $\delta_{\text{кач}}$, а при КЗ через переходные сопротивления – малые $\delta_{\text{кач}}$. В качестве доказательства из Рис. 1 и Рис. 3 можно видеть, что для вектора замера сопротивления при металлическом КЗ обеспечивается отстройка и при большом, и при малом $\delta_{\text{кач}}$, а для вектора замера сопротивления через переходные сопротивления характеристика срабатывания РС ИПФ ОАПВ надежно отстроена только при малом $\delta_{\text{кач}}$. Таким образом, данные обстоятельства позволяют существенно сократить трудозатраты специалистов расчетных отделов служб релейной защиты и автоматики за счет значительного сокращения расчетных условий при выборе характеристик срабатывания ИПФ ОАПВ и, самое важное, дают возможность получить такие характеристики срабатывания ИПФ ОАПВ, которые будут обеспечивать требуемую чувствительность к замерам поврежденной фазы и необходимую отстройку для замеров неповрежденных фаз.

Список литературы

- [1] Хачатуров А.А. Несинхронные включения и ресинхронизация в энергосистемах.- М., «Энергия», 1969.-с. 50-76
- [2] Рубинчик В., Дороднова Т., Михайлова М., Баумштейн К., Дутина С. Исследование и разработка методики расчета избирательных органов пофазного АПВ //Институт «Энергосетьпроект».-1977.- том 3.-133 с.

Новые предложения по изменению алгоритма работы блокировки при качаниях

Т.С. Просвирякова¹, Е.С. Якупова², А.С. Федоров²

¹ Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Урала, Екатеринбург, Россия

² Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, Кемерово, Россия

Аннотация — рассмотрена существующая логическая схема блокировки дистанционной защиты при качаниях производства НПП «ЭКРА», рассчитаны параметры срабатывания по приращению тока прямой последовательности чувствительного органа, приведены возможные варианты изменения логики работы блокировки дистанционной защиты при качаниях.

Ключевые слова — дистанционная защита; блокировка при качаниях; прямая последовательность.

New suggestions for changing the power swings blocking algorithm

Tat'yana Prosviryakova¹, Elena Yakupova², Andrey Fedorov²

¹ Branch of JSC «System Operator of the Unified Power System» of Uralian Interregional Dispatching Office, Ekaterinburg, Russia

² Branch of JSC «System Operator of the Unified Power System» of Siberian Interregional Dispatching Office, Kemerovo, Russia

Abstract — The paper considers the existing logical scheme of blocking of distance protection during swings produced by RPR 'ECRA'. There were calculated the actuation data on current increment of sensible organ, there were provided possible variants of change of logic of operation of swing blocking of the distance protection.

Keywords — distance protection; blocking during swings; direct sequence.

I. ВВЕДЕНИЕ

Возникновение качаний в энергосистеме сопровождается появлением уравнивающих токов, изменяющихся во времени с определенной периодичностью. Токи при этом могут быть значительно больше максимальных токов нагрузочного режима, а напряжения в точках сети, близких к электрическому центру качаний, снижаются в пределе до нуля. Качания могут привести к тому, что сопротивление, измеряемое дистанционной защитой (ДЗ), из области нагрузочных режимов переходит в область характеристик срабатывания. Для исключения неправильного действия защиты используется устройство блокировки при качаниях.

II. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Блокировкой при качаниях в общем смысле называют функцию в составе микропроцессорного устройства РЗА, отвечающую за правильную работу дистанционной защиты в режиме качаний и режиме асинхронного хода в энергосистеме (ЭС).

Режим качаний и режим короткого замыкания (КЗ) можно различать, используя два основных фактора:

1) Появление при КЗ несимметричных составляющих тока и напряжения (в случае трехфазного симметричного замыкания в начальный момент возникновения КЗ присутствует кратковременная несимметрия) и отсутствие несимметрии в режиме качаний или асинхронном режиме.

2) Значительное изменение электрических параметров в энергосистеме (высокая скорость приращения электрических величин) за малые промежутки времени при КЗ и относительно медленное изменение электрических величин в режиме качаний.

В отечественной практике используется два алгоритма построения логики блокировок дистанционных защит при качаниях в микропроцессорных устройствах. Речь идет о алгоритме контроля приращения векторов тока прямой и обратной последовательности (DI1, DI2) и алгоритме контроля скорости изменения сопротивления (dZ/dt). В операционной зоне ОДУ Сибири и ОДУ Урала широко распространен принцип построения блокировки, основанный именно на контроле приращения векторов тока прямой и обратной последовательности.

III. ОЦЕНКА РАБОТЫ АЛГОРИТМА БЛОКИРОВКИ ПРИ КАЧАНИЯХ В АВАРИЙНОЙ СИТУАЦИИ

В 2016 году, во время аварийной ситуации в объединенной энергосистеме выявились случаи неправильной работы блокировки при качаниях дистанционной защиты производства НПП «ЭКРА» в условиях асинхронного режима (рис. 1).

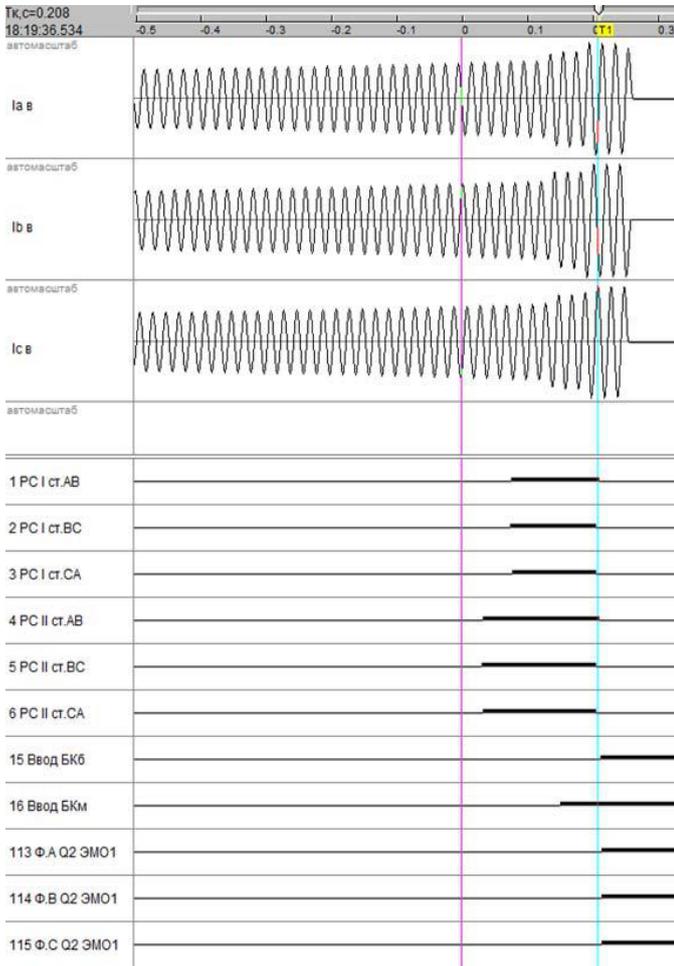


Рис. 1. Осциллограмма асинхронного режима на ВЛ 500 кВ Беловская ГРЭС – Ново-Анжерская

В данном случае из-за наличия близко расположенного источника генерации частота скольжения в асинхронном режиме была выше 2 Гц, что привело к быстрому нарастанию тока прямой последовательности, было расценено блокировкой при качаниях как режим симметричного короткого замыкания и привело к ложной работе дистанционной защиты. На рис.2. приведена функциональная логическая схема блокировки при качаниях устройства БЭ2704. Пуск быстродействующих ступеней ДЗ осуществляется срабатыванием чувствительных пусковых органов по приращению тока прямой или обратной последовательности (DI1_{БЛ} и DI2_{БЛ}).

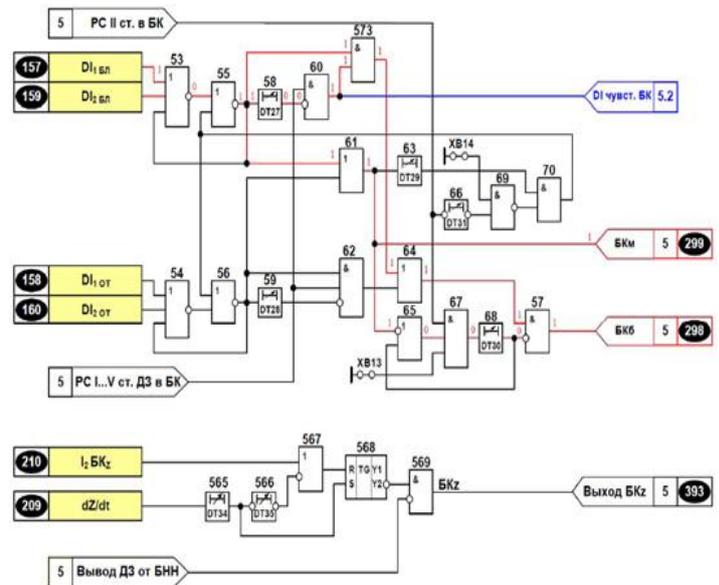


Рис.2. Функциональная логическая схема блокировки при качаниях устройства БЭ2704

Для обеспечения работы ДЗ с учетом возможного каскадного действия защиты при КЗ в конце линии время ввода быстродействующих ступеней DT27 обычно принимают равным 0,4 с.

В асинхронном режиме с периодом качаний меньше уставки DT27 пуск DI1_{БЛ} позволит отработать быстродействующим ступеням ДЗ, если годограф сопротивления успеет войти в зону срабатывания [1]. Таким образом, для определения уставки DI1_{БЛ} необходимо оценить величину изменения вектора тока прямой последовательности при качаниях.

Для двухмашинной системы ток качаний определяется:

$$I_{кач} = \frac{\Delta E}{Z_{1\Sigma}} \quad (1)$$

$$I_{кач} = I_{кач.макс} \cdot \sin \frac{\delta}{2} \quad (2)$$

где ΔE – разность ЭДС эквивалентных генераторов;

δ – угол между ЭДС эквивалентных генераторов, изменяющийся в процессе качаний;

$Z_{1\Sigma}$ – эквивалентное сопротивление прямой последовательности связи;

$I_{кач.макс}$ – максимальное действующее значение тока качаний при $\delta = 180^\circ$.

В произвольный момент времени угол между ЭДС (в режиме качаний или асинхронного хода) определяется в зависимости от разности частот эквивалентных генераторов Δf :

$$\delta = 2\pi \Delta f t \quad (3)$$

Изменение тока качаний за период промышленной частоты:

$$\Delta I = I_{кач.макс} \cdot \sin \frac{2\pi \Delta f T}{2} \quad (4)$$

По данным осциллограммы асинхронного режима на ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС – Тюмень № 1 определим изменение тока качаний за период промышленной частоты:

- максимальное действующее значение тока прямой последовательности $I_{\max} = 1700 \text{ A}$;
- период качаний $T_{\text{ц}} = 0,3 \text{ с}$;
- разность частот энергосистем $\Delta f = 3,33 \text{ Гц}$.

Изменение тока качаний за период промышленной частоты:

$$DI = 1700 \cdot \text{SIN} \frac{360 \cdot 3,33 \cdot 0,02}{2} = 350 \text{ A}$$

Максимальный расчетный ток $I_{\text{кач.макс}}$ в ремонтной схеме при отключенной параллельной ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС – Тюмень № 2 составляет 4800 А.

Максимальное расчетное значение DI_{\max} для данной линии при разности частот энергосистем $\Delta f = 3,33 \text{ Гц}$:

$$DI_{\max} = 4800 \cdot \text{SIN} \cdot \frac{360 \cdot 3,33 \cdot 0,02}{2} = 996 \text{ A}$$

Уставка пускового органа $DI_{\text{БЛ}}$ выбирается по условию чувствительности к трехфазным КЗ на смежных присоединениях для обеспечения работы ступеней ДЗ, обеспечивающих дальнейшее резервирование защит смежных присоединений:

$$DI_{\text{БЛ}} = \frac{I_{\text{КЗ.мин}}^{(3)}}{K_{\text{чув}}}$$

$$DI_{\text{БЛ}} = \frac{440}{1,2} = 360 \text{ A}$$

Таким образом, отстройка чувствительного пускового органа $DI_{\text{БЛ}}$ от изменения тока прямой

последовательности в режиме качаний приведет к потере чувствительности дистанционной защиты при КЗ в зоне дальнего резервирования.

IV. ВЫВОД

На основании собранной в ОДУ статистики в сети 500 кВ операционной зоны произошло порядка 1300 КЗ из них 13 трехфазных КЗ. При этом из 13 КЗ лишь одно имело первоначальный трехфазный характер (с наличием несимметрии по токам) остальные развивались преимущественно из двухфазных КЗ на землю, следовательно, вероятность возникновения трехфазного короткого замыкания на ВЛ 500 кВ без предварительной несимметрии крайне мала, поэтому, целесообразно рассмотреть возможность исключения пуска быстродействующих ступеней дистанционной защиты от чувствительного органа по приращению тока прямой последовательности $DI_{\text{БЛ}}$ на время возникновения короткого замыкания с последующим вводом данного контроля на время трехфазного автоматического повторного включения ТАПВ + $t_{\text{запас}}$ для исключения несрабатывания дистанционной защиты в режиме включения от ТАПВ на трехфазное короткое замыкание, когда несимметрия величин определяется исключительно разновременностью включения фаз выключателя. Данный способ позволит снизить риски ложной работы дистанционной защиты при асинхронном режиме на ВЛ и сохранить чувствительность ДЗ к включению на симметричное короткое замыкание.

Список литературы

- [1] Шнейерсон Э.М. Цифровая релейная защита. - Энергоатомиздат, 2007. — 549 с.
- [2] А. Б. Барзам. Системная автоматика. - 4-е изд., перераб. и доп. - М. : Энергоатомиздат, 1989. - 446 с.

Оптимизация системы технического обслуживания релейной защиты и автоматики

Е.Л. Кокорин^{1,2}, С.А. Дмитриев¹

¹ФГАОУ ВО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»

²филиал ПАО "ФСК ЕЭС"- МЭС Урала

Екатеринбург, Российская Федерация

evgenii.kokorin@gmail.com

Аннотация — В настоящее время наблюдается тенденция ввода в эксплуатацию существенного количества устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) на микропроцессорной(МП) базе, обладающих значительными возможностями самоконтроля, а также способных получать и передавать исчерпывающую информацию по сетевым протоколам. Эксплуатация РЗА исторически построена на принципах планово-предупредительных ремонтов (ППР), которые требуют значительных временных и финансовых затрат, часто прикладываемых не в том направлении в котором это реально необходимо. Вместо проверки наиболее вероятно неисправной аппаратуры, на основании плана проверок выполняют проверку новой и исправной. Используя имеющийся в наличии потенциал самоконтроля МП РЗА, можно судить об их состоянии в режиме реального времени. Эффективная система технического обслуживания должна быть получена путём оптимизации затрат с учетом повышения работоспособности комплекса РЗА. С этой целью разрабатывается математическая модель работоспособности РЗА, позволяющая оценить вероятность нахождения конкретного устройства РЗА в определенном состоянии для последующей корректировки стратегии технического обслуживания. Исследования основаны на корректном применении методов теории вероятности и оптимизации. При выполнении экспериментальной части исследования выполнялось моделирование с использованием возможностей Simulink программного комплекса MatLab. Разрабатываемая модель позволяет производить расчеты, целью которых является оптимизация системы технического обслуживания РЗА с учетом технического состояния устройств. Разрабатываемая модель может быть использована при создании программ ремонтов оборудования РЗА в предприятиях Электросетевого комплекса. Введение технического обслуживания РЗА по его фактическому состоянию снизит затраты на текущую эксплуатацию и повысит наблюдаемость и надежность системы.

Ключевые слова — Релейная Защита и Автоматика; техническое обслуживание; вероятностная модель;

Optimization of the relay protection and automation maintenance system

E.L. Kokorin^{1,2}, S.A. Dmitriev¹

¹ FSAEI HPE "Ural Federal University named after the first President of Russia B. N. Yeltsin"

² «Magisterial Electrical Networks of Ural» the department of Federal Grid Company of Unified Energy System

Ekaterinburg, Russia

evgenii.kokorin@gmail.com

Abstract — At the present time there is a tendency for putting into operation the significant amount of the microprocessor-based (MP) relay protection and automation equipment (RPA), which has the significant opportunities for self-control, and also is capable of the comprehensive information acquisition and transportation by the network protocols. Historically the RPA operation is based on the preventative maintenance (PM) principles, which are time-consuming and require the significant financial expenses, and the present efforts are often made at the wrong direction. Instead of the most probable failed equipment the new and operative equipment is checked on the basis of the plan. The MP RPA state can be inferred by the available self-control capability in the real-time mode. The efficient maintenance system should be obtained by means of the costs optimization with consideration of the RPA complex operability improvement. For the present purpose the mathematical model of the RPA operability is developed which allows for the probability assessment of the RPA device presence in the particular state for the further correction of the maintenance strategy. The studies are based on the correct application of the probability and optimization theory methods. While performing the experimental part of the study the modelling with the use of the capabilities of the Simulink, that is the MatLab software package, was performed. The developed model permits to perform the calculations intended to the RPA maintenance system optimization with consideration of the equipment technical state. The developed model can be used during the RPA repair programs creation at the electrical grid complex enterprises. The introduction of the RPA maintenance according to its actual state will reduce the operation costs and improve the system observability and reliability.

Keywords — Relay Protection and Automation; maintenance; probabilistic model;

1. ВВЕДЕНИЕ

Причины отказа устройства РЗиА могут быть различными, основными из которых являются отказы непосредственно устройств РЗиА, а также отказы вторичных кабелей. В статье [1] авторами приведена структурная схема комплекса РЗиА, позволяющая классифицировать отказы по месту их нахождения, одной из составляющих являются контрольные кабели. Созданная на ее основе графово-вероятностная модель, учитывает контрольные кабели упрощенно, не принимая во внимание конфигурацию схемы и состав оборудования. Для уточнения модели необходимо рассмотреть этот элемент более подробно, так как он вносит до 10,6% вклада в суммарную ненадежность системы РЗиА[2].

В настоящее время на большинстве подстанций вторичная коммутация реализована по классической схеме с использованием контрольных кабелей с медными жилами. Имеют место и различные наработки, использующие цифровую среду для передачи информации, находящиеся в основном в режиме опытной эксплуатации. Целью данной статьи является анализ существующих решений с точки зрения их влияния на работоспособность комплекса РЗиА.

II. ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ СХЕМЫ ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЕЙ

В качестве основного показателя надежности в рамках статьи используется неработоспособность, как величина наиболее полно применимая для планирования эксплуатации оборудования РЗиА[1].

Неработоспособность определяется[4], как отношение времени пребывания в неисправном состоянии ко времени между отказами.

$$q = \lambda M T T R = \frac{M T T R}{M T B F} \quad (1)$$

где q это неработоспособность, λ - частота отказов, $M T T R$ - время пребывания в неисправном состоянии, $M T B F$ - среднее время между отказами.

Для анализа неработоспособности вторичных кабелей необходимо прежде всего определить количество «критических» жил. Под «критическими» будем понимать такие присоединения без целостности, которых правильная работа защит невозможна.

1) Классическая схема

Классическая схема предусматривает передачу аналоговых сигналов по медным проводам.

К критическим отнесём: 4 цепи от ТТ (Фазы А, В, С и N соответственно), 6 цепей от ТН (Фазные напряжения А,В,С,0, а также напряжения обмотки разомкнутого треугольника), 6 цепей к ВВ (Цепи включения – 2 проводника и 2 цепи отключения по 2 проводника). Итого с ОРУ в ОПУ проложено 16 цепей.

В докладе [5] описана ситуация с контролем вторичных цепей терминалами РЗ. На основании чего рассмотрим 2 наиболее часто встречающиеся ситуации, выделив их в подпункты:

1.1) Выполняется контроль всех цепей, кроме цепей ТТ (наиболее редко используемая функция).

1.2) Выполняется полный контроль всех «критических» жил вторичных кабелей

На Рис. 1.а представлена классическая схема вторичных кабелей. Для выполнения оценочного расчета длина соединений на ОРУ принята равной 5 м, длина кабеля до ОПУ – 35 м. На Рис. 1 над проводниками указано кол-во «критических» жил, а снизу указана, длина соответствующих кабелей. Видно, что контрольные кабели можно условно разделить на два участка: от устройства на ОРУ до переходного клеммника и от него непосредственно до устройства РЗ на ОПУ.

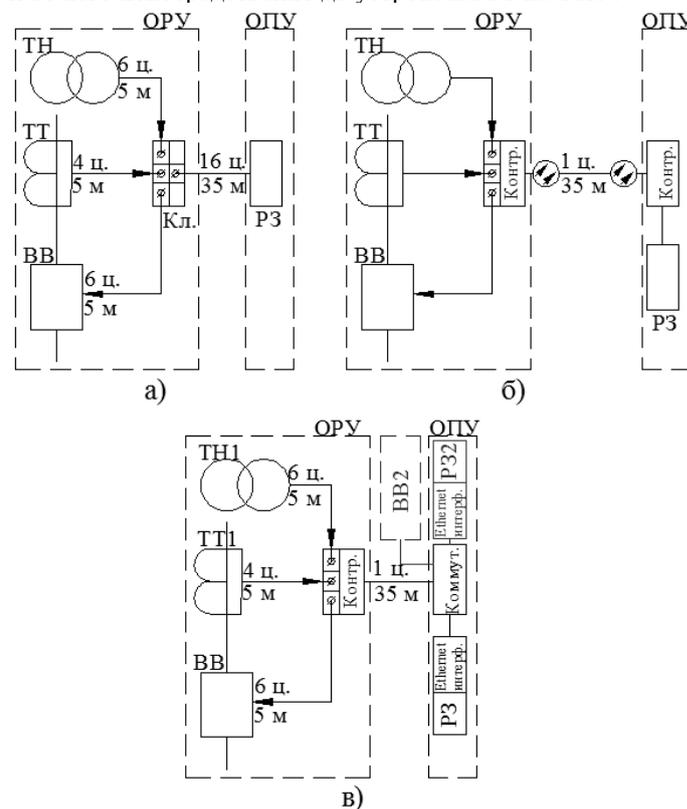


Рис. 1. Структурные схемы вторичных цепей на разной элементной базе.

2) Цифровая передача точка-точка

В этой схеме вторичных кабелей протяженный участок аналоговых кабелей замен одним оптическим. ТН находятся на удалении от непосредственно присоединения, поэтому целесообразно использовать для него отдельный выделенный канал, однако для упрощения модели это не учитывается. В случае 2 вторичные цепи от каждого устройства на ОРУ до устройства РЗА состоят из: Удаленного контроллера входа/выхода (оптика), Приемника оптического сигнала и оптического кабеля.

3) Сетевая передача с использованием технологии Ethernet

В этой схеме для передачи информации используется общая сеть Ethernet, физическая конфигурация которой может быть различной, от полностью радиальной до полностью кольцевой. Сигнал может передаваться не по кратчайшей физической траектории, а степень централизации может изменяться от схемы к схеме.

На сегодняшний день широкое распространение получил протокол МЭК 61850. В настоящее время на его основе реализуется обмен устройств дискретными командами (по протоколу GOOSE), так же возможна передача аналоговой информации в цифровом виде (МЭК 9.2). По сравнению с классической 1, схемы 2 и 3 позволяют сократить риски для персонала при обслуживании подстанции, снизить стоимость вторичного оборудования, а также повысить наблюдаемость подстанции.

III. АНАЛИЗ НЕРАБОТОСПОСОБНОСТИ ОТДЕЛЬНЫХ КОМПОНЕНТОВ

Медные провода

На основании эксплуатационных данных [6] примем среднее время между отказами *MTBF* равным 5000 лет на точку подключения. Согласно В [4] время пребывания в неисправном состоянии *MTTR* принимается равным половине периода ТО, т.е. рассчитывается по выражению (2).

$$q_{ТО} = \frac{MTTR}{MTBF} = \frac{12}{5000 \text{ лет}} = 200 \cdot 10^{-6} \quad (2)$$

В ряде исследований [4] авторы принимают параметры потока отказов контрольных кабелей независимо от их протяженности, что не соответствует действительности. Так например вероятность отказа провода соединяющего ТТ с клеммой на клеммной коробке не может быть равна вероятности отказа достаточно большого по протяженности кабеля, проложенного по кабельным каналам ОРУ. Для решения поставленной задачи эту зависимость необходимо учитывать. Чем больше длина кабеля, тем больше вероятность его повреждения потенциальными механическими и другими повреждениями. Также значительный вклад в неработоспособность вносит надежность клеммных соединений. Для достоверного учета вторичных цепей необходимо подход учитывающий оба этих параметра [7], на основании которого получены значения неработоспособности для кабеля и для клемм. Тогда удельная неработоспособность на 1 м кабеля будет рассчитываться по выражению (3).

$$q_{уд_ТО} = \frac{q_{ТО}}{2 \cdot 24,345} = 4,104 \cdot 10^{-6} \quad (3)$$

А неработоспособность одного клеммного присоединения рассчитывается по выражению (4).

$$q_{кл_ТО} = \frac{q_{уд_ТО}}{0,871} = 4,716 \cdot 10^{-6} \quad (4)$$

Выражения (3) и (4) получены на основании распределения вероятности отказа вторичных соединений между клеммой и отдельным участком кабеля [7].

Однако с точки зрения авторов в условиях применения современных МП защит, обладающих значительным потенциалом автоконтроля это не совсем корректно. С учетом работы СК положим, что время нахождения в неисправном состоянии соответствует времени прибытия ремонтной бригады и устранения неисправности и составляет 48 ч.

$$q_{СК} = \left(\frac{48 \text{ ч}}{5000 \text{ лет}} \right) = 1,096 \cdot 10^{-6} \quad (5)$$

Тогда удельная неработоспособность на 1 м кабеля будет рассчитываться по выражению (5).

$$q_{уд_СК} = \frac{q_{СК}}{2 \cdot 24,345} = 0,023 \cdot 10^{-6} \quad (6)$$

А неработоспособность одного клеммного присоединения рассчитывается по выражению (7).

$$q_{кл_СК} = \frac{q_{уд_СК}}{0,871} = 0,026 \cdot 10^{-6} \quad (7)$$

Провода передающие цифровой сигнал

Все цифровые передачи являются контролируемыми, поэтому по аналогии с рассуждениями выше примем *MTTR* равным 48 часам [4]. Т.е. неработоспособность цифровой передачи на 1 м кабеля будет рассчитываться по выражению (6) и численно будет равна неработоспособности контролируемой аналоговой связи.

Другие устройства в цифровых каналах связи

В случае передачи сигнала в оптической среде (рис. 1.б) необходимо при расчете неработоспособности учитывать не только само оптоволокно, но также цифро-аналоговые преобразователи, если они требуются.

Таблица I. НЕРАБОТОСПОСОБНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ

	$q \cdot 10^{-6}$ (Нераб.)
Удаленный контроллер входа/выхода (оптика)	18
Приемник оптического сигнала	10
Ethernet коммутатор	52
Удаленный контроллер входа/выхода (Ethernet)	96
Приемник цифрового сигнала (Ethernet)	2

В случае же использования сети Ethernet (рис. 1.в), помимо вышеперечисленного необходимо учитывать надежность коммутаторов и узлов связи, также необходимо анализировать степень загрузки каналов в зависимости от объемов передаваемой информации что выходит за пределы данной статьи. На основании [4] примем показатели неработоспособности цифровой аппаратуры равными приведенным в таблице 1

IV. РАСЧЕТЫ ДЛЯ ВСЕХ КОНФИГУРАЦИЙ ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЕЙ

Используя метод деревьев отказов [8], произведем расчет для всех четырех, описанных выше, случаев работы вторичных цепей. Для случая 1.1 результаты приведены в таблице II. Видно, что наименее надежные элементы – это неконтролируемые кабели.

Таблица II. РАСЧЕТ НЕРАБОТОСПОСОБНОСТИ, СЛУЧАЙ 1.1

	n	l, м	СК	$q \cdot 10^{-6}$ (Нераб.)
Цепи ТТ	6	5	Нет	123,280
Цепи ТН	4	5	Есть	9,882
Цепи ВВ	6	5	Есть	10,107
Каб. на ОПУ (контр.)	10	35	Есть	17,310
Каб. на ОПУ (не контр.)	6	35	Нет	862,652
Итого:				1023,232

Для случая 1.2 результаты приведены в таблице III. По сравнению со случаем 1.1 неработоспособность

значительно снизилась, т.к. устранены элементы, вносящие в нее наибольший вклад. Это говорит о необходимости при составлении графиков ремонтов оборудования учитывать не только элементную базу, но и охват оборудования методами самодиагностики, аналогично [9].

Таблица III. РАСЧЕТ НЕРАБОТОСПОСОБНОСТИ, СЛУЧАЙ 1.2

	n	l, м	СК	q·10⁻⁶ (Нераб.)
Цепи ТТ	6	5	1	10,107
Цепи ТН	4	5	1	9,882
Цепи ВВ	6	5	1	10,107
Каб. на ОПУ (контр.)	16	35	1	22,037
Итого:				52,134

Для случая 2 результаты приведены в таблице IV. Наибольший вклад вносит удаленный контроллер сигнала, т.е влияние непосредственно кабелей снижено по сравнению с 1.1 и 1.2

Таблица IV. РАСЧЕТ НЕРАБОТОСПОСОБНОСТИ, СЛУЧАЙ 2

	n	l, м	СК	q·10⁻⁶ (Нераб.)
Удаленный контроллер входа/выхода (оптика)	1	-		18,000
Приемник оптического сигнала	1	-		10,000
Кабель на ОПУ (контр.)	1	40	1	10,332
Итого:				38,332

Для случая 3 результаты приведены в таблице V. Суммарная неработоспособность выше, чем в случае 2 по причине меньшей надежности непосредственно контроллеров.

Таблица V. РАСЧЕТ НЕРАБОТОСПОСОБНОСТИ, СЛУЧАЙ 3

	n	l, м	СК	q·10⁻⁶ (Нераб.)
Ethernet коммутатор	1	-		52
Удал. контроллер (Ethernet)	1	-		96
Цифр ПРМ (Ethernet)				2
Каб. на ОПУ (контр.)	1	40	1	10,332
Итого:				160,332

Итоговые значения неработоспособности выделим в общую таблицу VI, для более наглядного сравнения численных значений.

V. ВЫВОДЫ

Полученные результаты показывают достаточно интересную картину. С одной стороны, канал, реализованный по традиционным медным связям, при условии выполнения постоянного контроля всех присоединений непосредственно терминалом РЗА,

получает второй рейтинг по надежности среди рассмотренных схем. Однако при неполном охвате функциями самоконтроля именно в схеме 1 наблюдается худший результат по надежности, система в 26,694 раза менее надежна, чем в случае 2. Причем неработоспособность в случае 1.1 больше чем в худшем из оставшихся - случае 3 в значительные 6,4 раза. Что говорит о значимости функций самоконтроля для наиболее используемого ныне типа контрольных кабелей.

Таблица VI. РЕЗУЛЬТАТЫ

Тип вторичн. цепей	Нераб, q·10⁻⁶	Нераб.о.е	Рейтинг
Цепи тока не контролируются	1023,232	26,694	4
Цепи тока контролируются	52,134	1,360	2
Канал связи точка точка	38,332	1	1
Ethernet	160,332	4,183	3

Для повышения работоспособности комплекса РЗА необходимо повышать глубину охвата устройства методами самоконтроля. Также необходимо при планировании ТО устройств уделять значительное внимание количеству работающих алгоритмов самоконтроля, а не только элементной базе устройства.

Список литературы

- [1] Кокорин, Е.Л., Дмитриев, С.А. Оценка работоспособности устройств релейной защиты и автоматики на основе графовой вероятностной модели // SCM-2017 – Санкт-Петербург – 2017, С. 405-408.
- [2] Коновалова, Е.В. Основные результаты эксплуатации устройств РЗА энергосистем Российской Федерации // XV Научно-техническая конференция Релейная защита и автоматика энергосистем. – 2002. – С. 19-23.
- [3] Scheer, G.W., Moxley R.E. Digital Communications Improve Communications Improve Contact I/O Reliability // 7th Annual Western Power Delivery Automation Conference – May 2005 – 14p.
- [4] Morris, B., Moxley, R., Kusch, C. Then Versus Now: A Comparison of Total Scheme Complexity // 2009 62nd Annual Conference for Protective Relay Engineers. – College Station, Texas, USA, 30 March – 2 April 2009, 304-312 p.
- [5] Кокорин Е.Л. Техническое обслуживание микропроцессорных устройств релейной защиты. Чебоксары, РЕЛАВЭКСПО-2017, 18-21 апреля. С 48-49
- [6] Denson, W., Chandler, G., Crowell, W., Clark., A., Jaworski, P., "Nonelectronic Parts Reliability Data," // Reliability Analysis Center, 1995.
- [7] Боровиков, С.М. Надёжность радиоэлектронных средств. Авторская редакция учебного пособия для студентов специальности I-38 02 03 – «Техническое обеспечение безопасности» – Минск 2007. – С. 123.
- [8] Manzini, R., Regattieri, A., Phan, H., Ferrari, E., "Maintenance for Industrial Systems" // Springer – 2010.
- [9] NERC Standard PRC-005-2 – Protection System Maintenance and Testing. Available: <http://www.nerc.com>

Разработка технического задания для создания программно-технического комплекса автоматизированной системы управления технологическим процессом подстанции

Л. Г. Мигунова¹, А. И. Тимофеева¹

¹ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»

г. Самара, Россия

E-mail: timofeeva.nasty@mail.ru

В настоящее время в энергосистемах широко используется система сбора, обработки, контроля и регистрации текущей дискретной информации о состоянии схемы соединений и оборудования подстанции. Проводимые в настоящее время работы по реконструкции и перевооружению подстанций, а также строительство новых, предполагают применение новейших технологий, в связи с чем в части автоматизации становится очевидным переход к принятому международному стандарту МЭК 61850, в котором предусмотрена возможность связать все технологическое оборудование подстанции единой информационной сетью. ПАО «ФСК ЕЭС» на базе МЭК 61850 в 2016 году разработало и ввело в действие ряд стандартов, которые предъявляют новые требования к автоматизированным системам управления технологическим процессом (АСУ ТП) и программно-техническим комплексам (ПТК). Это привело к тому, что существующие системы перестали соответствовать требованиям и требует доработки или разработки новых алгоритмов. Для разработки технического задания применены стандарты организации ПАО «ФСК ЕЭС» (СТО 56947007-25.040.40.226-2016, СТО 56947007-25.040.40.227-2016) и стандарт, принятый международной электротехнической комиссией, МЭК 61850 «Коммуникационные сети и системы для систем автоматизации в электроэнергетике». Для создания ПТК использованы методы математического моделирования сетей. Предложено техническое задание для создания новых или модернизации уже существующих программно-технических комплексов, решающих различные задачи сбора, обработки, анализа, визуализации, хранения и передачи технологической информации и автоматизированного управления оборудованием подстанции, а также действия персонала по контролю и оперативному управлению технологическими процессами подстанции, выполняемые во взаимодействии с программно-техническими комплексами. Разработанное техническое задание (ТЗ) позволит производителям электротехнических устройств, программно-технических комплексов, автоматизированных систем управления технологическим процессом подстанции разрабатывать новые продукты, соответствующие принятым стандартам в России и за рубежом.

Ключевые слова — техническое задание программно-технический комплекс; автоматизированная система управления технологическим процессом; подстанция; МЭК 61850.

Development conceptual design documents for creating a software and hardware complex of supervisory control and data acquisition electric substation

L. G. Migunova¹, A. I. Timofeeva¹

¹Samara State Technical University

Samara, Russian Federation

E-mail: timofeeva.nasty@mail.ru

At present, the system of collecting, processing, monitoring and recording of current discrete information on the state of the connection layout and substation equipment is widely used in electric power systems. Works that are currently being carried out for the reconstruction and re-equipment of substations, as well as the construction of new ones, involve the use of the latest technologies, and as a result of automation, it becomes evident that the adoption of the international standard IEC 61850, which provides for the possibility to link all the technological equipment of a single substation Information network. PJSC FGC UES, based on IEC 61850 in 2016, has developed and introduced a number of standards that impose new requirements on supervisory control and data acquisition and software and hardware complex. This has led to the fact that existing systems have ceased to meet the requirements and require further development or development of new algorithms. For the development of the conceptual design documents applied standards organization PJSC FGC UES (СТО 56947007-25.040.40.226-2016 СТО 56947007-25.040.40.227-2016) and a standard adopted by the International Electrotechnical Commission, IEC 61850 "Communication networks and systems in substations". Methods of mathematical modeling of networks were used to create the software and hardware complex. The conceptual design documents is create new or upgrade existing software and hardware complexes, that solve various tasks of collecting, processing, analyzing, visualizing, storing and transferring technological information and automated control of substation equipment, as well as actions of personnel for monitoring and operational management of electric substation technological processes are performed in cooperation with software and hardware. The conceptual design documents will allow manufacturers of electrical devices, software and hardware complexes, supervisory control and data acquisition electric substation to develop new products that meet the accepted standards in Russia and abroad.

В соответствии с «Распоряжением Правительства РФ от 13.11. 2009 №1715-р «Об энергетической стратегии России на период до 2030 года» одной из наиболее актуальных задач в энергетике России в настоящее время является повышение эффективности всей энергетической системы в целом [1]. Создание и модернизация автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) подстанций (ПС) играют важную роль в процессе управления энергетическими объектами и в процессе передачи и распределения электроэнергии.

Назначением АСУ ТП ПС является комплексная автоматизация технологических процессов подстанций на базе современных аппаратно-программных средств автоматизации и телекоммуникаций с целью обеспечения максимальной эффективности решения задач передачи, преобразования и распределения электроэнергии.

Современным решением данной проблемы является разработка единой, интегрированной, иерархической распределенной человеко-машинной системы, оснащенной средствами управления, измерения, сбора, обработки, отображения, регистрации, хранения и передачи информации. Создание АСУ ТП ПС является сложной задачей и не однозначной. Информация, получаемая в АСУ ТП ПС непосредственно от объекта, является источником технологического управления для всех уровней единой национальной электрической сети (ЕНЭС) и распределительных сетей. Реализация команд управления, выработанных на любых уровнях управления, производится также на подстанциях. Таким образом, АСУ ТП ПС играют ключевую роль во всей проблеме автоматизации управления ЕНЭС.

Существует много руководящих документов, стандартов, методических указаний, описывающих принципы построения и техническое наполнение АСУ ТП ПС. При разработке технического задания мы ориентируемся на основные стандарты для систем управления ГОСТ Р МЭК 61850-3-2005 [2] и стандарты организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-25.040.40.226-2016 [3], СТО 56947007-25.040.40.227-2016 [4] и СТО 56947007-25.040.70.101-2011 [5].

Отличительной чертой систем управления электросетевыми объектами является комплексный подход к решению всех задач оперативного и технологического характера. Это подразумевает интеграцию в пределах единого программно-технического комплекса подсистем релейной защиты и автоматики (РЗА), противоаварийной автоматики (ПА), автоматизированной информационно измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ), регистрации аварийных событий (РАС), телемеханики (ТМ), мониторинга и диагностики силового оборудования, определения места повреждения (ОМП), контроля качества электроэнергии, инженерных и вспомогательных систем и др.

В рамках АСУ ТП собирается первичная информация по всем параметрам технологических процессов, решаются задачи метрологического обеспечения, выполняются процедуры прямого регулирования и дистанционного управления оборудованием. АСУ ТП ПС является источником информации для верхних уровней управленческой структуры (диспетчерский пункт, центр управления) и во многом определяет эффективность управления всей энергетической системой. Поэтому задача создания АСУ ТП на подстанциях является весьма актуальной.

Техническое задание для создания программно-технического комплекса (ПТК) АСУ ТП подстанции зависит от конкретной задачи, поставленной заказчиком. В полном объеме создаваемая система способна выполнить следующий ряд функций:

- контроль состояния и дистанционное управление объектами автоматизации в режиме реального времени;
- формирование предупредительных и аварийных сигналов и сообщений;
- формирование архивов событий и параметров и их визуализация на экране в табличной и графической форме (тренды, отчеты) по запросу оператора;
- протоколирование событий и действий оператора;
- разграничение прав доступа пользователей к функциям и данным;
- реализация механизмов блокировки от ошибочных действий при управлении устройствами;
- автоматическая самодиагностика состояния оборудования ПТК;
- оперативное ведение списка блокировок по управлению, сигнализации, сообщениям;
- идентификация аварийных сообщений и сигналов в зависимости от их важности;
- оперативная блокировка/разблокировка сигналов и управляющих команд по группам и подгруппам устройств;
- возможность централизованного управления уставками терминалов МП РЗА;

Список литературы

- [1] Распоряжение Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 года №1715-р «Об утверждении «Энергетической стратегии России на период до 2030 года»
- [2] ГОСТ Р МЭК 61850-3-2005. Сети и системы связи на подстанциях
- [3] СТО 56947007-25.040.40.226-2016. Общие технические требования к АСУ ТП ПС ЕНЭС. Основные требования к программно-техническим средствам и комплексам.
- [4] СТО 56947007-25.040.40.227-2016. Типовые технические требования к функциональной структуре автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций Единой национальной электрической сети (АСУ ТП ПС ЕНЭС).
- [5] СТО 56947007-25.040.70.101-2011. Правила оформления нормальных схем электрических соединений подстанций и графического отображения информации посредством ПТК и АСУ ТП

Создание программы автоматической проверки микропроцессорных устройств определения мест повреждений. Преимущества от внедрения.

С.И. Страхов^{1,2}, Д.Н. Олейников^{1,2}, Д.Н. Гура^{1,2}, А.Л. Корольков¹

¹Филиал ОАО "СО ЕЭС" Северокавказское РДУ, Пятигорск, Россия

²ФГАОУ ВПО "Северо-Кавказский федеральный университет", Ставрополь, Россия

E-mail: strahov37@mail.ru

Аннотация - В ходе широкого распространения микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики (МУРЗА), возникает острая необходимость в создании автоматических программ для проверки устройств релейной защиты и автоматики (УРЗА). Стандартное программное обеспечение для испытательных комплектов не содержит программ автоматической проверки конкретных УРЗА. Ввиду большого количества различных производителей испытательных комплексов возникает необходимость в создании универсальной программы для автоматической проверки определенных УРЗА (в нашем случае автоматики определения мест повреждений (ОМП)). Это позволит сократить влияние «человеческого фактора», а так же уменьшить долю ручного труда и время проверки УРЗА. В лаборатории СКФУ были проведены исследования, целью которых было создание программы для автоматической проверки УРЗА. Были проведены опыты с устройствами Сириус-2-ОМП (ЗАО «Радиус Автоматика») и измерительным программно-техническим комплексом (ИШТК) OMICRONCMC 356. Разработан алгоритм проверки терминала Сириус-2-ОМП. При разработке алгоритма использовалось программное обеспечение (ПО) OMICRONTestUniverse и язык программирования VisualBasicforApplications. Для создания режимов, приближенных к реальным, применялось ПО RastrWin. Разработана программа, при помощи которой происходит автоматическая проверка функции ОМП в составе цифровых терминалов релейной защиты и автоматики, а так же уменьшается количество операций и задействования персонала при производстве проверки. Данная программа может быть использована для автоматизации проверки функции ОМП. Ведется работа над унификацией данной программы, учитывая разнородность производителей не только испытательных комплексов, но и самих устройств релейной защиты и автоматики. Дальнейшее развитие программного продукта позволит существенно повысить уровень технического обслуживания УРЗА, сократив влияние «человеческого фактора», а так же время на проверку УРЗА.

Ключевые слова— определение мест повреждений, короткое замыкание, OMICRONCMC, Сириус-2-ОМП, RastrWin.

CREATING AN AUTOMATED TEST PROGRAMS OF MICROPROCESSOR DEVICES AUTOMATICS DETERMINATION OF PLACES OF DAMAGES.ADVANTAGES OF INJECTION

S.I. Strahov^{1,2}, D.N. Oleynikov^{1,2}, D.N. Gura^{1,2}, A.L. Korolkov¹

¹JSC "SO UPS" North Caucasus RDU, Pyatigorsk, Russia

²"North-Caucasus Federal University", Stavropol, Russia

E-mail: strahov37@mail.ru

Abstract - In the course of wide distribution of microprocessor relay protection and automation devices (MRPAD), there is an urgent need to create automatic programs for testing relay protection and automation devices (RPAD). The standard software for the test kits does not contain programs for automatic verification of specific RPAD. In view of the large number of different manufacturers of testing facilities, there is a need to create a universal program for automatic verification of certain RPAD (in our case, automatic determination of places of damage (DPD)). This will reduce the influence of the "human factor", as well as reduce the share of manual labor and the time of verification of the RPAD. In the laboratory of the SKFU, studies were carried out, the purpose of which was to create a program for automatic verification of RPAD. Experiments were carried out with Sirius-2-OMP devices (CJSC "RadiusAvtomatika") and a measuring software and hardware complex (MSHC) of OMICRON CMC 356. An algorithm for verifying the Sirius-2-OMP terminal was developed. When developing the algorithm, OMICRON Test Universe software and the Visual Basic for Applications programming language were used. To create modes close to real, RastrWin software was used. A program has been developed that automatically verifies the function of the DPD in the digital terminals of relay protection and automation, as well as reduces the number of operations and involvement of personnel in the production of verification. This program can be used to automate the verification of the DPD function. Work is underway to unify this program, taking into account the heterogeneity of the manufacturers of not only test facilities, but also the relay protection and automation devices themselves. Further development of the software will significantly improve the level of maintenance of RPAD, reducing the impact of the "human factor", as well as the time for testing RPAD.

Key words: determination of places of damage, fault, OMICRON CMC, Sirius-2-OMP, RastrWin.

ОПИСАНИЕ РАБОТЫ

В данной работе рассматривается вопрос возможного варианта проверки многофункционального микропроцессорного терминала «Сириус-2-ОМП» с использованием параметров аварийного режима.

Цель данной работы – создание документа для автоматической проверки точности работы функции ОМП на ВЛ электропередач в составе цифрового терминала автоматики «Сириус-2-ОМП». Для решения поставленной задачи использовался измерительный программно-технический комплекс «OMICRON CMC 356».

Как и для расчета любой задачи, для определения расстояния до места короткого замыкания (КЗ) необходимы исходные данные. В данной работе в качестве исходных данных была использована схема района сети, представленная на рисунке 1. Данная схема заимствована из руководства по эксплуатации устройства «Сириус-2-ОМП». На ней представлен двухцепный участок однородной линии (магнитная связь между цепями не учитывается). Длины участков различны и представлены в таблице 1 вместе с удельными параметрами схемы. На основе данных параметров были рассчитаны токи и напряжения рабочего режима с помощью программы «RastrWin».

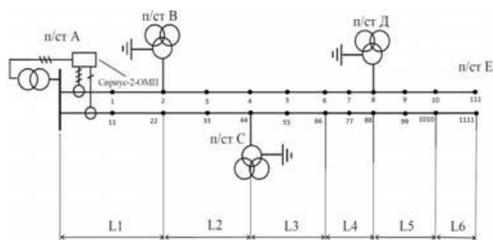


Рис. 1. Схема района сети

Таблица 1. Параметры участков линий рассматриваемой схемы района сети

Номер участка	1	2	3	4	5	6
Длина участка, км	12,3	20,5	6	15,2	10,5	8,2
$R_{уд}$, Ом/км	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
$X_{уд}$, Ом/км	0,683	0,683	0,683	0,683	0,683	0,683
$R_{0уд}$, Ом/км	0,345	0,345	0,345	0,345	0,345	0,345
$X_{0уд}$, Ом/км	1,304	1,304	1,304	1,304	1,304	1,304
$X_{муд}$, Ом/км	0,905	0,905	0,905	0	0,88	0
$X_{отв}$, Ом	30,6	0	0	50,6	0	0
$X_{мотв}$, Ом	0	39,5	0	0	0	0
Ютв.нагр., А	0	0	0	0	0	0

С помощью программы «RastrWin» мы моделировали КЗ в различных точках схемы замещения данного района сети.

Полученные токи аварийного режима, с помощью комплекса «OMICRONCMC 356», подавали на терминал «Сириус-2-ОМП». За расчетные данные принимаем данные полученные с помощью программы «RastrWin».

В настройках уставок терминала «Сириус-2-ОМП» были введены параметры представленные в таблице 1.

В данной работе производилась сопоставление показаний полученных при расчете электрической схемы определенного района сети в программе «RastrWin» с показаниями устройства «Сириус-2-ОМП», для оценки выявления надежности и точности работы устройства ОМП. Схема района сети представлена на рисунке 1.

Для автоматизации проверки терминала был использован генератор последовательных состояний (ГПС) входящий в программное обеспечение комплекса «OMICRON CMC 356».

Таблица 3. Сравнение расчетных и измеренных значений расстояния

Точка	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Расчетное расстояние, км	6,15	12,30	22,55	32,8	35,8	38,8	46,40	54,00	59,25	64,50	72,70
Измеренное расстояние, км	6,00	12,00	21,90	32,50	35,50	38,50	46,10	53,70	59,00	64,40	72,40
Относительная погрешность, %	2,50	2,50	2,96	0,92	0,85	0,78	0,70	0,56	0,42	0,16	0,41

Согласно таблице 3 видно, что терминал «Сириус-2-ОМП», использовавшийся нами, работает исправно. Погрешностей показаний терминала находится в допустимых пределах.

Список литературы

- [1] Арцишевский Я.Л. Определение мест повреждения линий электропередачи в сетях с заземленной нейтралью. М.: Высш. шк., 1988.-94 с.
- [2] П.Баланцев Г.А., Надеин В.Ф. К вопросу о повышении надёжности определения мест повреждения на воздушных линиях электропередачи, Конференция молодых специалистов энергетики 2000. Сборник докладов. Издательство НЦ ЭНАС, М.: 2000 г. с. 195196.
- [3] Белотелов А.К., Саухатас А.С., Иванов И.А., Любарский Д.Р. Алгоритмы функционирования и опыт эксплуатации микропроцессорных устройств определения мест повреждений линий электропередачи// Электрические станции, 1997, №12. С. 7-12
- [4] Борозинец Б.В. Автоматизация оперативных расчётов по определению мест повреждения ВЛ. Экспресс-информация "Энергетика из электрификации", серия: Эксплуатация и ремонт электрических сетей, вып. 5. М.: Информэнерго, 1982, с 40-41
- [5] Борозинец Б.В. Повышение точности и надёжности определения мест повреждений воздушных линий электропередачи с помощью средств вычислительной техники. Дис. на соиск. степени канд. тех. Наук. М.: 1980, ВНИИЭ Минэнерго СССР, - 186 с.
- [6] Устройство определения места повреждения на воздушных линиях электропередачи «Сириус-2-ОМП» Руководство по эксплуатации БПВА.656122.091 РЭ. ЗАО «Радиус Автоматика» М.: 2014 – 74 с.
- [7] Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012.
- [8] Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110 – 750 кВ. – М.: Энергия, 1979, – 152 с.
- [9] ТКЗ RastrKZ документация пользователя. <http://www.RastrWin>.

РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА НАПРАВЛЕННЫХ ГРАФОВ И ЕЕ ИССЛЕДОВАНИЕ

М.В. Андреев¹, А.Е. Андрейченко¹

¹ФГАОУ ВО "Национальный исследовательский политехнический университет", Томск, Россия

E-mail: Moonglight1401@yandex.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Трансформаторы тока (ТТ) являются основным (в некоторых случаях единственным) источником режимной информации, поступающей в устройства релейной защиты (РЗ). Построение адекватной математической модели ТТ в настоящее время по-прежнему является актуальной задачей при моделировании РЗ. Очевидно, что от характеристик ТТ зависит правильность работы последующих органов РЗ. Для изучения влияния ТТ на преобразованный сигнал создана его математическая модель и проведено ее исследование.

Материалы и методы: При проведении исследования трансформатора тока использован метод направленных графов. В качестве математического аппарата для расчетов параметров и анализа характеристик ТТ были использованы программы MathCAD и Matlab.

Результаты: С использованием метода направленных графов построена модель ТТ в виде передаточной функции. Изучено влияние параметров схемы ТТ на его амплитудно- и фазо- частотные характеристики. Исследовано поведение ТТ при использовании входного сигнала разного гармонического состава и с разной постоянной времени затухания апериодической составляющей переходного процесса. Проведено исследование характеристик намагничивания стали магнитопровода ТТ.

Выводы: Результаты исследования позволили оценить влияние параметров ТТ на его характеристики и работу в целом, а также оценить потенциальное влияние на функционирование РЗ.

Ключевые слова: трансформатор тока; метод направленных графов; передаточная функция; амплитудно-частотная характеристика; фазо-частотная характеристика; характеристика намагничивания.

DEVELOPMENT OF MATHEMATICAL MODEL OF THE CURRENT TRANSFORMER WITH USE OF THE GRAPH THEORY AND ITS RESEARCH

M.V. Andreev¹, A.E. Andreychenko¹

¹Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

E-mail: Moonglight1401@yandex.ru

Abstract

Background: The Current Transformers (CT) are the basic (in certain cases the only thing) a source of regime information which comes to the devices of the relay protection (RP). The creation of the CT adequate mathematical model is an urgent task at RP simulation. It is apparent that a work truth of the subsequent elements of RP depends on the characteristics of a CT. For the influence studying of a CT on the transformed signal, its mathematical model is created and the research of this mathematical model is conducted.

Materials and Methods: The graph theory is used when carrying out a research of a current transformer. The MathCAD and Matlab programs is used as a mathematical apparatus for the calculating of parameters and analysis CT characteristics.

Results: The CT model in the form of a transfer function was create with use of graph theory. Influence of parameters of the scheme CT on its amplitude- and phase-frequency response is studied. The behavior of a CT is investigated when using arriving signal of some kind's harmonic composition and with different time constant of damping of an aperiodic component of transient phenomena. The research of magnetization steel characteristic of CT lamination stack is conducted.

Conclusions: Results of a research allowed estimating influence of the CT parameters on it's: characteristics and working in general, influence of the CT parameters on RP functioning.

Key-words: current transformer; graph theory; transfer function; amplitude-frequency response; phase-frequency response; magnetization characteristic.

I. ВВЕДЕНИЕ

Релейная защита осуществляет автоматическую ликвидацию повреждений и ненормальных режимов в электрической части энергосистем и является важнейшей автоматикой, обеспечивающей их надежную и устойчивую работу.

Характерными для современных энергосистем является развитие сетей высокого и сверхвысокого напряжения, с помощью которых производится объединение энергетических систем и передача больших потоков электрической энергии от мощных электростанций к крупным центрам потребления. Значения токов в линиях электропередач достигает больших значений, поэтому, когда непосредственное включение приборов на полный ток электрической цепи невозможно, используют трансформаторы тока [1].

Трансформатор тока представляет собой вспомогательный аппарат, предназначенный для включения измерительных приборов и реле в электрические цепи переменного тока. Измеряемый ток с помощью трансформатора тока понижают до значений, соответствующих шкале измерительного прибора.

При моделировании трансформатора тока используют разные методы. Одним из таких методов является метод направленных графов. Преимущество метода направленных графов состоит в наглядности изображения хода процесса.

Целью данной работы является исследование трансформатора тока с использованием метода направленных графов.

II. АНАЛИЗ УСТРОЙСТВА ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА МЕТОДОМ НАПРАВЛЕННЫХ ГРАФОВ

В данной работе рассмотрен метод направленных графов при исследовании трансформатора тока. Направленный граф (орграф) – это граф, ребрам которого присвоено направление [2].

Рассмотрим построение направленного графа для схемы замещения трансформатора тока.

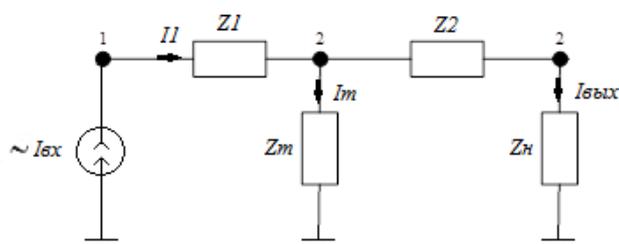


Рисунок 1 – Схема замещения трансформатора тока

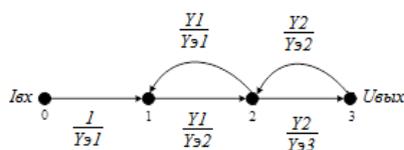


Рисунок 2 – Направленный граф для схемы замещения трансформатора тока

Ниже приведено описание всех обозначений на рисунках 1 и 2:

$Z1, Z2, Zm, Zн$ – полные сопротивления соответствующих ветвей (первичной, вторичной, намагничивания, нагрузки); $I1, I_{вх}, I_m, I_{вых}$ – токи соответствующих ветвей. Все значения приведены к первичной обмотке трансформатора [3].

Определяем эквивалентные проводимости i -х узлов.

$$Y_{э1} = Y_1; \quad (1)$$

$$Y_{э2} = Y_1 + Y_2 + Y_m; \quad (2)$$

$$Y_{э3} = Y_2 + Y_n; \quad (3)$$

Где $Y_1 = 1/Z_1; Y_2 = 1/Z_2; Y_n = 1/Z_n; Y_m = 1/Z_m$.

Произведение передач ветвей прямого пути:

$$P_k = \frac{1}{Y_{э1}} \cdot \frac{Y_1}{Y_{э2}} \cdot \frac{Y_2}{Y_{э3}}. \quad (4)$$

Передачи контуров графов:

$$T_1 = \frac{Y_1}{Y_{э1}} \cdot \frac{Y_1}{Y_{э2}}; \quad (5)$$

$$T_2 = \frac{Y_2}{Y_{э3}} \cdot \frac{Y_2}{Y_{э2}}. \quad (6)$$

Формула Мезона [2]:

$$W_{ij}(f) = \frac{P_k(f)}{\Delta}, \quad (7)$$

Где $\Delta = 1 - (T_1 + T_2)$.

Получаем:

$$W = \frac{I_{вых}}{I_{вх}} = \frac{Z_m}{Z_m + Z_n + Z_2}. \quad (8)$$

III. РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЯ

A. Исследование характеристики намагничивания трансформатора тока

С помощью программного комплекса MathCAD были построены характеристика намагничивания $B(H), \Psi(I_m), Z_m(I_m)$. Для перевода зависимости $B(H)$ в зависимость $\Psi(I_m)$ и в $Z_m(I_m)$ использовались геометрические параметры трансформатора тока (ТТ) [4]. Трансформатор тока – ТФНД–220–IV. На рисунках 3-5 представлены данные характеристики. Параметры ТТ:

$I_{вх} = 2000$ А; $I_{вых} = 1$ А; $Z_n = 0,5$ Ом; $S_{ст} = 30,5$ см²; $l_{cp} = 1,55$ м; $w_2 = 2000$; $R_2 = 11,5$ Ом; $X_2 = 41$ Ом.

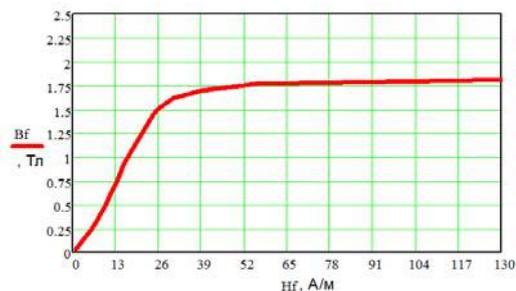


Рисунок 3 – Характеристика намагничивания ТТ $B(H)$

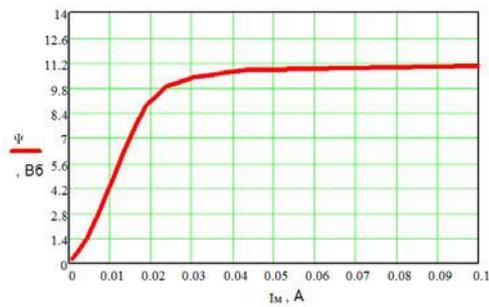


Рисунок 4 – Характеристика намагничивания ТТ $\Psi(I_m)$

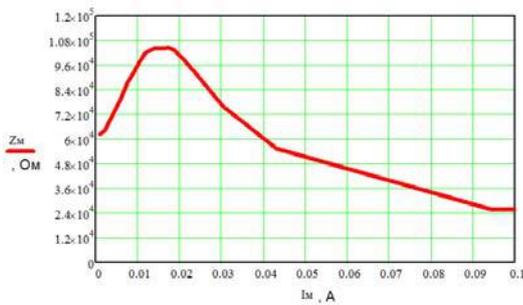


Рисунок 5 – Характеристика намагничивания ТТ $Z_m(I_m)$

Из рисунков находится значение сопротивления ветви намагничивания на рабочем участке кривой намагничивания ($B=1,5$ Тл).

В. Исследование влияния сопротивления ветви намагничивания на передаточную функцию

С помощью программного комплекса MathCAD были получены амплитудно-частотные характеристики (АЧХ) и фазо-частотные характеристики (ФЧХ) при различных значениях сопротивления намагничивания. На рисунке 6 представлены АЧХ при варьировании сопротивления ветви намагничивания, на рисунке 7 – ФЧХ. Остальные параметры оставались неизменными и принимались равными:

$$I_{вх}=2000 \text{ А}; I_{вых}=1 \text{ А}; Z_{н}=0,5 \text{ Ом}; S_{ст}= 30,5 \text{ см}^2;$$

$$l_{ср}= 1,55 \text{ м}; w_2= 2000; R_2= 11,5 \text{ Ом}; X_2= 41 \text{ Ом}.$$

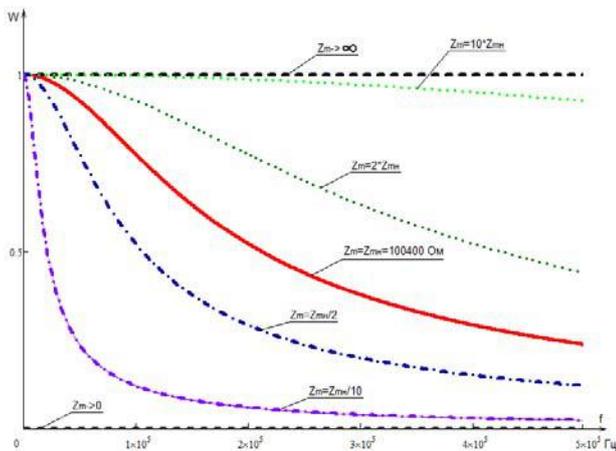


Рисунок 6 – АЧХ при варьировании сопротивления ветви намагничивания ТТ

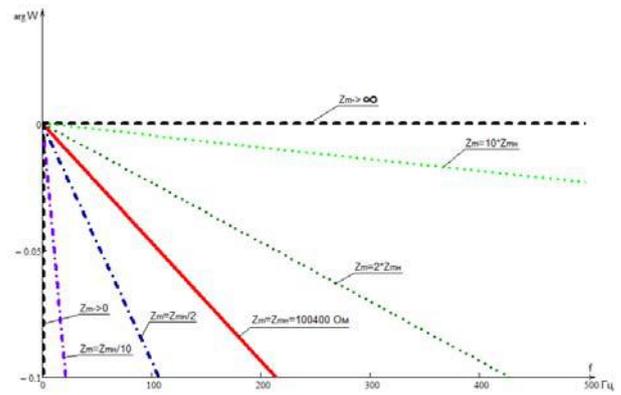


Рисунок 7 – ФЧХ при варьировании сопротивления ветви намагничивания ТТ

На рисунке 8 показана зависимость модуля передаточной функции (коэффициента трансформации) при номинальной частоте (50 Гц) от сопротивления ветви намагничивания.

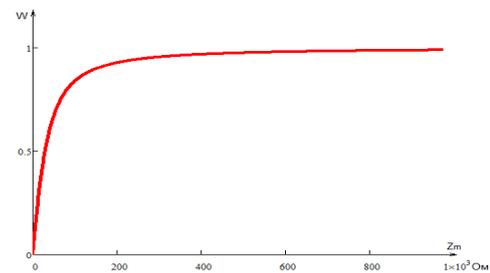


Рисунок 8 – Зависимость модуля передаточной функции от сопротивления ветви намагничивания трансформатора тока

Данное поведение соответствует реальному поведению трансформатора тока.

С. Исследование влияния нагрузки трансформатора тока (модели) на его характеристики

Ко вторичной обмотке любого ТТ подсоединена какая-либо нагрузка. Ее величина и характер влияет на выходной сигнал. Если характер нагрузки носит активный характер, то с увеличением величины нагрузки уменьшается амплитуда выходного сигнала и уменьшается модуль передаточной функции, что показано на рисунке 9.

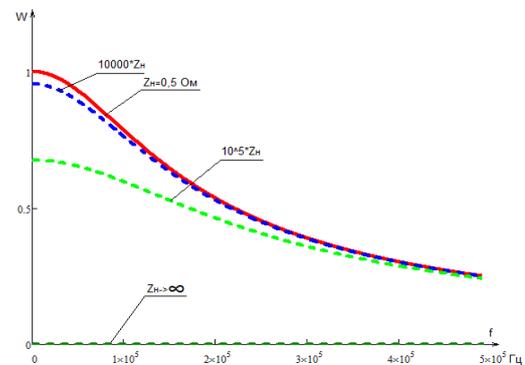


Рисунок 9 – АЧХ при варьировании активного сопротивления нагрузки трансформатора тока

Если к данной активной нагрузке добавляется нагрузка индуктивного или емкостного характера, то происходит сдвиг по фазе исследуемого сигнала. Установленные явления свидетельствуют о необходимости учета нагрузки

трансформатора тока при его исследовании. Индуктивная составляющая влияет не только на фазу выходного сигнала, но и на кривизну модуля передаточной функции, уменьшая модуль передаточной функции на высоких частотах, слабо влияя при номинальной частоте.

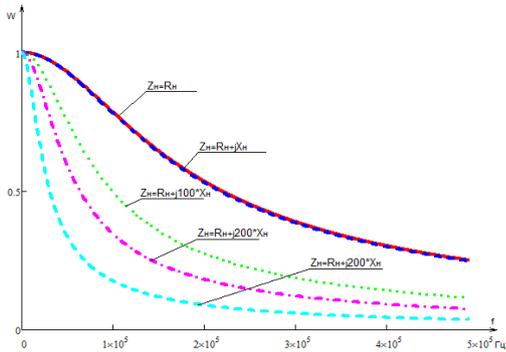


Рисунок 10 – АЧХ при варьировании индуктивной составляющей сопротивления нагрузки трансформатора тока

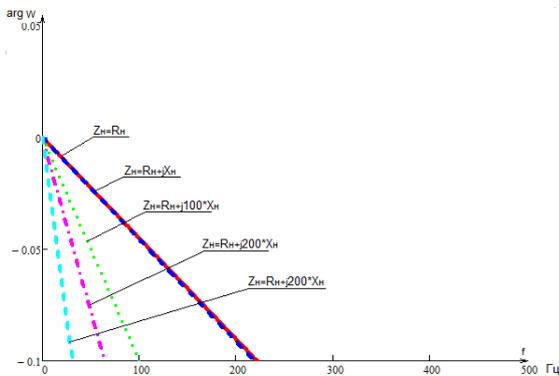


Рисунок 11 – ФЧХ при варьировании индуктивной составляющей сопротивления нагрузки трансформатора тока

На рисунке 12 представлена ФЧХ при варьировании емкостной составляющей сопротивления нагрузки трансформатора тока. На модуль передаточной функции емкостная составляющая влияет слабо, но влияние на фазу проявляется гораздо сильнее.

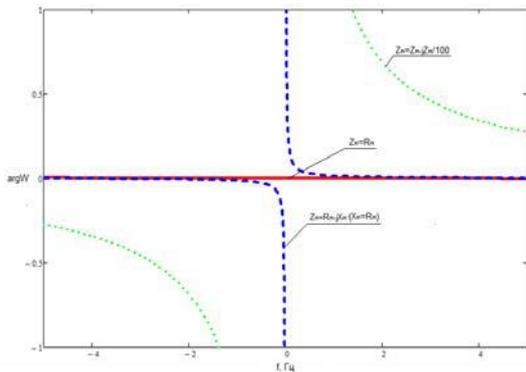


Рисунок 12 – ФЧХ при варьировании емкостной составляющей сопротивления нагрузки трансформатора тока

D. Исследование влияние состава и характера входного сигнала на выходной сигнал в модели трансформатора тока

С помощью программного комплекса MATLAB Simulink построена модель трансформатора тока в виде

передаточной функции, модель показала, что при подаче на ее вход гармонического сигнала выходной сигнал подобен входному, что является минусом данной модели, так как такое поведение не характерно для трансформаторов тока.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе проделанной работы был исследован трансформатор тока. С использованием метода направленных графов построена схема трансформатора тока. Построена характеристика намагничивания стали магнитопровода ТТ В(Н). С помощью математических преобразований получены так же характеристики $\Psi(I_m)$ и $Z_m(I_m)$. Получены амплитудно- и фазо-частотные характеристики модели трансформатора тока при варьировании параметров схемы замещения ТТ. АЧХ ТТ практически прямая при идеальном режиме работы трансформатора тока ($Z_m=\infty, Z_n=0$), в режиме с $Z_m=104$ кОм (рабочая область) АЧХ является кривой, которая при дальнейшем увеличении частоты стремится к абсциссе. При сопротивлении ветви намагничивания, стремящемся к 0, ТТ не передает сигнал на вторичную обмотку.

При варьировании нагрузки выявлено влияние вида и величины нагрузки на выходной сигнал, что является характерным для реальных ТТ, но данное влияние не столь велико как в реальных трансформаторах тока.

На характер выходного сигнала трансформатора тока влияет гармонический состав входного сигнала. Но в полученной модели это не видно, что является ее минусом.

Разработанная модель может быть использована для упрощенного исследования трансформаторов тока, при наличии информации о его геометрических параметрах. Результаты исследования позволили оценить влияние конкретных элементов ТТ на его работу, а также на его характеристики.

Список литературы

- [1] Трансформаторы тока/В. В. Афанасьев, Н. М. Адонье, В. М. Кибель и др. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергомиздат. Ленингр. от-ние, 1989. – 416 с.
- [2] Боровиков, Ю.С., Гусев А.С., Андреев М.В., Сулайманов А.О. Автоматика энергосистем. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 196 с.
- [3] В. Н. Вавин. Трансформаторы тока. – М.: изд-во «Энергия», 1966. – 104 с.
- [4] Новаш, И. В. .../ И. В. Новаш, Румянцев Ю. В. // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2015. № 5. – С. 23–38.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ УСТАНОВИВШИХСЯ И ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ ЗАРЯДА АККУМУЛЯТОРОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

А.Д. Купчинов

ФГБОУ ВО "Национальный Исследовательский Университет «МЭИ» ", Москва, Россия

E-mail: a-kupchinov@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: В системах оперативного постоянного тока (СОПТ) электростанций и подстанций, в настоящее время, аккумуляторы с металлическими свинцовыми электродами заменяются на аккумуляторы со сложной конструкцией электродов, предъявляющие более жесткие требования к зарядным устройствам. В СОПТ широко используются микропроцессорные устройства, предъявляющие более жесткие требования к ЭМС, в частности к качеству переходных процессов при коммутациях в цепях СОПТ и при коротких замыканиях. В связи с этим появляется актуальность оценки зарядных устройств на соответствие новым требованиям.

Ключевые слова: система оперативного постоянного тока, зарядное устройство, переходные процессы, пульсации тока поддерживающего заряда

EXPERIMENTAL RESEARCH OF STEADY-STATE AND TRANSIENT PROCESSES OF CHARGE OF BATTERIES ON POWER PLANTS AND SUBSTATIONS

A.D.Kupchinov

National Research University "MPEI", Moscow, Russian Federation

E-mail: a-kupchinov@mail.ru

Abstract

Background: At the moment, in DC auxiliary systems of power plants and substations, old accumulators with lead metallic electrodes is changed to accumulators with complex structure of electrodes, making stronger demands to battery chargers. In DC auxiliary systems there are in wide-spread use microprocessor-based relay protection, making stronger demands to transient performance when load switching in DC system and short circuit occurring. In this regard, it is occurring a relevance of battery chargers checking for compliance with these requirements.

Key-words: DC auxiliary system; battery charger; transient process; float charge current ripples.

1. ВВЕДЕНИЕ

Вопросы, связанные с выбором зарядных устройств (ЗУ) для аккумуляторных батарей (АБ), определением их совместимости и эксплуатационными характеристиками ЗУ, являются весьма малоизученными, но при этом достаточно важными. На современных подстанциях устанавливают необслуживаемые свинцово-кислотные аккумуляторные батареи, имеющие повышенные требования к пульсациям напряжения и тока в режиме поддерживающего заряда [1], меняется состав электроприемников, в связи с чем необходимо обновление нормативной документации по зарядным устройствам. В режиме поддерживающего заряда переменная составляющая тока многократно превышает постоянную составляющую, компенсирующую саморазряд АБ, и насчитывающую несколько десятков миллиампер. Это приводит к изменению знака протекающего через АБ

тока, с частотой, равной частоте переменной составляющей, и созданию микроциклов «заряд-разряд», которые могут существенно уменьшить срок службы аккумуляторной батареи за счет изменения процессов массопереноса активного вещества, и следующего за ним роста электродов [2-4]. Также переменная составляющая приводит к появлению дополнительных потерь за счет выделения Джоулева тепла, сопоставимых или превышающих потери, обусловленные протеканием постоянной составляющей, что усиливает нагрев батареи [5]. Наиболее уязвимой точкой в случае нагрева переменной составляющей является место соприкосновения решетки и пасты электрода аккумулятора. Такой нагрев способен привести к локальной коррозии решетки [6].

Требования к качеству переходных процессов зарядных устройств, входящих в состав ИБП, регламентированы отечественным ГОСТ [7]. Согласно

нему, максимальное начальное отклонение выходного напряжения при сбросе нагрузки от 100 до 85% или набросе нагрузки от 100 до 110% не должно превышать 30% в течение не более 60 мс, а время регулирования до отклонения не превышающего 2% - не более 200 мс.

Жесткие требования, предъявляемые к пульсациям выходного напряжения, вызывают необходимость установки фильтров, а также повышения их емкости для улучшения коэффициента сглаживания. При возникновении межполюсных коротких замыканий конденсатор фильтра становится источником подпитки тока, в десятки раз превышающей номинальный ток зарядного устройства, причем увеличение емкости приводит к повышению тока подпитки. Так как продолжительность разряда конденсатора довольно мала (порядка 2-5 мс), то ранее это не оказывало заметного влияния на суммарный ток короткого замыкания из-за регулятора, переходящего в режим токоограничения. Однако, внедрение быстродействующих защитных аппаратов (плавких предохранителей и автоматических выключателей), имеющих время отключения порядка 10-20 мс, а в некоторых случаях и меньше, вновь делает актуальным этот вопрос, так как регулятор ЗУ не обладает достаточным быстродействием для ограничения подпитки тока КЗ. Время разряда конденсатора становится сопоставимым с временем срабатывания защитного аппарата. Неучет этого влияния, что присутствует в отечественном ГОСТ по расчету токов короткого замыкания [9], может привести к нарушению термической стойкости проводников, особенно малого сечения, и превышению отключающей способности защитных аппаратов. Также неучет конденсатора фильтра и его подпитки может привести к ложному срабатыванию защитного аппарата при замыкании одного из полюсов СОПТ на землю, что повлечет за собой отключение одного из двух основных источников постоянного тока.

Все это приводит к необходимости проведения испытаний ЗУ на соответствие техническим требованиям.

В данной статье описываются испытания зарядных устройств на примере тиристорных ЗУ Thyrotronic, проведенные в лаборатории на заводе ПАО «Беннинг Пауэр Электроникс», проведенные по методике НИУ «МЭИ».

II. МЕТОДЫ

Для проведения исследования была использована реальная испытательная установка. В состав испытательной установки входили (рис.1):

- Зарядное устройство Thyrotronic с номинальным напряжением 230 В и номинальным выходным током 16 А;
- Аккумуляторная батарея Panasonic LC-P1228 AP с емкостью аккумуляторов 28 Ач (18 блоков аккумуляторов напряжением 12 В каждый);
- Резистивная нагрузка с диапазоном регулирования 4 – 20 А;
- Коммутационная аппаратура;

Проводились следующие эксперименты:

- измерение среднеквадратичного значения пульсаций тока АБ в режиме поддерживающего заряда

для сопоставления с нормативно-допустимыми значениями;

- исследование влияния параметров цепи постоянного тока (нагрузки) на пульсации;
- измерение провалов и выбросов напряжения на выходе зарядного устройства при сбросах/набросах нагрузки для сопоставления с нормативными значениями;
- измерение тока подпитки короткого замыкания от зарядного устройства для проверки работы регулятора (при отсутствии аккумуляторной батареи);



Рис.1 Испытательная установка

Для измерений использовался прибор Fluke, подключаемый в цепь аккумуляторной батареи и зарядного устройства, соответственно. Для обработки результатов измерений использовалось специализированное программное обеспечение WaveStudio.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

В рамках испытаний ЗУ в режиме поддерживающего заряда снималась осциллограмма тока в аккумуляторной батарее при значениях тока постоянной нагрузки, равных 0 А (работа только на АБ), 4 А, 7 А, 10 А, 16 А.

Также оценивалось среднеквадратичное значение пульсаций тока и сравнивалось с допустимым значением. В табл.1 представлены результаты измерения пульсаций.

Таблица 1

Результаты измерения среднеквадратичного значения и пульсаций тока поддерживающего заряда

Ток постоянной нагрузки, А	Среднеквадратичное значение пульсаций тока поддерживающего заряда, А	Амплитудное значение тока, А
Без нагрузки	1,076	2,08
4	1,271	2,53
7	1,205	2,282
10	1,197	2,280
16	1,312	2,711

Допустимое значение пульсаций [1] составляет 5 А на 100 Ач емкости аккумуляторной батареи, что в рассматриваемом случае составляет 1.4 А. Результаты

измерения пульсаций из табл.1 не превышают допустимые, что, в том числе, связано с малой емкостью батареи и ее большим внутренним сопротивлением.

Осциллограммы тока через АБ для токов нагрузки, в диапазоне от 0 до 16А, представлены на рис.2-5.

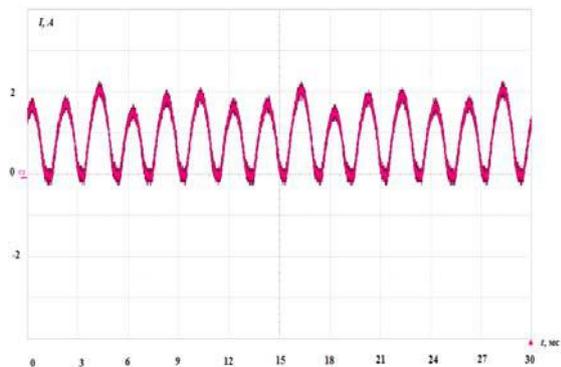


Рис.2 Осциллограмма тока поддерживающего заряда АБ при отсутствии нагрузки

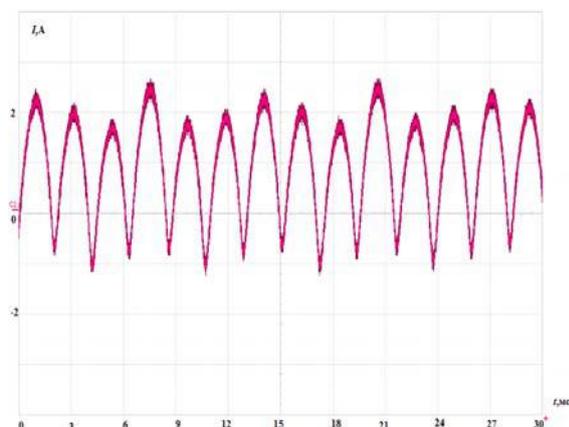


Рис. 3. Осциллограмма тока поддерживающего заряда АБ при токе нагрузки, равном 4А

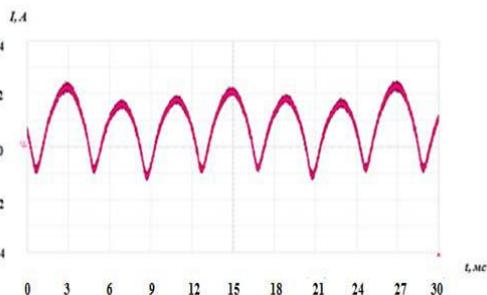


Рис.4 Осциллограмма тока поддерживающего заряда АБ при токе нагрузки, равном 7 А



Рис.5 Осциллограмма тока поддерживающего заряда АБ при токе нагрузки, равном 16 А

Из этих осциллограмм видно, что ток, проходящий через аккумуляторную батарею, имеет явно выраженный знакопеременный характер, что может привести к значительному сокращению срока службы батареи из-за возникающего при этом «роста электродов». По мере увеличения тока постоянной нагрузки увеличивается продолжительность и амплитуда отрицательной «полуволны», что можно расценивать как ужесточение режима знакопеременного тока.

При проведении экспериментов по исследованию переходных процессов ЗУ осуществлялся наброс и сброс нагрузки токами 10А и 20А, что является собой существенно более жесткие условия, нежели описанные выше, поэтому никаких выводов о соответствии испытываемого ЗУ этим требованиям не делалось.

На рис.6 показана осциллограмма напряжения на выходе ЗУ при подключении нагрузки с током, равным 10А.

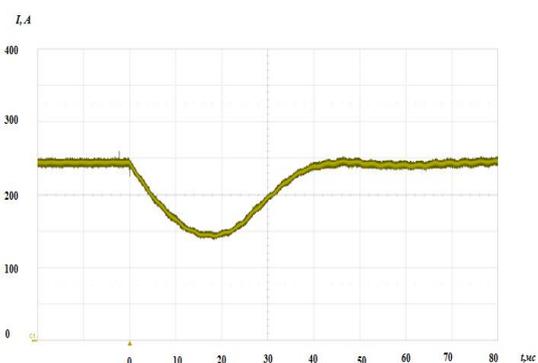


Рис.6 Осциллограмма напряжения на выводах ЗУ при подключении нагрузки с током 10А

Из осциллограммы видно, что в начальный момент времени напряжение с 240В падает до 150В, что составляет 60% от номинального, за время – 20 мс. Время полного восстановления напряжения составляет 50 мс.

На рис.7 показана осциллограмма напряжения при отключении нагрузки с током 10А.

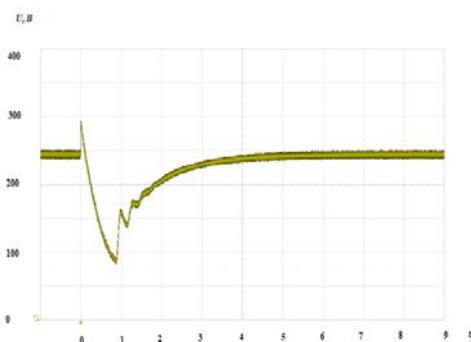


Рис.7 Осциллограмма напряжения на выводах ЗУ при отключении нагрузки током 10 А

В начальный момент после отключения происходит выброс напряжения до 290 В (120%), затем падение напряжения до 90В (40%), переходящий в длительный процесс с затуханием. Длительность переходного процесса составляет от 4 до 5 секунд, что подтверждает проблему неустойчивости работы современных зарядных устройств при токах близких к холостому ходу, даже несмотря на предусмотренные в конструкции ЗУ

дополнительные резисторы, имитирующие нагрузку. Несмотря на то, что такой режим не является испытательным, он может возникнуть в реальности, например, при коротком замыкании на щите постоянного тока, с отключением ЗУ от всех нагрузок.

Согласно [1,8], ЗУ должен обеспечивать ток, равный утроенному значению номинального тока в течение времени, достаточного для срабатывания аппарата защиты от короткого замыкания, при работе без аккумуляторной батареи. Также при коротком замыкании, возникает подпитка от конденсатора фильтра из-за его разряда. Осциллограмма тока на выходе ЗУ показана на рис.8.

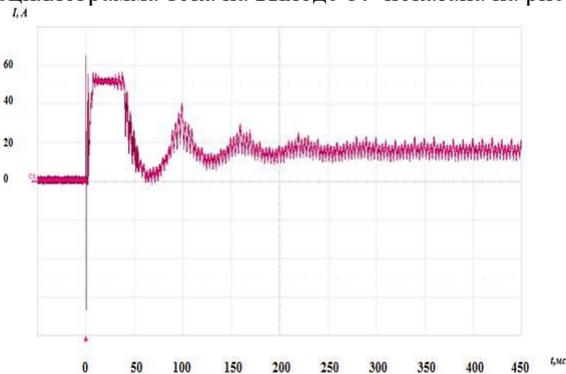


Рис.8 Осциллограмма тока при коротком замыкании на выводах ЗУ

В начальный момент времени, за счет подпитки от конденсатора фильтра, ток возрастает до 64 А, то есть 4 крат от номинального тока, затем происходит его снижение. Регулятор ЗУ удерживает значение тока на уровне 30 А то есть 3 крат от номинального тока в течение 30 мс, что достаточно для срабатывания плавкого предохранителя, являющегося защитным аппаратом цепи ввода ЗУ. Переход регулятора в режим токоограничения в течение 0,2 с восстанавливает номинальные параметры ЗУ.

IV. ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

В результате испытаний были получены среднеквадратичные значения пульсаций, не превышающие допустимых, однако эти данные нельзя аппроксимировать на все батареи, так как их внутреннее сопротивление существенно различается в зависимости от технологии изготовления и емкости. Разработана методика, позволяющая рассчитать и оценить допустимость реального уровня пульсаций, протекающих через АБ [8].

В режиме поддерживающего заряда ток, протекающий через аккумуляторную батарею, имеет знакопеременный характер, усиливающийся по мере роста тока постоянной нагрузки, что может повлечь за собой существенное сокращение срока службы аккумулятора и повысить вероятность его выхода из строя. Однако на данный момент присутствует недостаток и противоречивость информации в источниках по данной тематике. В дальнейшем следует провести анализ литературы с уточнением механизмов негативного влияния пульсаций и знакопеременного тока на АБ, а также проведением количественных оценок сокращения срока службы АБ, и сопутствующего экономического ущерба.

При отключении нагрузки возможно превышение нормативных значений перерегулирования напряжения и длительности переходного процесса. При коротких замыканиях на ЩПТ с последующим отключением ЗУ, и при малых рабочих токах возможна неустойчивая работа ЗУ (рис.6-7). Это является достаточно актуальным для СОПТ, так как большую часть времени ЗУ, рассчитанные на проведение ускоренного заряда АБ, имеют малый коэффициент загрузки. Необходимо далее исследовать вопросы настройки регуляторов ЗУ в реальном диапазоне их рабочих токов, а при выборе ЗУ – проводить проверку по минимально допустимому по условиям устойчивости току.

При коротком замыкании на выводах ЗУ (рис.8) зафиксирована подпитка КЗ от конденсатора фильтра и токоограничение, производимое регулятором. Параметры токоограничения подобраны таким образом, что обеспечивается срабатывание защитного аппарата при КЗ без АБ. Вопросы влияния кратковременной (несколько миллисекунд) подпитки КЗ от конденсатора фильтра, а также инерционности регулятора на условия работы защитных аппаратов и проводников в условиях применения быстродействующих защитных аппаратов также на данный момент являются недостаточно изученными и требуют дополнительного рассмотрения.

Полученные результаты могут быть использованы при совершенствовании методики выбора зарядных устройств для СОПТ электрических станций и подстанций, а также при уточнении технических требований к зарядным устройствам и к аккумуляторам.

Список литературы

- [1] СТО 56947007-29.120.40.041-2010 Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования.
- [2] Charger Output AC Ripple Voltage and the Affect on VRLA Batteries. // Technical Bulletin #41-2131/D212/CD. C&D Technologies,2012.
- [3] S.Okazaki. Influence of superimposed alternating current on capacity and cycle life for lead-acid batteries./ Journal of Applied Electrochemistry 16 (1986) pgs 894-898.
- [4] S.D.Gerner, T.E.Ruhlmann. Effect of AC Ripple on VRLA Battery Perfomance. BattCon,1999.
- [5] R.F.Nelson, M.A.Kepros. AC Ripple effects on VRLA Batteries in Float Applications. Battery Conference on Applications and Advances, 1999. The Fourteenth Annual
- [6] Юдильевич С.Р. Методы расчета и перспективы улучшения эксплуатационных параметров тяговых и стационарных свинцовых аккумуляторов. Дисс... ученой степени кандидата технических наук. Санкт-Петербург,2004.
- [7] ГОСТ 27699-88 Системы бесперебойного питания приемников переменного тока.Общие технические условия
- [8] СТО 56947007 29.120.40.216-2016. Методические указания по выбору оборудования СОПТ
- [9] ГОСТ 29176-91. Короткие замыкания в электроустановках. Методика расчета в электроустановках постоянного тока

Моделирование работы устройства Сириус–2–Л с помощью испытательного комплекса OMICRON CMC 356

П.А. Вивчарь, В.И. Лыхманова, А.Д. Дьяченко, Е.А. Захарова
ФГАОУ ВО "Северо-Кавказский федеральный университет"
Ставрополь, Россия
E-mail: info@ncfu.ru

При проектировании подстанции любого типа и класса напряжения огромное внимание уделяется разработке релейной защиты. В настоящее время возрастает интерес к релейной защите, построенной на микропроцессорной аппаратуре. Цель настоящей работы – разработать алгоритм для моделирования работы устройств релейной защиты и автоматики в распределительных сетях 6-10 кВ с целью проверки правильности задания уставок.

При проведении исследования основными элементами являются методы математического анализа. При выполнении экспериментальной части методом исследования являлось программное моделирование. В качестве инструмента моделирования применялось программное обеспечение RastrWin и OMICRON CMC356.

Получен алгоритм моделирования работы терминала Сириус-2-Л, проверена работа защит устройства при КЗ на исследуемом участке системы.

Разработанный алгоритм может быть использован для проверки работы терминалов Сириус-2-Л. Реализация алгоритма позволит более качественно и быстро выполнять настройку оборудования для работы в реальной сети.

Ключевые слова — релейная защита; моделирование работы оборудования; выбор уставок; проверка работы устройства.

The modeling of the device operation Sirius-2-L using and testing system OMICRON CMC 356

P.A. Vivchar, V.I. Lyhmanova, A.D. Diachenko, E.A. Zakharova
North-Caucasian Federal University
Stavropol, Russian Federation
E-mail: info@ncfu.ru

When designing the substation of any type and voltage class, great attention is paid to the development of relay protection. At the present increasing interest in the field of relay protection, microprocessor built into the instrument. The aim of this work is to develop an algorithm for the simulation of devices of relay protection and automation in distribution networks 6-10 kV with the purpose of verifying the correctness of the task settings.

In the research the main elements are the methods of mathematical analysis. When performing the experimental part of the research method was a software simulation. As a modeling tool was applied in the software RastrWin and OMICRON CMC356.

The resulting algorithm simulation of the terminal operation Sirius-2-L, tested protection device to short-circuit in the tested area of the system.

The developed algorithm can be used to check the operation of terminals Sirius-2-L implementation of the algorithm will allow us to more efficiently and quickly to set up the equipment for operation in a real network.

Keywords — relay protection; modeling operation of the equipment; choice of settings; checking the operation of the device.

I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время все вновь вводимые и реконструируемые защиты выполняются на основе цифровых устройств релейной защиты и автоматики.

В данной работе исследованы возможности программно-технического комплекса OMICRON CMC 356 для моделирования работы, а также автоматизации процесса проверок и наладки цифрового терминала релейной защиты и автоматики Сириус-2-Л.

II. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Исходными данными необходимыми для моделирования в данном случае выступают параметры исследуемой сети. При расчетах электрической сети на стороне 10 кВ подстанции «Сады», была использована информация о замерах токов через головные участки фидеров по г. Минеральные Воды, а также их характеристики при нормальном режиме работы. Все исходные данные сведены в таблицу I.

Таблица I. Характеристики головных участков фидеров по г. Минеральные Воды

Наименование фидера	Длина, км	Мощность, кВА	X, Ом	R, Ом
201	6,466	2618,861	0,491	1,636
202	12,958	1891,399	0,985	3,278
203	8,459	789,815	0,643	2,140
204	2,742	426,084	0,208	0,694
205	0,370	478,046	0,028	0,094
206	7,940	2546,115	0,603	2,009
207	6,870	1766,692	0,522	1,738
208	3,706	1725,123	0,282	0,938
209	0,240	208,979	0,018	0,061

Расчёт токов короткого замыкания необходим для выбора уставок релейной защиты линии электропередачи. Расчёт произведён с помощью программы для расчёта ТКЗ в программном комплексе ПК RASTRWIN [1].

III. Ход выполнения работы

Для моделирования сети и подачи токов на исследуемый терминал используем испытательный комплекс OMICRON CMC 356, который предназначен для проведения пуско-наладочных работ средств релейной защиты и автоматики. Далее линия фидер №1 был разбит на 6 равных частей, по 1,078 км каждая. Затем для каждой точки, с помощью программного комплекса RastrWin3 производился расчет токов.

Расчет вторичных токов проводился с учетом коэффициента трансформации ТТ (800А/5А=160). Полученные вторичные токи подавались с помощью испытательного комплекса OMICRON CMC 356 на терминал Сириус-2-Л. Для каждого срабатывания определялся тип сработавшей защиты.

Факт отказа защиты должен свидетельствовать о неправильной работе терминала, данные о срабатывании защит выводятся терминалом. Полученные данные фиксируются и сохраняются в протоколе.

Таким образом ход выполнения работы можно представить на рисунке 1.

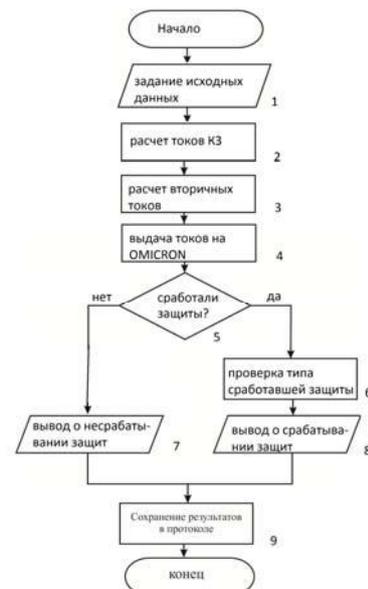


Рис. 1. Алгоритм моделирования работы Сириус-2-Л при двух- и трехфазном К

IV. ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

С помощью генератора последовательных состояний OMICRON CMC 356 для каждой из точек было задано по три состояния: нормальное, аварийное и без токовое. В аварийном режиме фиксировалось срабатывание защит.

В таблицу II свели результаты срабатываний проверяемого устройства полученные после запуска эксперимента.

Таблица II. РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ

Трехфазное КЗ						
Точка КЗ	1	2	3	4	5	6
Срабатывание	МТЗ-1	МТЗ-1	МТЗ-2	МТЗ-2	МТЗ-2	МТЗ-3
Двухфазное КЗ						
Точка КЗ	1	2	3	4	5	6
Срабатывание	МТЗ-1	МТЗ-1	МТЗ-2	МТЗ-2	МТЗ-3	МТЗ-3

Из таблицы видно, что устройство работает исправно.

Список литературы

- [1] ТКЗ RastrKZ документация пользователя. URL: <http://www.RastrWin.ru.c>.
- [2] Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-2-Л» БПВА.656122.041 РЭ. Руководство по эксплуатации.– М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2013.
- [3] Выбор уставок срабатывания микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики серии «Сириус» для распределительных сетей 6-35 кВ.– М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2013.
- [4] Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-2-Л» БПВА.656122.041 РЭ. Руководство по эксплуатации.– М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2013.
- [5] Программный комплекс «RastrWin3». Руководство пользователя.

Сравнительный анализ аналоговых и цифровых систем регистрации аварийных событий

Н.А. Кечина Л.Г. Мигунова
ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»
Самара, Россия

Аннотация – В настоящее время электрическая энергия стала неотъемлемой частью жизни населения. С каждым годом электроэнергетические системы совершенствуются, становясь всё крупнее и сложнее. В условиях развития отрасли встает вопрос о поиске соответствующих систем регистрации аварийных событий и процессов для бесперебойного обеспечения потребителей электроэнергией необходимого качества. При проведении исследования существующих систем мониторинга состояния электроэнергетических систем основными элементами являются методы анализа и сравнения. Получены сравнительные характеристики цифровой и аналоговой систем регистрации аварийных событий и процессов. Выбрана система, наиболее отвечающая современным требованиям электроэнергетики. Проведенный анализ выявляет недостатки аналоговых и преимущества цифровых систем регистрации аварийных событий

Ключевые слова – электроэнергетическая система, аварийные события, регистрация аварийных событий, система мониторинга.

Comparative analysis of the analogue system and the digital systems of registration emergency events

N.A. Kechina L.G. Migunova
«Samara State Technical University»
Samara, Russia

Abstract - Currently, electrical energy has become an integral part of life. Every year electricity systems evolve, becoming larger and more complex. In terms of the development of the industry raises the question of finding the appropriate registration systems of emergency events and processes, to continuously supply consumers with electricity of the required quality. In the research of existing systems condition monitoring of electric power systems, the main elements are the methods of analysis and comparison. The obtained comparative characteristics of digital and analog systems registration of emergency events and processes. Selected the system most suited to the modern demands of the power industry. The analysis reveals the shortcomings of the analogue and the advantages of digital systems registration, emergency events

Keyword – power system, emergency event, emergency event monitoring system.

Производство электроэнергии - непрерывный быстроизменяющийся технологический процесс, требующий постоянного наблюдения. При возникновении аварийных или аномальных режимов, когда мгновенно происходят отклонения ряда электрических параметров от нормально допустимых значений, в действие вступает релейная защита, отключая повреждённые элементы энергосистемы. Большинство аварийных ситуаций успешно устраняются автоматически без вмешательства оперативного персонала. Однако аварийный вывод оборудования из работы ведет к недовыпуску электрической энергии отключенным потребителям, и потенциально снижается надежность энергоснабжения остальных. Ввиду этого обстоятельства эксплуатационный персонал энергосистемы прилагает все усилия для наискорейшего установления причин аварии и восстановления энергоснабжения. Оперативное решение возникших проблем особенно актуально, когда повреждаются протяженные линии электропередачи или релейная защита действует

неадекватно ситуации. Для уменьшения времени восстановления энергоснабжения потребителей и риска ущербов от снижения надежности сети в энергетике широко применяется автоматическая регистрация параметров аварийных и аномальных режимов.

В ходе развития техники и технологий в энергетике непрерывно обновлялись устройства регистрации и средства обработки информации. Первыми были электромеханические системы (вольтметры, амперметры), затем появились микроэлектронные средства на базе аналоговой вычислительной техники (аналоговые осциллографы), а теперь наступило время цифровых измерительно-информационных систем. В настоящее время аварийную регистрацию осуществляют микропроцессорные защиты с соответствующими функциями, цифровые осциллографы и приборы определения мест повреждения на линиях электропередачи. Эффективная эксплуатация микропроцессорной техники и оперативный анализ аварий на основе

цифровых данных требуют от инженеров эксплуатационного персонала энергосистем определённых знаний в части цифровой обработки информации. [1]

В эксплуатации находится достаточно большое количество разнообразных устройств цифровой записи аварийных событий. Эти устройства предназначены для многоканальной регистрации значений электрических величин при возникновении нестационарного режима работы энергетического объекта с последующим анализом процессов и событий. Несмотря на различия их аппаратно-программной реализации, всем им присущи некоторые общие функции, и все они имеют некоторые общие элементы аппаратной части.

Общие функции:

- слежение (непрерывная кольцевая запись в нормальном режиме работы контролируемых сигналов, что позволяет обеспечивать фиксацию предшествующего режима);
- автоматический пуск при любой неисправности, входящей в зону пуска;
- запись электрических величин и их хранение в оперативном запоминающем устройстве (ОЗУ) с привязкой ко времени и дате;
- обмен информацией с верхним уровнем по каналам связи;
- самодиагностика и сигнализация.

Общие элементы аппаратной части:

- блок измерительных преобразователей (ИП);
- аналого-цифровой преобразователь (АЦП);
- микро ЭВМ, ОЗУ, постоянное запоминающее устройство (ПЗУ);
- интерфейс связи;
- блок сигнализации;
- блок питания.

Регистрация процессов и событий, происходящих в электроэнергетических системах (ЭЭС) при аварийных нарушениях, является необходимой и ответственной задачей диспетчерского управления.

Полученная аварийная информация (АИ) главным образом используется в двух направлениях:

а) для экстренной экспертной оценки случившегося аварийного нарушения оперативным персоналом на всех уровнях диспетчерского управления, в том числе для определения места повреждения на линиях электропередачи (ЛЭП)

б) для анализа функционирования устройств релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА) и разработки на основе этого анализа мероприятий совершенствования РЗ и ПА.

В течение длительного времени работа по анализу аварийных нарушений базируется на показаниях реле аварийной сигнализации и записи переходных электромагнитных процессов с помощью аварийных светолучевых осциллографов

типа Н 13, Н 113, запись в которых производится на фотобумагу с последующим ее проявлением.

Осциллограф Н 13 позволяет регистрировать одновременно до 12 изменяющихся по времени электрических величин. Рабочая полоса частот осциллографа от 0 до 300 Гц.

Пуск светолучевого осциллографа производится специальным пусковым устройством УПО-01 или ПДЭ-0301 в момент фиксации им возмущения, в результате чего не записываются сигналы, предшествующие аварии. Для записи этих сигналов совместно с осциллографом Н 13 используются магнитографы Н049, Н050.

Опыт эксплуатации магнитографов и светолучевых осциллографов выявил ряд недостатков:

- низкую надёжность;
- слабую помехозащищённость;
- большие трудозатраты на обслуживание;
- недостаточное качество записанных сигналов;
- невысокую точность и другие.

Развитие цифровой техники и создание на её основе регистраторов аварийных событий (РАС) позволяет поднять на качественно новый уровень систему регистрации, обработки и анализа АИ, при котором происходит:

- резкое увеличение объёма регистрации электрических сигналов и событий;
- повышение оперативности и качества обработки АИ;
- возможность детальной обработки электрических сигналов, которая позволяет всесторонне исследовать электромагнитные переходные процессы и сформировать на этой основе рекомендации по совершенствованию средств РЗ и ПА;
- возможность создания эффективной интегрированной системы регистрации и обработки АИ, что позволяет более качественно и глубоко исследовать процессы, происходящие в ЭЭС. [2]

Список литературы

[1] Шмурьев В.Я. - Цифровая регистрация и анализ аварийных событий в электроэнергетических системах. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2004. – 96с.: ил. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик», Вып. 2(62)].

[2] Пуляев В. И., Усачев Ю. В. - Цифровая регистрация аварийных событий в энергосистемах. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 1999. – 72с.: ил. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик», Вып. 2(5)].

Анализ методики расчета тока небаланса в продольной дифференциальной токовой защите

А.Е. Басова, В.А. Шуин
ФГБОУ ВО "Ивановский государственный энергетический университет им.В.И. Ленина"
Иваново, Россия
anastabasova@yandex.ru

Аннотация — Продольная дифференциальная токовая защита (ДТЗ) получила широкое применение в качестве основной защиты на линиях и других элементах электрических сетей и электростанций. Основным расчетным условием для выбора тока срабатывания в ДТЗ без торможения является отстройка от тока небаланса, обусловленного погрешностями трансформаторов тока (ТТ) в переходном режиме внешнего короткого замыкания (КЗ). То же расчетное выражение используется при расчетах первичного тока небаланса для определения коэффициента торможения при выполнении ДТЗ с торможением. Значения коэффициентов, применяемых для расчета тока небаланса, приведены в информационных источниках. Обоснования применения рекомендуемых значений коэффициентов в информационных источниках отсутствуют.

Для проверки обоснованности применения рекомендуемых значений коэффициентов использовалось имитационное моделирование в системе Matlab.

Исследованы факторы, влияющие на величину тока небаланса в ДТЗ. Разработана методика моделирования нелинейного ТТ, обеспечивающего максимально допустимую погрешность функционирования ДТЗ. Произведен анализ результатов вычислительных экспериментов и полученных значений исследуемых коэффициентов.

Полученные результаты позволяют оценить обоснованность применения и точность существующей методики расчета тока небаланса в ДТЗ.

Ключевые слова — продольная дифференциальная токовая защита; ток небаланса; модель нелинейного трансформатора тока; моделирование в системе Matlab.

Analysis of approach to calculation of unbalance current in differential current protection

Anastasia Basova, Vladimir Shuin
Ivanovo State Power University
Ivanovo, Russian Federation
anastabasova@yandex.ru

Abstract — Differential current protection (DCP) is widely used as main protection of transmission lines and other equipment of electrical grids and power plants. The main condition of pick-up current calculation for nonbiased DCP is offsetting from the unbalance current caused by current transformers (CTs) error in transient condition of external fault. The same principle is used to calculate primary unbalance current for bias ratio determining if biased DCP is used. Values of multipliers used to calculate the unbalance current are given in information sources. Reasons to use the recommended multiplier values are not mentioned in information sources.

Simulation modelling with Matlab system is used to check the validity of recommended multiplier values.

Influence over unbalance current in DCP is examined. The procedure of simulation of nonlinear CT which provides maximum allowed DCP error is developed. The results of simulation experiment and calculated values of multipliers being studied are analyzed.

Results allow to evaluate the validity and accuracy of conventional DCP unbalance current calculating approach.

Key-words — differential current protection, unbalance current, nonlinear current transformer simulation model, simulation with Matlab system.

1. ВВЕДЕНИЕ

Продольная дифференциальная токовая защита (ДТЗ) без торможения получила широкое применение в качестве основной защиты на линиях и других элементах

электрических сетей и электростанций. Основным расчетным условием для выбора тока срабатывания ДТЗ является отстройка от тока небаланса, обусловленного погрешностями трансформаторов тока (ТТ) в переходном режиме внешнего короткого замыкания (КЗ) [1 и др.]:

$$I_{\varepsilon,3} = K_{отс} I_{нб.макс} = K_{отс} K_{пер} \varepsilon K_{одн} I_{к.расч.макс}, \quad (1)$$

где $K_{отс} = 1,3-1,5$ – коэффициент отстройки; ε – относительное значение полной погрешности по току ТТ, соответствующее установившемуся режиму КЗ; $K_{одн}$ – коэффициент однотипности ТТ; $K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим (апериодическую составляющую тока КЗ).

При использовании в защите однотипных ТТ, выбираемых по кривым предельной кратности при 10%-й погрешности, $\varepsilon = 0,1$, $K_{одн} = 0,5$. При отсутствии в измерительном органе тока отстройки от влияния апериодической составляющей $K_{пер} = 2$. При указанных значениях ток небаланса

$$I_{нб.макс} = \varepsilon \cdot K_{одн} \cdot K_{пер} \cdot I_{к.расч.макс} = K_{нб.уст} \cdot I_{к.расч.макс} = 0,1 \cdot 0,5 \cdot 2 I_{к.расч.макс} = 0,1 I_{к.расч.макс}, \quad (2)$$

где

$$K_{нб.уст} = K_{пер} \cdot \varepsilon \cdot K_{одн} = K_{пер} \cdot K_{нб.уст}. \quad (3)$$

Целью работы явилась проверка обоснованности значений коэффициентов, входящих в расчетные выражения (1) - (3).

II. ЗАДАЧИ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Из (1) - (3) можно видеть, что анализ методики расчета тока небаланса в схеме ДТЗ можно разделить на 2 подзадачи:

- 1) исследование тока небаланса в установившемся режиме, т.е. определение $K_{нб.уст}$ (или $K_{одн}$ при известном значении $\varepsilon=0,1$);
- 2) исследование влияния переходного процесса (апериодической составляющей тока КЗ) на величину $K_{нб.уст}$ (или $K_{пер}$ при известном $K_{нб.уст}$).

Появление современных систем моделирования (например, Matlab, PSCAD и др.) позволяет проверить обоснованность значений коэффициентов, принимаемых при расчетах тока небаланса по (1) - (3). В данной работе используется моделирование в среде системы MatLab.

III. РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА С НЕЛИНЕЙНОЙ КРИВОЙ НАМАГНИЧИВАНИЯ

Модель ТТ выполнена с использованием стандартного блока Saturable Transformer (нелинейный трансформатор) пакета SimPowerSystem системы моделирования Matlab. Блок Saturable Transformer предназначен для моделирования нелинейных силовых трансформаторов, потому окно задания параметров модели ориентировано на использование каталожных технических данных последних. Для моделирования ТТ и силовых трансформаторов может быть использована одна и та же схема замещения (рис. 1), потому указанный блок можно применить также и для моделирования нелинейного ТТ.

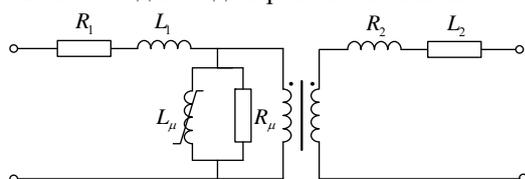


Рис. 1. Т-образная схема замещения двухобмоточного трансформатора, используемая в модели блока Saturable Transformer

Однако параметрирование блока Saturable Transformer должно осуществляться с учетом особенностей соотношений между параметрами первичной и вторичной обмоток и параметрами вторичной нагрузки ТТ по сравнению с силовыми трансформаторами. С учетом указанных особенностей ТТ параметры настройки блока Saturable Transformer (P_n , V_1 , L_1 , R_1 , V_2 , L_2 , R_2) должны определяться из следующих соотношений:

$$P_n = I_{2ном}^2 Z_{2\Sigma} = I_{2ном}^2 [R_{2T} + Z_{нагр.ном}(\cos \varphi_{ном} + j \sin \varphi_{ном})]; \quad (4)$$

$$V_2 = Z_{2\Sigma} I_{2ном}; L_2 = 0; R_2 = R_{2T}; \quad (5)$$

$$V_1 = V_2 / K_{iном}; L_1 = 0; R_1 = 0; \quad (6)$$

где $I_{2ном}$ – номинальный вторичный ток ТТ; $K_{iном}$ – коэффициент трансформации ТТ; $Z_{нагр.ном}$ – номинальная вторичная нагрузка ТТ; $\varphi_{ном}$ – номинальный коэффициент мощности нагрузки.

Для задания зависимости $\Psi_m = W_1 \cdot S \cdot B_m = f(i_{нам})$ модели ТТ использовались кривые намагничивания электротехнической стали $B_m = f(H_m)$ и конструктивные размеры магнитопровода ТТ.

С использованием приведенной методики параметрирования блока Saturable Transformer разработаны модели ТТ типа ТВ-110-IX-3 и ТПОЛ-10 с сердечниками из электротехнической стали марки Э3405. При этом разработаны по два варианта моделей ТТ, учитывающих максимальный разброс характеристик намагничивания $B_m = f(H_m)$ (соответственно для лучшей и для худшей характеристик намагничивания стали Э3405).

Достоверность моделей ТТ проверена по нормированным значениям предельной кратности, приведенных в технических характеристиках трансформаторов тока типа ТВ-110-IX-3 и ТПОЛ-10. Для ТТ с характеристикой намагничивания из худших сортов электротехнической стали отклонения расчетных значений предельной кратности, полученных на моделях, от нормированных значений при различных значениях вторичной нагрузки не превышали 5–7% (например, рис.2).

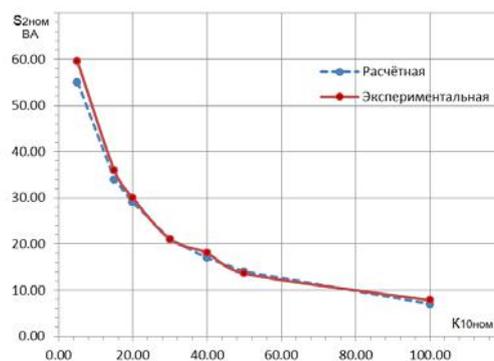


Рис. 2. Расчётные (на модели) и нормированные экспериментальные значения предельной кратности в зависимости от вторичной нагрузки в классе точности 10P для ТТ типа ТВ-110-IX-3

IV. МОДЕЛЬ СЕТИ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ТОКОВ НЕБАЛАНСА В СХЕМЕ ДЗЛ

A. Схема сети для исследования токов небаланса ДТЗ

Схема сети для исследования тока небаланса ДТЗ ЛЭП с двухсторонним питанием приведена на рис. 3. В качестве исследуемой принята ДТЗ с проводным каналом связи.

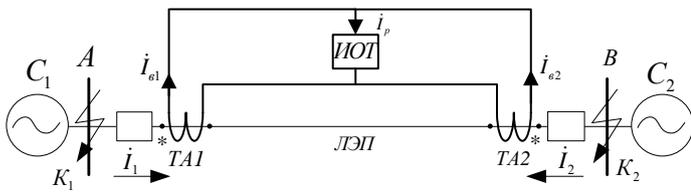


Рис. 3. Схема сети для исследования тока небаланса ДТЗ ЛЭП с двухсторонним питанием

В. Модель исследуемой сети в системе MatLab

Модель исследуемой сети по рис. 3 в системе MatLab реализована с применением стандартных блоков пакета SimPowerSystem и приведена на рис.4.

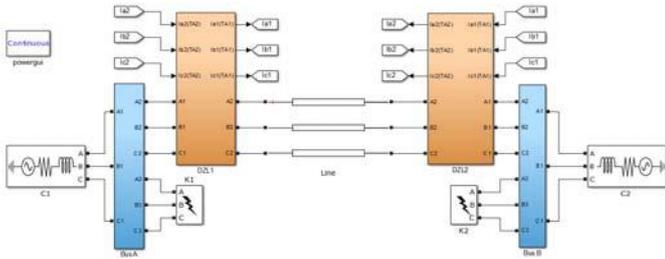


Рис.4. Модель исследуемой сети в системе MatLab

Модель для оценки токов небаланса в схеме ДТЗ состоит из двух полукомплектов DZL1 и DZL2 (рис.4), установленных на разных концах ЗО и включающих в себя модели ТТ во всех трех фазах и средства наблюдения и измерения. Полукомплекты DZL1 и DZL2 выполнены аналогично и отличаются только характеристиками намагничивания ТТ (с целью учета максимального разброса характеристик намагничивания для определения максимальной погрешности функционирования ДЗЛ, вносимой ТТ).

V. ИССЛЕДОВАНИЕ ТОКОВ НЕБАЛАНСА В СХЕМЕ ДЗЛ В УСТАНОВИВШЕМСЯ РЕЖИМЕ

А. Расчетные условия для исследования токов небаланса в установившемся режиме внешнего КЗ

Исследование величины $K_{нб\ уст}$ осуществляется в установившемся режиме внешнего КЗ при следующих условиях:

- кратность тока внешнего КЗ $K_1 = K_{10\ пред\ ТТ}$;
- нагрузка ТТ $Z_{нагр} = Z_{нагр\ ном\ ТТ}$ при $\cos \phi_{ном}$.
- ТТ TA1 и TA2 однотипные, но имеют максимальный разброс характеристик намагничивания стали магнитопроводов.

В. Исследование коэффициента небаланса в установившемся режиме

На рис. 5 представлены полученные на модели расчетные осциллограммы мгновенных значений первичного тока КЗ, вторичных токов ТТ, токов намагничивания и мгновенное и эффективное значение дифференциального тока, равно при внешнем КЗ току небаланса. Установившийся режим для исследования величины $K_{нб\ уст}$ наступает при полном затухании аperiodической составляющей i_a тока КЗ.

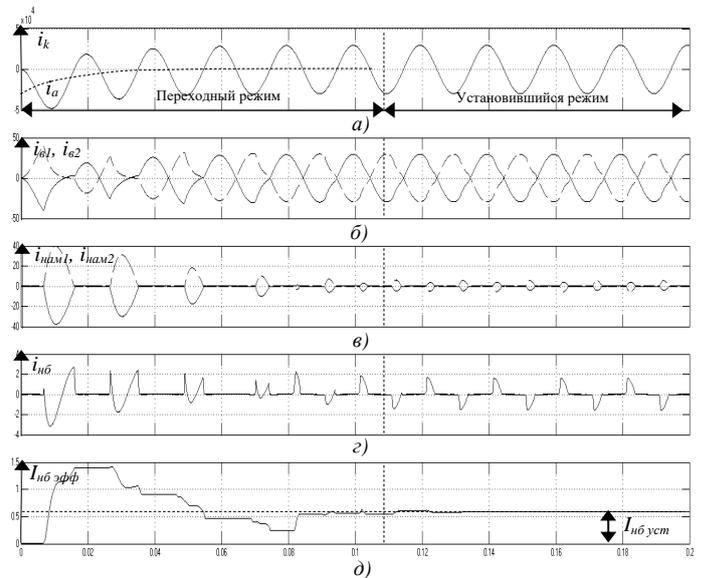


Рис. 5. Токи в ДТЗ в сети 110 кВ: а – первичный ток КЗ, А; б – вторичные токи ТТ TA1 и TA2, А; в – токи намагничивания ТТ TA1 и TA2; г – мгновенное значение тока небаланса, А; д – действующее (эффективное) значение тока небаланса, А

Расчетное значение $K_{нб\ уст}$ определяется из (2) в установившемся режиме КЗ (при $K_{пер} = 1$) и равно:

$$K_{нб\ уст} = \frac{I_{нб\ уст}}{I_{расч\ макс}}, \quad (7)$$

где $I_{нб\ уст}$ - ток небаланса в установившемся режиме КЗ, А; $I_{расч\ макс} = I_{КЗ} / K_T$ - вторичное значение тока ТТ при токе внешнего КЗ, равного току предельной кратности, А.

Определение $K_{одн}$ при известном значении $\epsilon=0,1$ в соответствии с (3):

$$K_{одн} = \frac{K_{нб\ уст}}{\epsilon}. \quad (8)$$

С. Результаты расчетов $K_{нб\ уст}$ на модели и их оценка

Анализ результатов вычислительных экспериментов, выполненных на модели при различных значениях вторичной нагрузки ТТ и значения первичного тока КЗ, соответствующего току предельной кратности, дали следующие результаты:

- для ТТ типа ТВ-110-IX-3 $K_{нб\ уст} \approx 0,028$ ($K_{одн} \leq 0,3$);
- для ТТ типа ТПОЛ-10 $K_{нб\ уст} \approx 0,02$ ($K_{одн} \leq 0,2$).

Таким образом, рекомендуемые при расчетах тока небаланса в схемах ДТЗ значения коэффициента $K_{одн} = 0,5$ для однотипных ТТ являются завышенными по сравнению с реальными значениями даже при наихудшем сочетании характеристик намагничивания трансформаторов тока. Практически значение коэффициента однотипности ТТ $K_{одн}$ находится в пределах 0,2-0,3.

VI. ИССЛЕДОВАНИЕ ТОКОВ НЕБАЛАНСА В СХЕМЕ ДЗЛ В ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМАХ

А. Расчетные условия для исследования токов небаланса в переходных режимах

Исследование величины $K_{нб\ пер}$ в системе MatLab осуществляется при условиях по п.V(A) в переходных режимах внешнего КЗ.

В. Исследование коэффициента небаланса в переходных режимах

Как видно из рис. 5 переходный режим внешнего КЗ характеризуется различием вторичных токов ТТ ТА1 и ТА2, что приводит к броску тока небаланса в переходном режиме. В соответствии с (2) отстройка от броска тока небаланса осуществляется за счет коэффициента небаланса в переходном режиме $K_{нб\ пер}$ (или $K_{пер}$ при известном $K_{нб\ уст}$).

Исследование $K_{нб\ пер}$ включало в себя определение факторов, влияющих на величину броска тока небаланса в переходном режиме, определение момента времени, для которого должна производиться оценка броска тока небаланса, и непосредственное определение величины исследуемого коэффициента.

В соответствии с (2):

$$K_{пер} = \frac{I_{нб\ пер}}{I_{нб\ уст}}, \quad (9)$$

где $I_{нб\ пер}$ - ток небаланса в переходном режиме, А.

Величина коэффициента небаланса в переходном режиме $K_{нб\ пер}$ по (3):

$$K_{нб\ пер} = K_{пер} \cdot K_{нб\ уст}. \quad (10)$$

В ходе исследований было замечено, что при наличии апериодической составляющей в токе КЗ, а также при определенном сочетании значений остаточной индукции в ТТ ТА1 и ТА2 (рис.6) бросок тока небаланса может достигать значений при которых

$$K_{пер} = \frac{I_{нб\ пер\ макс}}{I_{нб\ уст}} \approx \frac{15}{0,6} \approx 25.$$

Таким образом, отстройка от первого (максимального) броска тока небаланса приведет к существенному загромождению защиты. Вследствие этого единственным возможным способом отстройки от броска тока небаланса является отстройка по времени срабатывания пускового органа (ПО) защиты.

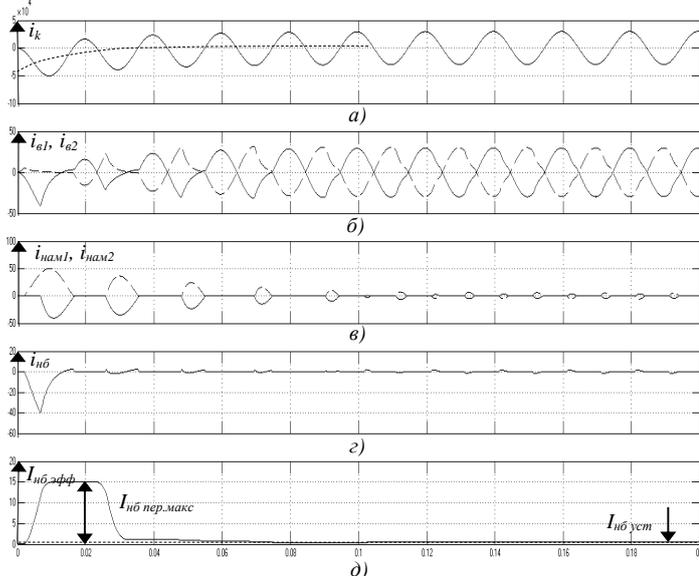


Рис. 6. Токи в ДТЗ в сети 110 кВ при влиянии апериодической составляющей тока КЗ и влиянии остаточной индукции ТТ: а - первичный ток КЗ, А; б - вторичные токи ТТ ТА1 и ТА2, А; в - токи намагничивания ТТ ТА1 и ТА2; г - мгновенное значение тока небаланса, А; д - действующее (эффективное) значение тока небаланса, А

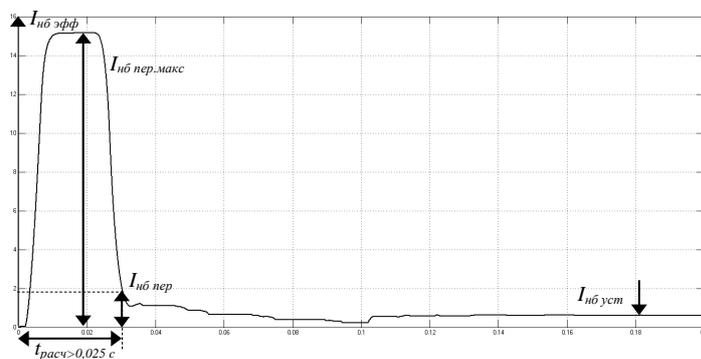


Рис. 7. Действующее (эффективное) значение тока небаланса в переходном и установившемся режимах КЗ при расчетных условиях по рис.6

Так как время срабатывания большинства современных исполнений ДТЗ составляет $t_{сз} \geq 0,025$ с, отстройку по току срабатывания от тока небаланса в переходном режиме в соответствии с (9) и (10) следует производить при $t_{расч} \geq 0,025$ с (рис.7). При этом

$$K_{пер} = \frac{I_{нб\ пер}}{I_{нб\ уст}} \approx \frac{1,8}{0,6} = 3.$$

В ходе исследований выяснено, что время срабатывания защиты может быть уменьшено за счет уменьшения времени усреднения $t_{уср}$ при вычислении среднеквадратичного значения тока.

С. Результаты расчетов $K_{нб\ пер}$ на модели и их оценка

По результатам исследований на моделях ТТ 110 кВ и 10 кВ переходный коэффициент $K_{пер}$ с учетом отстройки по времени от максимального броска тока небаланса находится в пределах 2-3, что в отдельных случаях превышает рекомендованное значение $K_{пер} = 2$.

С учетом известных значений $K_{нб\ уст}$ в соответствии с вышеизложенными исследованиями имеем:

$$K_{нб\ пер\ макс} = 0,03 \cdot 3 = 0,09 \leq 0,1.$$

Таким образом, полученное в ходе исследований значение коэффициента небаланса в переходном режиме $K_{нб\ пер}$ показало обоснованность применения расчетных коэффициентов, входящих в (2). При этом применяемые коэффициенты обеспечивают отстройку от тока небаланса с некоторым запасом.

Список литературы

- [1] Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сетей. - М.: Энергоатомиздат, 1984. - 520 с.

Способы минимизации влияния низкочастотных колебаний на работу синхронных генераторов в энергосистеме

М.В. Савватин¹, Т.Г. Климова²

¹Филиал АО «СО ЕЭС» Московское РДУ, ²НИУ МЭИ
Москва, Россия

Аннотация — на сегодняшний день одной из актуальных проблем современной электроэнергетики являются системные низкочастотные колебания (далее НЧК), приводящие к снижению статической и динамической устойчивости. Главной задачей по-прежнему остается разработка способов эффективного демпфирования таких колебаний.

Рассмотрены основные характеристики колебаний частоты и амплитуды напряжения, полученные с помощью устройств синхронизированных векторных измерений (далее УСВИ). Произведено исследование одного из способов борьбы с НЧК в программно-аппаратном комплексе RTDS, при помощи векторного определения места нахождения источников возмущений, приводящих к возникновению НЧК.

На основе проведенных измерений, получаемых при помощи установленных в разных точках энергосистемы УСВИ, для различных типов периодических возмущений определено местонахождение источника низкочастотных колебаний. Рассмотрен и верифицирован способ уменьшения влияния НЧК на работу синхронного генератора.

Полученный способ минимизации влияния НЧК на работу синхронных генераторов позволяет оптимизировать настройку автоматического регулятора напряжения в реальном времени. На основе данного способа в дальнейшем может быть реализован адаптивно-настраиваемый регулятор для обеспечения максимального демпфирования НЧК в энергосистеме для любой схемно-режимной ситуации сети.

Ключевые слова — АРВ, демпфирование низкочастотных колебаний, синхронизированные векторные измерения.

Study ways to minimize impact low frequency oscillations in the power system on performance of synchronous generator

Mihail Savvatin¹, Tat'jana Klimova²

¹The filial branch of JSC "SO UPS" Moscow Regional Dispatching Office, ²National Research University Moscow Energy University
Moscow, Russia

Abstract — one of issues of current importance is low-frequency oscillations (LFO) of operation parameters, as they lead to decrease of steady state and transient stability. The main objective remains developing efficient ways of damping such oscillations.

The basic characteristics of the oscillation frequency and the amplitude of the voltage obtained by phasor measurement units (PMU). Produced study of one ways of dealing with LFO in the software and hardware complex RTDS, by using vector determining the location of sources disturbances, that give rise to LFO.

Based on the measurements obtained by means of the established at different points of the power system of PMU, for different types of periodic perturbations defined the location of source of low frequency oscillations. Reviewed and verified way of reducing the impact LFO on performance of synchronous generator.

Received method to minimize the impact of LFO on synchronous generators allows optimize the setting of automatic excitation control in real time. On the basis of this method may be further implemented an adaptive-adjustable regulator to provide maximum damping occurs in the LFO power system under any scheme and mode of the situation of the network.

Keywords — low-frequency oscillations, steady-state and transient stability, periodically changing load, AEC, damping LFO.

I. ВВЕДЕНИЕ

Важной задачей на сегодняшний день, является разработка эффективного способа минимизации влияния низкочастотных колебаний (далее НЧК) на работу вращающихся машин[1].

На сегодня в системах сбора и передачи информации распространены цифровые технологии на основе синхронизированных векторных измерений[2]. Устройство синхронизированных векторных измерений (УСВИ) – прибор, измеряющий комплексные величины тока и напряжения. Измерения от УСВИ синхронизированы по времени на основании сигналов

GPS, которые передаются для определения точного местоположения и временной синхронизации. Размещённые в узлах энергосистемы УСВИ образуют систему мониторинга переходных режимов (СМНР)[3].

II. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ОПАСНЫХ РЕЗОНАНСНЫХ ЧАСТОТ КОЛЕБАНИЙ

В программно - аппаратном комплексе реального времени RTDS (real-time digital simulator) были проведены исследования метода определения точек приложения возмущений, приводящих к возникновению НЧК. Комплекс RTDS позволяет устанавливать модельные УСВИ в любых заданных точках тестовой схемы и синхронизировать их по сигналам единого времени.

В качестве одного из возмущений используется периодическая изменяющаяся нагрузка, установленная в различных точках системы. Это внешнее возмущение для всех синхронных генераторов энергосистемы. Другой тип возмущения – изменение механического момента на валу одного из генераторов. Оно будет внутренним для генератора, а для остальных – внешним [2-3].

Возмущения любого вида вызывают колебания частоты и амплитуды напряжения во всех точках системы. На схеме сети были реализованы точки приложения периодической нагрузки P_{H1} , $P_{H2} = var$, а также изменения момента на валу генератора $T_m = var$. Места установки УСВИ, обозначенные цифрами 1÷13 на рис. 1.

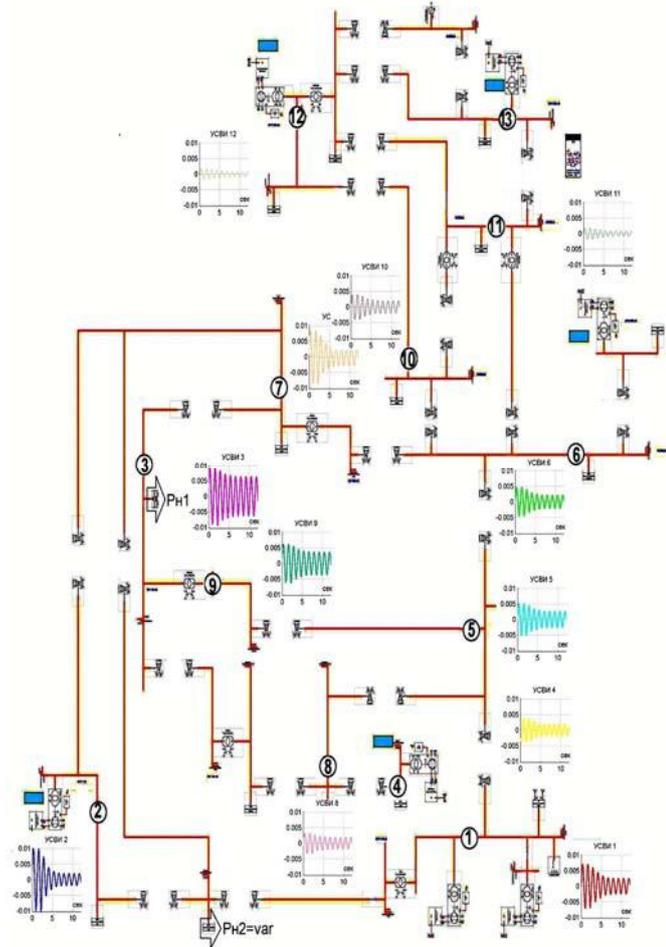


Рис. 1. Схема тестовой сети и осциллограммы колебаний частоты в местах установки УСВИ.

При помощи исследования спектрального состава режимных параметров были выделены две наиболее выраженные опасные (резонансные) частоты колебаний периодических возмущений[4], которые соответствуют значениям 0,47 Гц и 0,74 Гц.

III. ПОСТРОЕНИЕ ВЕКТОРНЫХ ДИАГРАММ КОЛЕБАНИЙ РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ ВНЕШНИХ ПЕРИОДИЧЕСКИХ ВОЗМУЩЕНИЯХ НАГРУЗКИ

Исследования влияния периодической нагрузки проводилось при изменении частоты колебаний нагрузки в диапазоне 0,4 – 0,9, обязательно охватывающем обе резонансные частоты. При периодическом изменении нагрузки dP_{H1} при наиболее характерных (близких к резонансным) частотах 0,7 и 0,4 Гц результаты представлены на рис. 2) полученные осциллограммы свидетельствуют о том, что фазовый сдвиг и амплитуда колебаний частоты напряжения (рис. 2, а), а также амплитуды напряжения (рис. 2, в) зависит от точки измерения режимного параметра (места установки УСВИ).

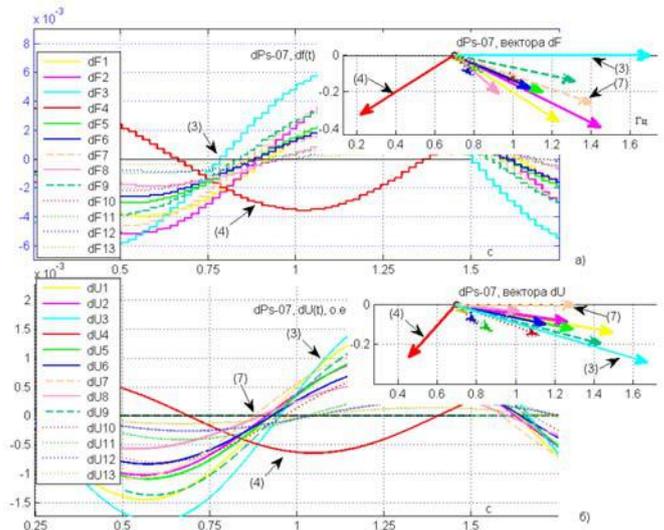


Рис. 2. Осциллограммы колебаний частоты (а) и амплитуды (в) напряжения, а также векторы колебаний частоты (б) и амплитуды (г) напряжения в точках 1 – 13 установки УСВИ

При использовании наглядного геометрического способа представления гармонических колебаний, заключающегося в их изображении в виде векторов на комплексной плоскости [5], показаны векторы колебаний режимных параметров в разных точках установки УСВИ. На горизонтальной оси откладывается частота колебания параметров, а на вертикальной – постоянная затухания (параметры корней уравнения свободного движения). Длина вектора пропорциональна амплитуде колебания соответствующего режимного параметра, а его фаза равна фазе колебания относительно сигнала синхронизации. Каждый вектор (рис. 2, б, г) начинается в точке 0,7 Гц, при нулевом значении постоянной затухания, поскольку амплитуда синусоидальных колебаний режимных параметров постоянна.

Устройство УСВИ 3 установлено практически в точке возмущения. В данном случае фаза колебания частоты в точке 3 минимальна относительно начала отсчёта (сигнала 1PPS), а его амплитуда максимальна. Вектор этого колебания (см. рис. 2, б) – базовый, ближайший к нему

векторы, представленные пунктирной линией, построены на основании измерений в области, ближайшей к точке приложения возмущения. Среди векторов колебаний амплитуды напряжения (см. рис. 2, г) амплитуда колебаний, измеренных в точке 3, также максимальна, однако фаза данного вектора существенно отличается от минимальной.

Следовательно, только фаза векторов колебаний частоты напряжения, измеренная в разных точках энергосистемы, однозначно определяет расположение источника НЧК. Фаза векторов колебаний частоты напряжения, измеренных УСВИ, минимальна там, где измерения производились вблизи источника колебаний. Модуль вектора колебаний частоты зависит от степени совпадения частот НЧК и резонансной в рассматриваемой точке энергосистемы и показывает чувствительность данного объекта к колебаниям рассматриваемой частоты.

IV. ИССЛЕДОВАНИЕ СПОСОБОВ МИНИМИЗАЦИИ ВЛИЯНИЯ НЧК В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ НА РАБОТУ СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА

Выявленная в предыдущей главе закономерность позволяет получать информацию о месте нахождения источника возмущений, приводящих к возникновению НЧК в энергосистеме. Учитывая все режимные параметры низкочастотных колебаний, возможна точная настройка АРВ генераторов на станциях, расположенных вблизи источника НЧК, что приведет к улучшению демпфирующих показателей АРВ [6].

Анализ колебаний во всех узлах энергосистемы после настройки АРВ в одной, наиболее близкой к источнику НЧК, активной точке позволит оценить влияние данного изменения АРВ на колебания режимных параметров в местах сбора синхронизированных векторных измерений.

В комплексе RTDS был рассмотрены и верифицированы два способа уменьшения влияния НЧК на работу синхронного генератора.

Первым способом является изменение предписанной уставки по напряжению АРВ на генераторах станции, наиболее близкой расположенной к источнику НЧК. Для исследования была смоделирована реальная сеть с многочисленными параллельными связями. Расставлены УСВИ. На рис.3 показана часть исследуемой схемы. Показаны точки схемы, в которых установлены УСВИ, оказавшиеся в этой части, указаны их номера.

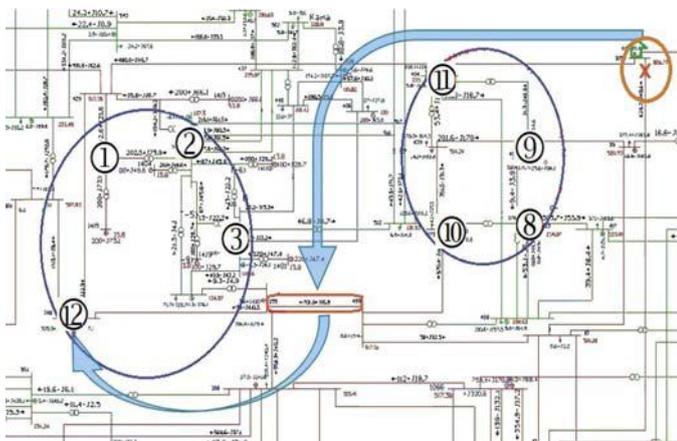


Рис. 3. Часть схемы исследуемой сети .

После аварийного отключения линии (отмечена маркером X на рис. 3), происходит повышение перетока в указанной линии, вплоть до превышения допустимого значения.

При помощи выявленной закономерности, и анализом данных, получаемых с УСВИ, определяем, что УСВИ, установленное в точке 12 (рис.3) показывает минимальную фазу колебания частоты напряжения (рис.4,в), что указывает на ближайшее расположение к источнику возмущения.

На рис.4,а показан переход локальных колебаний (рис.4,б), возникших при отключении линии, в зональные незатухающие. На рис.3 овалами отмечены станции, имеющие однотипные зональные колебания, что проявляется в осциллограммах на рис.4,а).

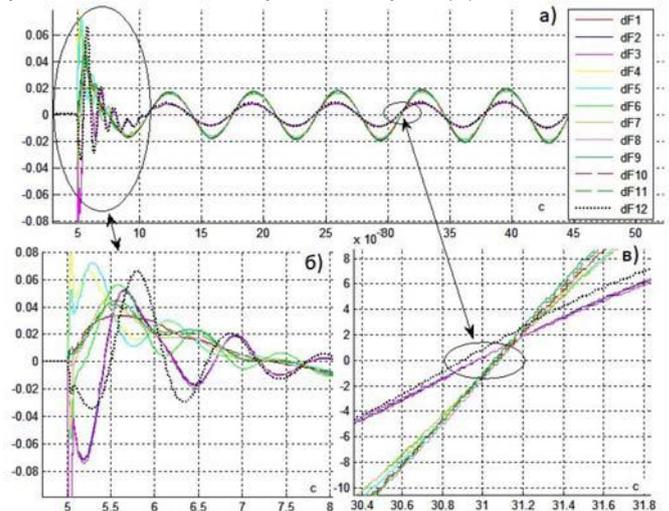


Рис. 4. Осциллограммы колебаний частоты в месте установки УСВИ

Изменения предписанной уставки по напряжению АРВ на 10% на станции в точке 12, рис.5, приводит к снижению амплитуды колебаний не только на шинах рассматриваемой станции, но и во всей энергосети.

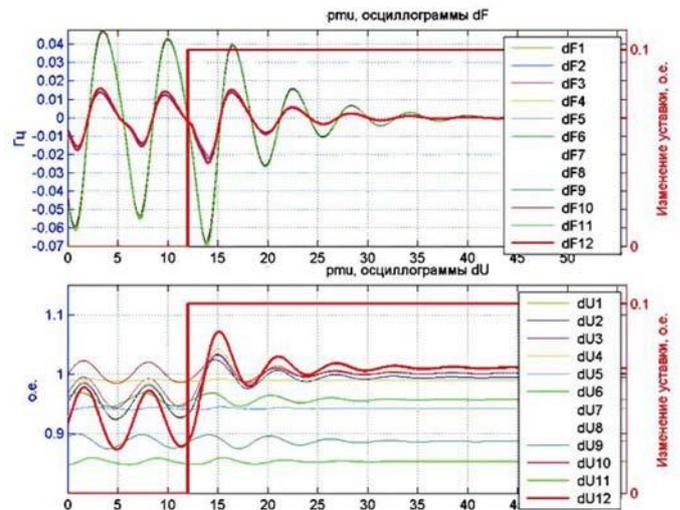


Рис. 5. Осциллограммы колебаний частоты и амплитуды напряжения в месте установки УСВИ после изменения предписанной уставки по напряжению АРВ.

Таким образом, изменение предписанной ставки по напряжению АРВ, способствует улучшению демпфирования возникающих низкочастотных колебаний в энергосистеме.

Вторым способом является изменение схемы АРВ сильного действия. Схема исследуемого устройства АРВ приведена на рис. 6. Настройка выделена и представлена в увеличенном масштабе на том же рис. 6.

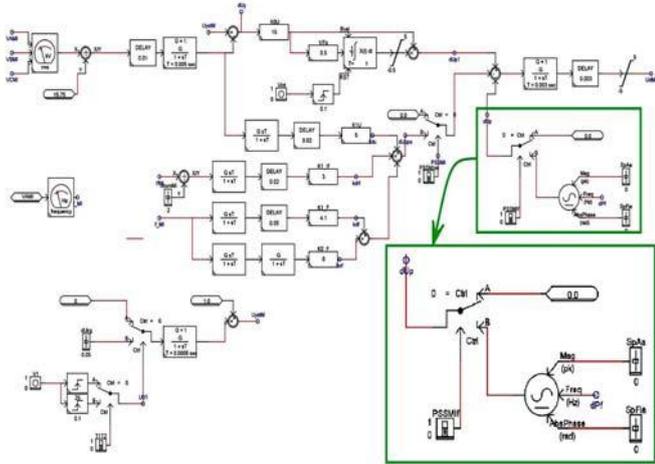


Рис. 6. Схема исследуемого устройства АРВ

Главной особенностью работы данного АРВ является суммирование выходного сигнала dU_{p1} с модулированным по амплитуде и частоте сигналом напряжения dU_p , основная амплитуда и частота которого соответствуют параметрам низкочастотного колебания. Причем частота модулированных колебаний подобрана таким образом, что находится в противофазе к собственным колебаниям генератора.

На рис. 7 представлены результаты проведенного исследования работы данного АРВ. На осциллограммах показаны измерения, получаемые во всех точках, где установлены устройства синхронизированных векторных измерений.

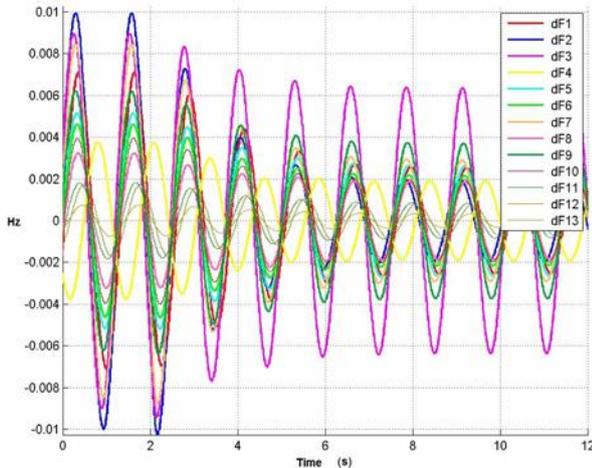


Рис. 7. Осциллограммы частоты колебаний в месте установки УСВИ.

На осциллограммах однозначно прослеживается снижение амплитуды колебаний частоты, что доказывает эффективность рассматриваемого АРВ.

Следует отметить, что реализуемая схема АРВ была использована только на станции в узле 2 (рис. 1), колебания частоты в этой точке максимальны.

При сравнении осциллограмм колебаний частоты в разных наблюдаемых точках, можно увидеть, что модифицированная схема АРВ оказывает положительное влияние на демпфирование колебаний не только на станции, но и во всей энергосети.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выявленная закономерность позволяет получать информацию о месте нахождения источника периодических возмущений, приводящих к возникновению НЧК в энергосистеме.

Исследование методов уменьшения влияния НЧК на работу синхронного генератора поможет определить оптимальную настройку автоматического регулятора возбуждения для обеспечения максимального демпфирования возникающих низкочастотных колебаний в энергосистеме.

Также возможна разработка адаптивно-настраиваемого АРВ в зависимости от параметров низкочастотных колебаний в энергосистеме.

Список литературы

- [1] Сорокин Д.В. Выбор настроек АРВ генераторов сложной энергосистемы на основе применения генетического алгоритма и методов модального анализа. Дис.канд. техн. наук: 05.14.02 /Д.В. Сорокин; СПбГПУ; Науч.рук. С.В.Смоловик– Санкт-Петербург, 2009.
- [2] J. Xiao, J. Han, J. Wu, Dynamic Tracking of Low-frequency Oscillations with Improved Prony Method in Wide-Area Measurement System. IEEE Power Meeting 2004. Denver.
- [3] Task Force on Identification of Electromechanical Modes, Identification of Electromechanical Modes in Power Systems, IEEE Task Force Report, 2012.
- [4] Т.Г.Климова, М.В. Савватин /Анализ влияния периодически меняющейся нагрузки на возникновение низкочастотных колебаний // СИГРЭ 2015 Секция В5 Сочи 2015.
- [5] Арцишевский Я.Л., Климова Т.Г., Расщепляев А.И. Представление переходных процессов электроэнергетических систем на гиперплоскости с двумя системами координат // Электричество. 2011. № 4.
- [6] Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: Учеб. для электроэнергет. спец. вузов. – 4-е изд. перераб. и доп. –М.-Высш. шк, 1985.-536с.

Модернизация резервных защит автотрансформатора для обеспечения ближнего резервирования при коротких замыканиях на стороне низкого напряжения

С.Б. Здоренко
Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана
Казань, Россия
flash.drive@mail.ru

Опыт эксплуатации, расчетов уставок и обслуживания микропроцессорных защит автотрансформаторов показал недостаточную чувствительность резервных защит автотрансформатора при междуфазных коротких замыканиях на стороне низкого напряжения автотрансформатора, что подтверждается расчетами уставок на большинстве объектов операционной зоны РДУ Татарстана. В связи с этим появилась необходимость дополнить существующие шкафы резервных защит автотрансформаторов отдельной защитой, которая была бы чувствительна к данному виду короткого замыкания. При создании логической схемы защиты от коротких замыканий на стороне низкого напряжения автотрансформатора использовались основные логические элементы. Разработан алгоритм отдельной ступени дистанционной защиты резервных защит автотрансформатора для обеспечения ближнего резервирования при коротких замыканиях на стороне низкого напряжения автотрансформатора. Полученный алгоритм позволяет обеспечить полноценную защиту автотрансформатора резервными защитами в условиях вывода или неисправности дифференциальной защиты автотрансформатора, а также существенно уменьшить время ликвидации короткого замыкания на стороне низкого напряжения автотрансформатора.

Ключевые слова — микропроцессорные защиты; резервные защиты автотрансформатора; ближнее резервирование; логическая схема)

MODERNIZATION OF RESERVE PROTECTION AUTOMOTIVE TRANSFORMER FOR ENSURING THE MIDDLE RESERVATION AT SHORT CIRCUIT ON THE SIDE OF LOW VOLTAGE

Sergey Zdorenko
The branch of JSC «SO UPS» Regional Dispatching Office of the Republic of Tatarstan
Kazan, Russia
flash.drive@mail.ru

Experience in operation, calculation of settings and maintenance of microprocessor protectors of autotransformers showed insufficient sensitivity of standby protectors of the autotransformer during phase-to-phase short circuits on the low-voltage side of the autotransformer, which is confirmed by calculations of settings at most objects in the Regional Dispatching Office of the Republic of Tatarstan operational area. In this connection, it became necessary to supplement the existing backup protection cabinets of autotransformers with a separate protection that would be sensitive to this type of short circuit. When creating a logic circuit for short-circuit protection on the low-voltage side of the autotransformer, the basic logic elements were used. An algorithm is developed for a separate stage of remote protection of standby protectors of the autotransformer to provide short-range backup in case of short circuits on the low-voltage side of the autotransformer. The obtained algorithm allows to provide full protection of the autotransformer with backup protections in the conditions of output or failure of the differential protection of the autotransformer, and also significantly reduce the time of elimination of the short circuit on the low-voltage side of the autotransformer.

Keywords — microprocessor protection; reserve autotransformer protection; short-range redundancy; logical scheme.

Накопленный опыт эксплуатации, расчетов уставок и обслуживания микропроцессорных защит автотрансформаторов позволяет выделить проблему, которая возникает при выборе параметров настроек резервных защит автотрансформаторов и требует решения.

Эта проблема заключается в сложности обеспечения чувствительности резервных защит автотрансформаторов при междуфазных коротких замыканиях на стороне низкого напряжения автотрансформаторов, что подтверждается конкретными расчетами уставок на большинстве объектов операционной зоны Филиала АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана. Например, согласно рис. 1

ликвидация междуфазных коротких замыканий на стороне низкого напряжения или на вводах низкого напряжения автотрансформатора происходит только в каскаде, а в некоторых случаях ступень дистанционной защиты, осуществляющие ближнее резервирование (2 ст. ДЗ в шкафах серии ШЭ2607 07х ООО НПП «ЭКРА»), не чувствительна к междуфазным коротким замыканиям.

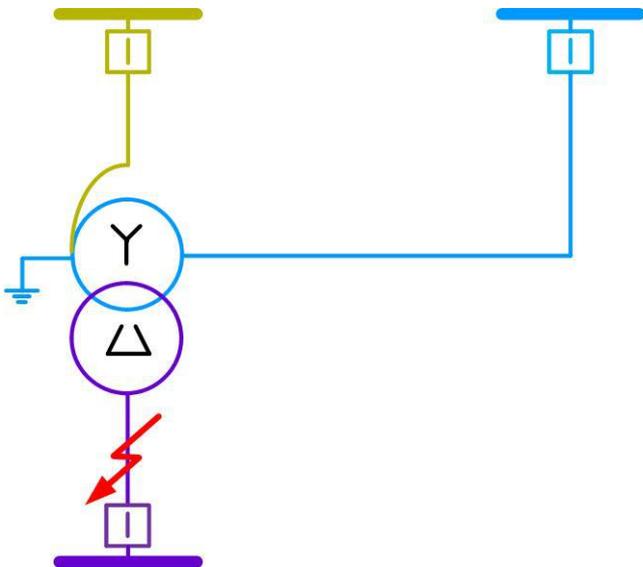


Рис. 1. Короткое замыкание на стороне низкого напряжения автотрансформатора.

Как известно, основным условием выбора уставок максимальной токовой защиты и 2 ступени дистанционной защиты автотрансформатора является обеспечение чувствительности к междуфазным коротким замыканиям в автотрансформаторе и на шинах смежного напряжения [5].

Однако, при выборе уставок по условию чувствительности к междуфазным коротким замыканиям на стороне низкого напряжения автотрансформатора уставки по току или сопротивлению срабатывания невозможно отстроить от нагруженного режима в сети смежного напряжения.

В связи с этим предлагается 5 ст. ДЗ шкафов ШЭ2607 07х, которая, как правило, не используется, выполнить направленной в автотрансформатор (рис. 2) с действием на отключение автотрансформатора со всех сторон с запретом АПВ и пуском УРОВ. Необходимым условием срабатывания защиты является одновременный пуск 5 ст. ДЗ как со стороны высшего напряжения, так и со стороны среднего напряжения автотрансформатора. Уставки 5 ст. ДЗ по сопротивлению выбирать исходя из следующих условий:

1. Чувствительность к коротким замыканиям на стороне низкого напряжения автотрансформатора;

2. Отстройка от токов нагрузки по обмотке низкого напряжения автотрансформатора. Обмотка низшего напряжения автотрансформатора имеет мощность в 2 и более раз меньше чем обмотки высшего или среднего напряжения.

Логика работы 5 ст. ДЗ предусматривает работу с автотрансформаторами, на низкой стороне которых есть потребители. В этом случае в шкаф резервных защит автотрансформатора заводится сигнал срабатывания

максимальной токовой защиты ввода низкого напряжения автотрансформатора. При срабатывании МТЗ ввода низкого напряжения 5 ст. ДЗ будет действовать с выдержкой времени согласованной на ступень селективности с выдержкой времени МТЗ ввода низкого напряжения. При несрабатывании МТЗ ввода низкого напряжения 5 ст. ДЗ действует с минимальной выдержкой времени.

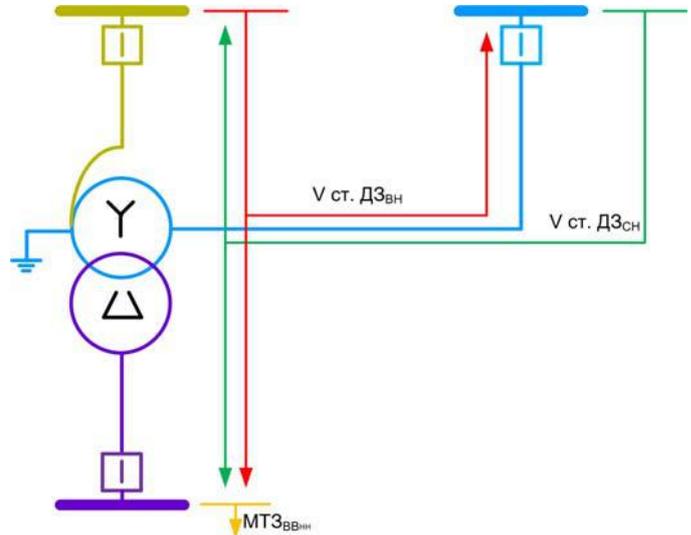


Рис. 2. Принцип работы 5 ст. дистанционной защиты.

Если низкая сторона автотрансформатора не ошинована, то 5 ст. ДЗ действует всегда с минимальной выдержкой.

Полученный алгоритм был реализован в специальной версии программного обеспечения шкафов ШЭ2607 071 [2] и ШЭ2607 072 [3] производства ООО НПП «ЭКРА». Он позволяет выполнить резервную защиту автотрансформатора, которая будет чувствительна ко всем видам коротких замыканий на стороне низкого напряжения автотрансформатора, действующую с наименьшей выдержкой времени.

На данный момент шкафы ШЭ2607 07х со специальной версией программного обеспечения работают на нескольких объектах операционной зоны Филиала АО «СО ЕЭС РДУ Татарстана в тестовом режиме.

Список литературы

- [1] Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Сибирское университетское издательство, 2007. – 512 стр.
- [2] ЭКРА.656453.028 РЭ. Шкаф резервной защиты трансформатора (автотрансформатора) 110-220 кВ и автоматики управления выключателем типа ШЭ2607 071 (версия 071_207). Руководство по эксплуатации. – Чебоксары, 2017. – 140 стр.
- [3] ЭКРА.656453.055 РЭ. Шкаф резервной защиты автотрансформатора 220/110 кВ тиа ШЭ2607 072 (ШЭ2607 072072) (версия 072_211). Руководство по эксплуатации. – Чебоксары, 2017. – 119 стр.
- [4] Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: Схемы. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 112 стр.
- [5] Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985, - 96 стр.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЗАЩИТЫ АВТОТРАНСФОРМАТОРА С УЧЕТОМ БЛИЖНЕГО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ

Ф.Р. Сиразутдинов
Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана
Казань, Россия
E-mail: SirazutdinovFR@yandex.ru

При междуфазных коротких замыканиях на стороне низкого напряжения (НН) автотрансформатора установленная на сторонах высокого и среднего напряжения резервная защита в ряде случаев не обладает достаточной чувствительностью. Для повышения надежности защиты автотрансформатора появилась необходимость организации защит ближнего резервирования на стороне НН автотрансформаторов. Реализовать защиту возможно с помощью установки дополнительной защиты в нейтральные выводы автотрансформатора.

Ключевые слова: повышение надежности релейной защиты; резервные защиты автотрансформатора; ближнее резервирование.

IMPROVING THE RELIABILITY OF PROTECTION OF THE AUTOTRANSFORMER, THE NEAR RESERVATION

F. R. Sirazutdinov
The branch of JSC «SO UPS» Regional Dispatching Office of the Republic of Tatarstan
Kazan, Russia
E-mail: SirazutdinovFR@yandex.ru

With phase-to-phase short circuits on the low voltage side of the autotransformer mounted on the sides of high and medium voltage reserve protection in some cases not sensitive enough. To improve the reliability of protection of the autotransformer there is a need of the organization of defenses in the near of the reservation on the low voltage side of autotransformers. Implement protection possible by installing additional protection in the neutral of the autotransformer output.

Keywords: improving the reliability of relay protection; reserve autotransformer protection; near the reservation.

I. ВВЕДЕНИЕ

Отказ релейной защиты (РЗ) при коротких замыканиях является наиболее опасным нарушением, приводящим к недоотпуску электроэнергии потребителям, уменьшению технико-экономических показателей электроснабжения и надежности работы энергосистем, повреждению силового оборудования и устройств вторичной коммутации. Уменьшить последствия подобных событий позволяют системы защит ближнего и дальнего резервирования релейной защиты.

Осуществление ближнего и дальнего резервирования РЗ автотрансформаторов (АТ) относится к наиболее сложным решениям из-за конструктивных особенностей выполнения обмоток.

Резервирование междуфазных КЗ на стороне низкого напряжения (НН) автотрансформатора защитами питающих линий в ряде случаев может оказаться неэффективной из-за недостаточной

чувствительности и большого времени ликвидации аварии.

Для повышения эффективности защиты в условиях отказа или вывода из работы дифференциальной защиты автотрансформатора одним из решений является установка дополнительного комплекта релейной защиты.

II. ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЗАЩИТЫ АВТОТРАНСФОРМАТОРА

Резервной защитой АТ служат максимальная токовая защита, токовая отсечка и трехступенчатая (пятиступенчатая для микропроцессорных (МП) защит) дистанционная защита, трехступенчатая (шестиступенчатая для МП) токовая направленная защита нулевой последовательности, которые подключены к трансформаторам тока (ТТ) на стороне высокого и среднего напряжения (ВН и СН). Опыт эксплуатации и расчетов уставок показал, что при междуфазном повреждении на стороне НН чувствительность данных защит в ряде случаев недостаточна. Для устранения этих недостатков

необходима резервная защита, которая обладала бы достаточной чувствительностью к данным повреждениям. Решением для организации защит ближнего резервирования при КЗ на стороне низкого напряжения автотрансформаторов может стать установка дополнительного комплекта защит. Особенность данной защиты заключается в том, что она включена на трансформаторы тока общих выводов обмоток АТ, рис 1. Защита выполняется в виде ненаправленной одноступенчатой или двухступенчатой токовой защиты от междуфазных КЗ на стороне низкого напряжения (НН) автотрансформаторов АТ-220 кВ (500 кВ) с двумя выдержками времени: на отключение ввода НН и на отключение всего АТ. Защита является резервной к МТЗ на стороне НН АТ и к дифференциальной защите АТ при КЗ на стороне НН (элемент ближнего резервирования).

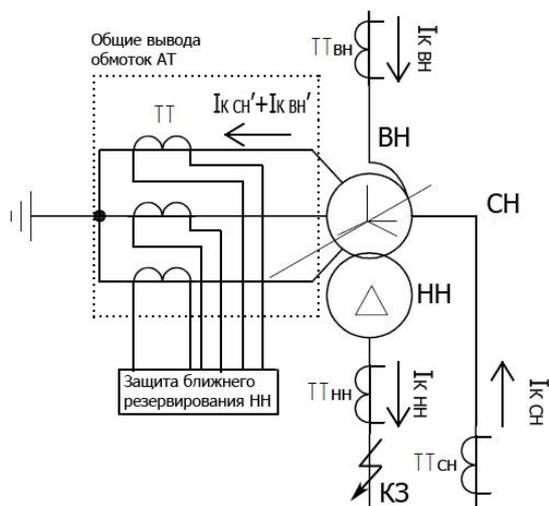


Рис. 1. Защита ближнего резервирования

При междуфазных КЗ на стороне НН АТ в общей обмотке АТ будет протекать векторная сумма токов сторон ВН и СН, что в свою очередь обеспечит нам большую чувствительность по сравнению с резервными защитами, которые подключены к ТТ ВН и СН.

Основными условиями выбора уставки по току является надёжная отстройка защиты ближнего резервирования от нагрузки и обеспечение необходимой чувствительности в зоне резервирования к междуфазным КЗ на стороне НН АТ в минимальном режиме.

Выдержка времени защиты выбирается по условию согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями резервных защит от многофазных КЗ, установленных на сторонах ВН, СН и НН защищаемого автотрансформатора, а именно, с МТЗ стороны ВН, СН и НН АТ и с дистанционной защитой стороны ВН АТ.

$$t_{CЗ}^{ЗР} = t_{CЗМАКС} + \Delta t \quad (1)$$

где $t_{CЗ МАКС}$ – максимальная выдержка времени ступени резервной защиты с которой производится согласование, с;

Δt – степень селективности, с.

При выводе основной защиты автотрансформатора возможен ввод оперативного ускорения защиты ближнего резервирования.

III. Вывод

Установка дополнительного комплекта защиты позволяет обеспечить надёжную защиту автотрансформатора резервными защитами, а также повысить чувствительность защит ближнего резервирования при коротких замыканиях на стороне низкого напряжения автотрансформатора в условиях отказа в срабатывании или выводе из работы основных защит АТ.

Список литературы

- [1] Сиразутдинов Ф.Р. Повышение надёжности защиты автотрансформатора с учетом ближнего и дальнего резервирования // Материалы докладов XII Международной молодежной научной конференции «Тинчуриинские чтения» / под общ. ред. Ректора КГЭУ Э.Ю. Абдуллаянова. – В 3 т.; Т. 1. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т., 2017. – 440 с.: ил. С. – 335-336.
- [2] Руководящие указания по релейной защите Вып. 13А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: Схемы. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 112 с., ил.
- [3] Руководящие указания по релейной защите Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: Схемы. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 96 с., ил.

Сравнительный анализ микропроцессорных устройств, реализующих дифференциальную защиту силовых трансформаторов и автотрансформаторов

П.С. Полонянкин

ФГБОУ ВО «Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова»

Новочеркасск, Россия

E-mail: pavelpolonyankin@gmail.com

Аннотация — принципы построения и алгоритмы релейной защиты силового оборудования электрических станций и подстанций постоянно совершенствуются. В качестве основной защиты трансформаторов и автотрансформаторов используется быстродействующая продольная дифференциальная защита от внутренних повреждений и повреждений на выводах, основанная на принципе сравнения величин токов в начале и конце защищаемого участка. Для оценки принципов и алгоритмов дифференциальной защиты трансформаторов (автотрансформаторов) были изучены стандарты ПАО «ФСК ЕЭС», проанализированы руководства по эксплуатации производителей оборудования, на основании чего была сформулирована сравнительная характеристика.

Ключевые слова — дифференциальная защита, трансформатор, микропроцессорное устройство, бросок тока намагничивания, защита с торможением, сквозной ток, тормозная характеристика

Comparative analysis of microprocessor devices implementing transformer and autotransformer differential protection

P.S. Polonyankin

Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI)

Novocherkassk, Russian Federation

E-mail: pavelpolonyankin@gmail.com

Annotation — The relay protection construction principles and algorithms of power station and substations equipment are constantly being improved. High-speed longitudinal differential protection from internal and tap damage is used as the main transformer and autotransformer protection, based on comparing current values at the beginning and end of the protected area. The standards of Federal Grid Company were studied to assess the principles and algorithms for transformers (autotransformers) differential protection. The comparative characteristic was formulated on the base of analysis of the equipment manufacturers operating manual.

Key-words — Differential protection, transformer, microprocessor device, magnetizing-current inrush, biased differential protection, through current, braking performance

1. ВВЕДЕНИЕ

Принципы построения и алгоритмы релейной защиты силового оборудования электрических станций и подстанций постоянно совершенствуются. В последние полтора десятилетия в ЕЭС России произошли качественные изменения: наметилась тенденция к использованию микропроцессорных (цифровых) устройств. Такие средства защиты являются не только более надежными (одно устройство выполняет обычно сразу несколько функций), но и более удобными в обслуживании и эксплуатации. Они позволяют регистрировать все процессы и события и, что очень важно, анализировать повреждения в системе.

Новые возможности цифровой обработки сигналов и обмена информации позволяют осуществить целый ряд защитных функций, которые невозможно было бы реализовать на электромеханической базе.

В качестве основной защиты трансформаторов и автотрансформаторов используется быстродействующая продольная дифференциальная защита от внутренних повреждений и повреждений на выводах, основанная на принципе сравнения величин токов в начале и конце защищаемого участка.

В настоящее время основными производителями микропроцессорных устройств защиты трансформаторов и автотрансформаторов, широко зарекомендовавших себя в России и странах СНГ, являются:

- ООО НПП «ЭКРА», г. Чебоксары;
- ЗАО «РАДИУС Автоматика», г. Москва;
- НТЦ «Механотроника», г. Санкт-Петербург;
- ЗАО «АРЕВА Передача и Распределение».

Все терминалы цифровых защит имеют как индивидуальные особенности, так и ряд общих черт, что

будет рассмотрено ниже.

Для оценки принципов и алгоритмов дифференциальной защиты трансформаторов (автотрансформаторов) были изучены стандарты ПАО «ФСК ЕЭС», проанализированы руководства по эксплуатации производителей оборудования, на основании чего была сформулирована сравнительная характеристика.

II. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Продольная дифференциальная токовая защита трансформатора используется в качестве основной защиты для быстрого и селективного отключения внутренних повреждений и повреждений на выводах. ДТЗ обеспечивает эффективную блокировку при бросках тока намагничивания (БНТ), а также осуществляет торможение от сквозного тока, протекающего через защищаемый объект. Срабатывание ДТЗ происходит при превышении

дифференциальным током значений уставок, рассчитанных для конкретного трансформатора.

В зону действия продольной дифференциальной токовой защиты трансформатора (автотрансформатора) может также входить токоограничивающий реактор.

ДТЗ срабатывает при всех видах КЗ в зоне действия защиты.

Упрощенная функциональная схема ДТЗ, показанная на рис. 1, состоит из нескольких функциональных частей:

- формирователя дифференциального и тормозного сигналов (ФДТС);
- чувствительного дифференциального токового органа;
- дифференциальной отсечки;
- органа блокировки при бросках тока намагничивания.

Формирование дифференциального и тормозного тока производится для каждой фазы, как показано на рис.1.

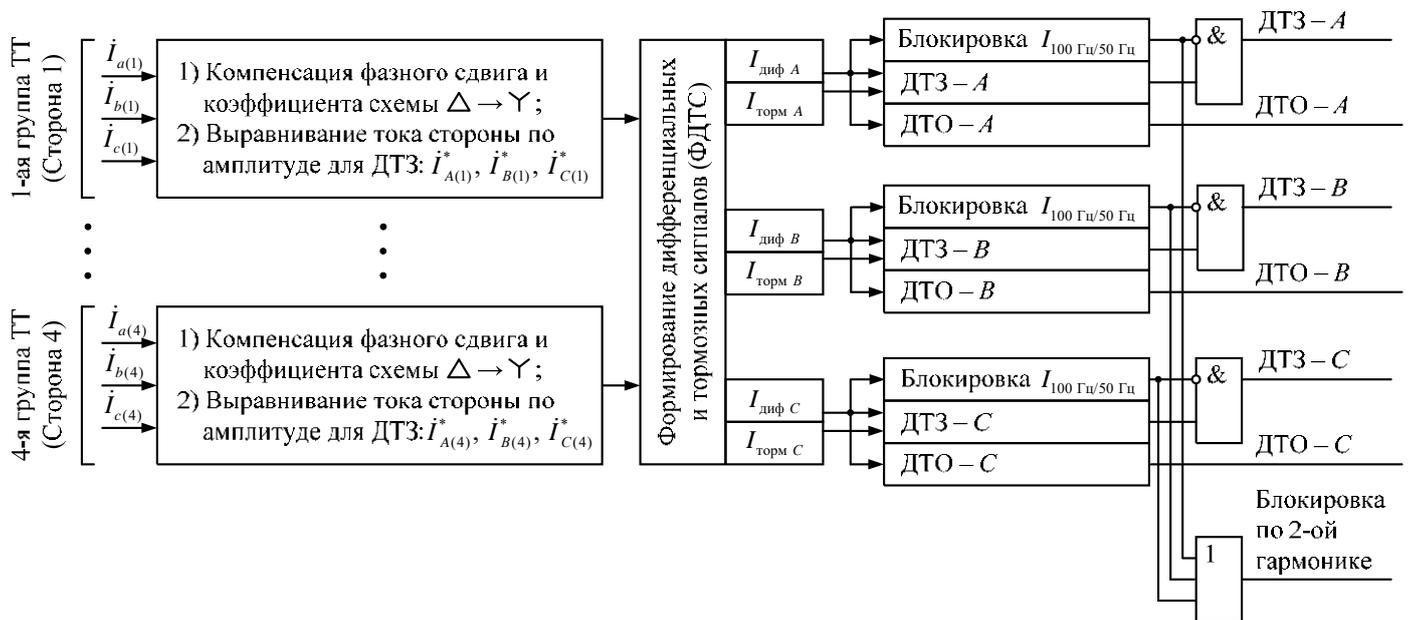


Рис. 1. Упрощенная функциональная схема ДТЗ

Дифференциальный ток рассчитывается по (1):

$$I_{\text{диф}} = |\dot{I}_{A(1)}^* + \dot{I}_{A(2)}^* + \dot{I}_{A(3)}^* + \dot{I}_{A(4)}^*| = |\dot{I}'_1 + \dot{I}'_2| \quad (1)$$

Блок ФДТС выбирает из токов сторон, участвующих в формировании дифференциального и тормозного тока, наибольший и присваивает ему название \dot{I}'_1 (2). Из суммы оставшихся токов сторон получается ток \dot{I}'_2 (3). Таким образом для фазы А имеем:

$$\dot{I}'_{1(A)} = \max(\dot{I}_{A(1)}^*, \dot{I}_{A(2)}^*, \dot{I}_{A(3)}^*, \dot{I}_{A(4)}^*) \quad (2)$$

$$\dot{I}'_{2(A)} = \dot{I}_{A(1)}^* + \dot{I}_{A(2)}^* + \dot{I}_{A(3)}^* + \dot{I}_{A(4)}^* - \dot{I}'_{1(A)} \quad (3)$$

Для фаз В и С выражения будут иметь аналогичный вид.

На рис. 2 показано расположение векторов \dot{I}'_1 и \dot{I}'_2 при внешнем КЗ (а) и при КЗ в зоне действия защиты (б).

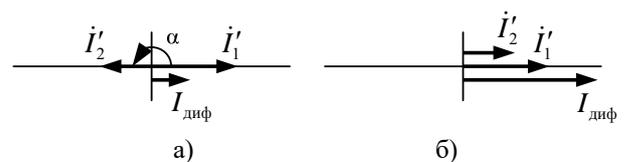


Рис. 2. Расположение векторов при: а) внешнем КЗ ($\alpha=180^\circ$); б) при КЗ в зоне ($\alpha=0^\circ$)

Тормозной ток, в зависимости от угла между токами \dot{I}'_1 и \dot{I}'_2 , определяется по выражению (4).

Дифференциальная защита трансформатора содержит чувствительное реле и дифференциальную отсечку.

$$I_{\text{торм}} = \sqrt{\dot{I}'_1 \cdot \dot{I}'_2 \cdot \cos(180^\circ - \alpha)}, \text{ если } 90^\circ < \alpha < 270^\circ; \\ I_{\text{торм}} = 0, \text{ если } -90^\circ < \alpha < 90^\circ \text{ или } \dot{I}'_2 = 0, \quad (4)$$

где $\alpha = \arg(\dot{I}'_1; -\dot{I}'_2)$.

Под чувствительным реле понимается дифференциальная защита с торможением, характеристика срабатывания которой показана на рис. 3.

Чувствительное реле ДТЗ имеет токозависимую характеристику и сработает, если $I_{диф} \geq I_{ср.дтз}$, при этом ток срабатывания ДТЗ определяется:

$$\text{Если } I_{торм} > I_{т.0}, \text{ то } I_{ср.ч.дтз} = I_{д.0} + K_T \cdot (I_{торм} - I_{т.0}); \quad (5)$$

$$\text{При } I_{торм} \leq I_{т.0} \text{ имеем } I_{ср.ч.дтз} = I_{д.0} \quad (6)$$

Срабатывание ДТО происходит при превышении дифференциальным током заданной уставки и предназначена для быстрого отключения тяжелых повреждений с большим током КЗ в зоне действия защиты. ДТО выбирается из двух условий: отстройка от броска тока намагничивания и от максимального первичного тока небаланса.

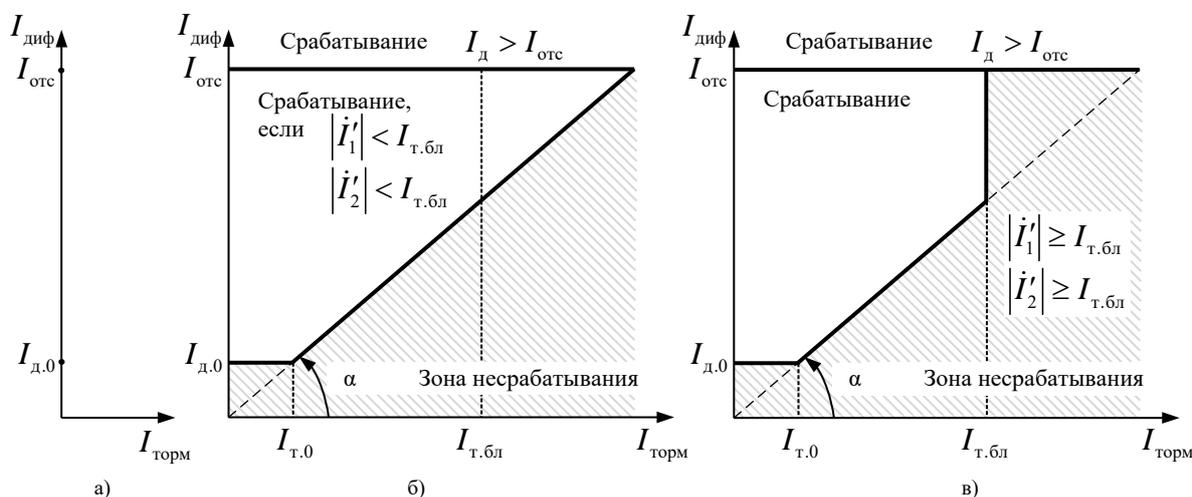


Рис. 3. Характеристика срабатывания ДТЗ при: а) КЗ в зоне действия; б) КЗ в зоне действия при токе нагрузки (витковое замыкание); в) внешнее КЗ

Таблица 1. СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕРМИНАЛОВ

Характеристика	БЭ2704	Сиррус-ТЗ	БМРЗ-ГД	МіСОМ Р63х
Дифференциальная токовая защита	+	+	+	+
Дифференциальная токовая отсечка	+	+	+	+
Согласование по амплитуде и группе соединения	+	+	+	+
Тормозная характеристика срабатывания	+	+	+	+
Отстройка от БНТ	+	+	+	+
Фильтрация тока нулевой последовательности	+	-	-	+
Автоматическая компенсация токов небаланса в дифференциальной цепи, вносимых работой РПН	-	+	+	-
Осциллографирование токов КЗ	+	+	+	+
Стабилизация при протекании сквозных токов короткого замыкания	+	+	+	+
Запись рабочих параметров	+	+	+	+
Оперативный контроль работоспособности (самодиагностика)	+	+	+	+
Запись повреждений, измерения величины повреждения	+	+	+	+
Программный комплекс настройки и мониторинга оборудования	+	+	+	+
Русскоязычный интерфейс и руководство по эксплуатации	+	+	+	+
Наличие интерфейса USB	+	+	+	+
Поддержка стандарта МЭК 61850 ¹	+	+	+	+
Число аналоговых входов по току	12	9	16	9
Число дискретных входов	40	21	46	40
Число дискретных выходных сигналов	24	12	32	30
Срок службы, лет, не менее	20	25	25	20
Рабочее значение относительной влажности воздуха, %	80	98	98	80
Предельные рабочие значения температуры, °С	от +15 до +25	от -40 до +50	от -40 до +55	от -5 до +50
Масса, кг, не более	18	7	10	7
Габаритные размеры (ВхШхГ), мм	266x376x x266	190x305x x215	195x300x x312	185x260x x257

¹ МЭК 61850 – стандарт «Коммуникационные сети и системы подстанций», описывающий свод правил, для организации событийного протокола передачи данных.

Таким образом, основная работа по выбору уставок ДТЗ сводится к определению нескольких параметров срабатывания:

- ток срабатывания ДТЗ ($I_{д.0}$);
- ток начала торможения ДТЗ ($I_{т.0}$);
- ток торможения блокировки ДТЗ ($I_{т.бл}$);
- коэффициент торможения ДТЗ ($K_t = \text{tg } \alpha$);
- уровень блокировки по 2-ой гармонике ($K_{бл.2}$);
- ток срабатывания ДТО ($I_{отс}$).

III. ВЫВОДЫ

Сравнительные характеристики микропроцессорных терминалов, реализующих продольную ДТЗ трансформатора, приведены в табл.1.

Анализ принципов выполнения ДТЗ микропроцессорных терминалов выполнен на примере расчета трехобмоточного трансформатора 115/38,5/11 кВ мощностью 40 МВ·А из руководящих указаний [1, стр. 18].

Трансформатор имеет встроенное регулирование напряжения под нагрузкой (РПН) в нейтрали ВН в пределах $\pm 16\%$ номинального и переключения (ПБВ) ответвлений обмотки СН трансформатора в пределах $\pm (2 \times 2,5\%)$ номинального напряжения.

Проанализировав микропроцессорные терминалы, реализующие функцию продольной дифференциальной токовой защиты силовых трансформаторов

(автотрансформаторов) можно сделать следующие выводы:

1. Терминалы имеют незначительные различия, которые связаны в основном с алгоритмами и принципами реализации защит. Массогабаритные показатели имеют схожие характеристики.

2. Все терминалы имеют русскоязычный интерфейс и руководства по эксплуатации, что существенно повышает качество эксплуатации оборудования.

3. Устройства выполняют все функции, указанные фирмами-производителями, и являются надежными средствами защиты силовых трансформаторов и автотрансформаторов.

Список литературы

- [1] Руководящие указания по релейной защите. Вып.13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985, - 96 с.
- [2] Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП «ЭКРА». СТО 56947007- 29.120.70.99-2011, ОАО «ФСК ЕЭС».
- [3] Рекомендации по выбору уставок устройства защиты трехобмоточного трансформатора «Сириус-ТЗ». – М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2013.
- [4] Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-ТД-01. Руководство по эксплуатации. Часть 2.– М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2013.
- [5] Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ЗАО «АРЕВА Передача и распределение». СТО 56947007-29.120.70.100-2011, ОАО «ФСК ЕЭС».

Дифференциальная защита параллельных линий с применением метода двойной записи

А.Л. Куликов¹, В.Ю. Вуколов¹, А.А. Колесников²

¹ФГБОУВПО "Нижегородский государственный технический университет имени Р.Е. Алексеева",

²«Институт «Энергосетьпроект - НН - СЭШ». ЗАО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара»

Нижний Новгород, Россия

E-mail: anton8094@mail.ru

Аннотация — предлагается применение защиты параллельных линий, основанной на дифференциальном принципе в сочетании с методом двойной записи. С помощью организации избыточной обработки информации о токах, измеренных на концах защищаемых объектов, и сформированных в специальные матрицы, реализуется надежное функционирование дифференциальной защиты, исключая ее излишние действия при повреждениях трансформаторов тока или линий связи.

Ключевые слова — двойная запись, дифференциальная защита, контроль исправности линий связи, контроль исправности трансформаторов тока

Differential protection of parallel lines with application of method of double entry

A. Kulikov¹, V. Vukolov¹, A. Kolesnikov¹

¹NizhnyNovgorod State Technical University,

²Branch office «Institute «Energosetproekt-NN-SESH». «The Electroshield Samara Group»

NizhnyNovgorod, Russian Federation

E-mail: anton8094@mail.ru

Abstract — It is proposed to using protection of parallel lines, based on the differential principle in combination with the method of double entry. By providing redundant processing of information about currents measured at the ends of the protected object, and forming in a special matrix that implements the reliable operation of the differential protection, eliminating its excessive action when damaged the current transformers or communication lines.

Keywords — double entry, differential protection, monitoring health of communication lines, monitoring health of current transformers.

1. ВВЕДЕНИЕ

На параллельных линиях 35-220 кВ, как правило, применяются те же защиты, что и на соответствующих одиночных линиях [1]. Для уменьшения времени отключения повреждения на защищаемых линиях может быть установлена поперечная дифференциальная направленная защита [2], которая реализует сравнение токов двух или большего числа параллельных цепей на каждом конце. Недостатком данной защиты является возможность функционирования только при условии параллельной работы линий [3].

При работе дифференциальных защит линий, как продольных, так и поперечных, в случае неисправностей трансформаторов тока (ТТ) или линий связи возможно излишнее срабатывание защиты. Следовательно, для правильной работы данных защит необходимо

предусматривать устройство контроля исправности цепей переменного тока и линий связи.

В качестве способа для предупреждения неправильной работы дифференциальной защиты линии при неисправности ТТ в современных устройствах релейной защиты применяется контроль дифференциального тока, реагирующий на ток небаланса. Недостатком данного решения является низкое быстродействие.

Предлагаемая защита параллельных линий 35-220 кВ, исключает указанный недостаток. Она основана на применении дифференциального принципа в сочетании с методом двойной записи [4]. Для поиска места повреждения защита производит сравнение токов для отдельных участков, получая информацию от ТТ, установленных в различных точках, и выявляет потенциально поврежденный элемент. Далее защита определяет, вызвано ли срабатывание пускового органа

коротким замыканием на рассматриваемом участке, либо имеет место неисправность ТТ. Неисправности выявляются с помощью метода двойной записи. Двойная запись - способ регистрации хозяйственных операций бухгалтерского учета, при котором каждое изменение состояния средств фиксируется на двух счетах, обеспечивая общий баланс [5]. С помощью организации избыточной обработки информации о токах, измеренных на концах защищаемых объектов, и сформированных в специальные матрицы, реализуется надежное функционирование дифференциальной защиты, исключая ее излишние действия при повреждениях ТТ.

II. РЕАЛИЗАЦИЯ ЗАЩИТЫ

Для описания принципа выполнения защиты рассмотрим участок электрической сети с двумя параллельными ЛЭП. Однолинейная схема с указанием мест установки ТТ, а также токов, протекающих в ветвях с предположительным направлением, показана на рис. 1.

При рассмотрении будем исходить из однофазного исполнения схемы, для трехфазного исполнения аналитические рассуждения и формульные зависимости будут аналогичными.

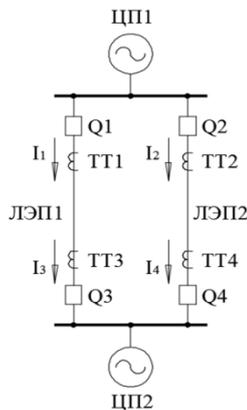


Рис. 1. Схема фрагмента сети 110 кВ.

Для схемы (рис. 1) построим однонаправленный граф (рис. 2) с вершинами и дугами [6], где вершинами $V1 - V4$ графа представляются шины, линии электропередачи, а дугами $e_1 - e_4$ ветви трансформаторов тока и выключателей. Дуги отображают факты коммутации и имеют вес, представляющий собой информацию о величине протекающего по ветви тока, полученного путем измерений с помощью соответствующих трансформаторов тока.

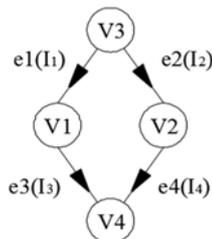


Рис. 2. Однонаправленный граф для фрагмента сети 110 кВ

Зададимся матричным представлением графа [7]. Каждую вершину V_k (где k - номер вершины) графа будем представлять специальной матрицей $MV_k = \|mvk_{ij}\|$

размером $p \times 2$, где p - число вершин графа. Количество строк матрицы соответствует числу вершин графа, а в столбцы вносится информация о дугах, смежных данной вершине, как направленных к ней, так и исходящих из нее. В первый (левый) столбец вносится информация о весах дуг, направленных к рассматриваемой вершине, а во второй (правый) - направленных от нее.

Элементы матрицы mvk_{ij} , составленной для вершины V_k , определяются следующим образом:

$$mvk_{ij} = \begin{cases} I_q, & \text{если вершины } V_k \text{ и } V_i \text{ смежные и дуга } e_q, \\ & \text{весом } I_q, \text{ направлена от } V_i \text{ к } V_k \text{ для } j = 1 \\ I_q, & \text{если вершины } V_k \text{ и } V_i \text{ смежные и дуга } e_q, \\ & \text{весом } I_q, \text{ направлена от } V_k \text{ к } V_i \text{ для } j = 2 \\ 0, & \text{если вершины } V_k \text{ и } V_i \text{ не смежные.} \end{cases}$$

Для схемы (рис. 1) и соответствующего графа (рис. 2) имеем следующие матрицы токов:

$$MV1 = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ I_1 & 0 \\ 0 & I_3 \end{bmatrix} \quad MV2 = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ I_2 & 0 \\ 0 & I_4 \end{bmatrix}$$

$$MV3 = \begin{bmatrix} 0 & I_1 \\ 0 & I_2 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad MV4 = \begin{bmatrix} I_3 & 0 \\ I_4 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Применение двойной записи обеспечивает взаимосвязь между вершинами графа, что позволяет объединить их в единую систему. Каждая дуга графа отражается с одинаковым весом в матрицах токов дважды: как дуга, связанная с вершиной и направленная к ней одной матрицы, и как дуга, связанная с вершиной и направленная от нее другой матрицы. Возможность введения контрольных операций метода двойной записи заключается в том, что, записывая значение каждого веса дуги для разных матриц дважды, можно осуществить проверку правильности данных о токах.

Для проверки правильности данных о токах составим матрицы входящих CI и исходящих CO токов. Матрица CI размерностью $p \times p$, где p - число вершин графа, формируется путем последовательного заполнения по столбцам из левых столбцов матриц токов, а CO - путем последовательного заполнения по столбцам из правых столбцов матриц токов:

$$CI = \sum_{k=1}^p (MV_k \times Ak) \quad (1)$$

$$CO = \sum_{k=1}^p (MV_k \times Bk) \quad (2)$$

где Ak - матрица размером $2 \times p$, служащая для преобразования матрицы MV_k в матрицу размером $p \times p$, в которой $ak_{i,i} = 1$ при $i = k$, а остальные элементы равны нулю.

Bk - матрица размером $2 \times p$, служащая для преобразования матрицы MV_k в матрицу размером $p \times p$, в

которой $bk_{2,j} = 1$ при $j=k$, а остальные элементы равны нулю.

Для рассматриваемого примера матрица входящих токов выглядит следующим образом

$$CI = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & I_3 \\ 0 & 0 & 0 & I_4 \\ I_1 & I_2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

матрица исходящих токов:

$$CO = \begin{bmatrix} 0 & 0 & I_1 & 0 \\ 0 & 0 & I_2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ I_3 & I_4 & 0 & 0 \end{bmatrix}.$$

Выражение для CO можно также получить путем транспонирования CI . Тогда в основе проверки правильности данных о токах будет лежать соблюдение равенства:

$$CI^T - CO = 0, \quad (3)$$

где 0 - нулевая матрица, размером $p \times p$.

Определение поврежденной ЛЭП реализуется следующим образом.

Защитой производится сравнение токов по дифференциальному принципу для каждой анализируемой ЛЭП. Отдельные линии представлены вершинами графа и описаны матрицами токов MV_k . В соответствии с дифференциальным принципом работы устройства релейной защиты при отсутствии повреждения (тока короткого замыкания) сумма токов, входящих и исходящих из узла равна нулю. Сумма токов, неравная нулю, свидетельствует о наличии короткого замыкания. Данное утверждение справедливо для всех вершин графа, представляющих ЛЭП.

Для проверки наличия тока короткого замыкания для всех вершин графа, представляющих ЛЭП, составляется уравнение для суммы токов SMV_k в узле V_k :

$$SMV_k = C \times MV_k \times D = 0, \quad (4)$$

где $C = [1 \ 1 \ 1 \ 1]$ - матрица-вектор размером $1 \times p$, служащая для суммирования токов в различных узлах;

$$D = \begin{bmatrix} 1 \\ -1 \end{bmatrix} - \text{матрица - вектор размером } 2 \times 1,$$

служащая для итогового суммирования в узле.

В развернутой форме выражение (8) принимает вид:

$$[1 \ 1 \ 1 \ 1] \times MV_k \times \begin{bmatrix} 1 \\ -1 \end{bmatrix} = 0. \quad (2)$$

Для двух параллельных ЛЭП и соответствующих вершин $V1$ и $V2$ графа сумма токов в узле составляет:

$$SMV1 = [1 \ 1 \ 1 \ 1] \times \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ I_1 & 0 \\ 0 & I_3 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 1 \\ -1 \end{bmatrix} = I_1 - I_3$$

$$SMV2 = [1 \ 1 \ 1 \ 1] \times \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ I_2 & 0 \\ 0 & I_4 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 1 \\ -1 \end{bmatrix} = I_2 - I_4$$

Для вершин графа $V1$ и $V2$ условиями наличия короткого замыкания в соответствующей зоне действия релейной защиты будут:

- на линии ЛЭП1, соответствующей вершине графа $V1$,

$$SMV1 = I_1 - I_3 \neq 0;$$

- на линии ЛЭП2, соответствующей вершине графа $V2$,

$$SMV2 = I_2 - I_4 \neq 0;$$

В качестве критерия исправности трансформаторов тока используется следующее соотношение токов. При одинаковом сопротивлении ЛЭП токи в них равны по значению и по фазе $I_1 = I_2$, $I_3 = I_4$. В случае короткого замыкания на одной из ЛЭП равенство токов нарушается. Таким образом, предлагается использовать сочетание принципов продольной и поперечной дифференциальных защит.

При проверке указанных соотношений составляются уравнения контроля токов $Ctrl3$ и $Ctrl4$, получаемые путем вычитания строк из матриц вершин $MV3$ и $MV4$. Для этого матрицы вершин умножаются слева на единичный вектор-столбец E (матрица-вектор размером 1×2 все элементы которого единицы, служащая для суммирования токов в различных узлах), а справа на матрицу-вектор F размером 1×4 , служащая для формирования итоговой разности токов линий.

$$Ctrl_k = E \times MV_k^T \times F = 0, \quad (5)$$

где $E = [1 \ 1]$ - матрица-вектор размером 1×2 ;

$$F = \begin{bmatrix} 1 \\ -1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} - \text{матрица-вектор размером } 1 \times 4.$$

В развернутой форме выражение (5) принимает вид:

$$[1 \ 1] \times MV_k^T \times \begin{bmatrix} 1 \\ -1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} = 0 \quad (6)$$

Для вершин $V3$ и $V4$ $Ctrl3$ и $Ctrl4$ соответственно:

$$Ctr3 = [1 \quad 1] \times \begin{bmatrix} 0 & I_1 \\ 0 & I_2 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}^T \times \begin{bmatrix} 1 \\ -1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} = I_1 - I_2 = 0,$$

$$Ctr4 = [1 \quad 1] \times \begin{bmatrix} I_3 & 0 \\ I_4 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}^T \times \begin{bmatrix} 1 \\ -1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} = I_3 - I_4 = 0.$$

Признаки функционирования направленной дифференциальной защиты двух трехфазных параллельных линий при различных соотношениях токов и результатах выполнения матричных операций по выражениям (4) и (5) сведены в таблицу 1.

Таблица 1. РЕЗУЛЬТАТЫ МАТРИЧНЫХ ОПЕРАЦИЙ И ПРИЗНАКИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ НАПРАВЛЕННОЙ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ДВУХ ТРЕХФАЗНЫХ ПАРАЛЛЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Результирующее значение матричной операции				Признаки функционирования дифференциальной защиты
SMV1	SMV2	Ctr3	Ctr4	
0	0	0	0	Ток короткого замыкания отсутствует, трансформаторы тока исправны
≠0	0	≠0	≠0	Ток короткого замыкания на элементе, соответствующем вершине V1 (повреждение на ЛЭП1)
0	≠0	≠0	≠0	Ток короткого замыкания на элементе, соответствующем вершине V2 (повреждение на ЛЭП2)
≠0	0	≠0	0	Неисправен трансформатор тока ТТ1 (дуга e_1 графа)
0	≠0	≠0	0	Неисправен трансформатор тока ТТ2 (дуга e_2 графа)
≠0	0	0	≠0	Неисправен трансформатор тока ТТ3 (дуга e_3 графа)
0	≠0	0	≠0	Неисправен трансформатор тока ТТ4 (дуга e_4 графа)

Таким образом, в зависимости от соотношения токов на участке электрической сети, а также результатов выполнения операций над матрицами, можно реализовать надежное функционирование дифференциальной защиты параллельных линий 35-220 кВ. При этом обеспечивается не только действие защиты при повреждениях на каждом участке, но и исключаются ее излишние срабатывания при повреждениях трансформаторов тока или линий связи.

III. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Полученные результаты позволяют сделать вывод о перспективности внедрения дифференциальной защиты параллельных линий с применением метода двойной записи.

Реализация предлагаемого способа позволяет организовать надежную защиту, имеющую алгоритмы проверки исправности трансформаторов тока и линий связи и, как результат, улучшить эффективность релейной защиты сетей

Список литературы

- [1] Правила устройства электроустановок. 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2007
- [2] Руководящие указания по релейной защите, вып. 8. Поперечная дифференциальная направленная защита линий 35-220 кВ., М., «Энергия», 1970. 56 с.
- [3] Циглер Г. Цифровые устройства дифференциальной защиты, принципы и применение – М.: Энергоиздат, 2005. - 273 с..
- [4] Куликов А. Л., Вуколов В. Ю., Колесников А. А. Централизованная дифференциальная защита распределительных сельских сетей 6–35 кВ с применением метода двойной записи // Вестник НГИЭИ. 2017. № 2 (69). С. 71–81.
- [5] Большой бухгалтерский словарь / Под ред. А.Н.Азрилияна. - М.: Институт новой экономики, 1999. - 574 с.
- [6] Дистел Р. Теория графов: Пер. с англ.- Новосибирск: Изд-во Ин-та математики, 2002.-336 с.
- [7] Гантмахер Ф. Р. Теория матриц. — 5-е изд. — М.: ФИЗМАТЛИТ, 2004. — 560 с.

Автоматическое регулирование частоты и активной мощности с использованием управления по прогнозным моделям

А.С. Беляев

ФГАОУ ВО “Национальный исследовательский Томский политехнический университет”

Томск, Россия

E-mail: sandr1394@mail.ru

Аннотация - Одним из современных методов в теории автоматического управления сложными технологическими процессами является управление с прогнозирующими моделями - Model Predictive Control (MPC). Возможности применения MPC для задач управления энергосистемами в настоящее время активно исследуются за рубежом, к сожалению, в России подобные работы практически не ведутся. Для предотвращения технологического отставания по данному вопросу требуется провести анализ существующих решений по применению MPC на примере задачи регулирования частоты и мощности, а также оценить эффективность данного метода и потенциал его применения для развития систем автоматического регулирования частотой и мощностью. При исследовании эффективности применения MPC для регулирования частоты и мощности применяются методы теории автоматического управления, математического анализа, математического моделирования. В качестве инструмента моделирования применено программное обеспечение MatLab Simulink. Проведены анализ существующих решений по применению MPC для вторичного регулирования частоты и мощности, а также сравнение эффективности MPC регулятора с классическим видом вторичного регулирования – PI и PID регуляторами. Выполнена оценка эффективности метода, а также его чувствительности к точности задания параметров прогнозирующей модели. Полученные результаты подтверждают сильные стороны регулирования по прогнозным моделям по отношению к PI и PID регуляторам, а также возможность повышения эффективности вторичного регулирования частоты и мощности за счет применения MPC.

Ключевые слова - автоматическое регулирование частоты и активной мощности, управление с прогнозирующими моделями.

Automatic generation control with model predictive control

A.S. Belyaev

“National research Tomsk polytechnic university”

Tomsk, Russia

E-mail: sandr1394@mail.ru

Abstract - Model Predictive Control (MPC) - control with predictive models is one of the modern methods in the theory of automatic control of complex technological processes. Nowadays MPC applies for abroad power engineering systems management tasks, unfortunately this direction of research does not develop in Russia. It is necessary to analyze existing solutions for MPC application using the example of the frequency and power management problem, and to evaluate the effectiveness of this method and its potential for developing automatic generation systems. There are methods of theory of automatic control, mathematical analysis, mathematical modeling which are used during the investigating the effectiveness of MPC application for frequency and power regulation. It was used, MatLab software as a simulation tool. It has been analyze of existing solutions of MPC application of automatic generation control and compare results with classic variant of automatic generation control efficiency of PI and PID regulators. The estimation of the method efficiency and it sensitivity for accuracy of setting parameters of prediction model were done. The results confirm regulations advantages compared with PI and PID regulators and opportunities of efficiency increasing of AGC using model predictive control.

Key words - automatic control of frequency and active power, MPC.

I. ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день автоматическая система регулирования частоты и активной мощности является одной из основных систем по регулированию баланса между генерацией и потреблением активной мощности. Как и для любой системы автоматического регулирования разрабатываются концептуально новые и более эффективные виды реализаций автоматик, и АРЧМ не является исключением.

Стабильная работа энергосистем характеризуется балансом между производством и потреблением электроэнергии, в то время как аварийные ситуации нарушают этот баланс. Для поддержания равновесия между генерацией и потреблением используется вторичное регулирование частоты и активной мощности. Основные цели вторичного регулирования - восстановление частоты до номинального значения и поддержание запланированной обменной мощности между энергосистемами. Современная реализация вторичного регулирования - это использование пропорционально-интегрального (PI) контроллера из-за относительно простой конструкции и надежной работы.

Основной недостаток PI регулятора в том, что это система обратной связи с постоянными параметрами и, следовательно, нет прямого получения информации о контролируемом процессе. Именно поэтому, пропорционально – интегральный регулятор не реализует полный спектр возможностей контроля. На сегодняшний день ведутся работы по совершенствованию систематического подхода к регулированию частоты и активной мощности. Одним из таких подходов является регулирование по прогнозным моделям – Model predictive control (MPC) [1], [2].

В настоящее время MPC-подход находится в стадии интенсивного развития, о чём свидетельствует обширная библиография опубликованных за последние годы научных работ, посвященных данной проблематике. Развитие идей управления с прогнозированием происходит в направлении использования нелинейных моделей, обеспечения устойчивости по Ляпунову контролируемых движений, придания робастных свойств замкнутой системе управления, применения современных оптимизационных методов в реальном масштабе времени и др. [5].

II. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МЕТОДА РЕГУЛИРОВАНИЯ ПО ПРОГНОЗНЫМ МОДЕЛЯМ

Основным достоинством MPC-подхода, определяющим его успешное использование в практике

построения и эксплуатации систем управления, служит относительная простота базовой схемы формирования обратной связи, сочетающаяся с высокими адаптивными свойствами. Последнее обстоятельство позволяет управлять многомерными и многосвязными объектами со сложной структурой, например, такими как турбоагрегат, а также оптимизировать процессы в режиме реального времени в рамках ограничений на управляющие и управляемые переменные, учитывать неопределенности в задании объектов и возмущений[3], [4].

Model Predictive Control (MPC) - это алгоритм управления переменными, который использует:

- Внутреннюю динамическую модель процесса
- Оптимизационную функцию J по изменяющемуся горизонту прогнозирования для расчета оптимальных траекторий управления

Нелинейная оптимизационная функция представлена ниже:

$$J = \sum_{i=1}^N w_{xi} (r_i - x_i)^2 + \sum_{i=1}^N w_{ui} \Delta u_i^2 \quad (1)$$

Где:

x_i – измеряемая переменная (отклонение частоты)

r_i – опорное задание (задание по частоте – 0 Гц)

u_i - управляемая выходная переменная (отклонение частоты)

w_{xi} - весовой коэффициент, задающий эффект воздействия от x_i

w_{ui} – весовой коэффициент, влияющий на изменение u_i

i – шаг вычислений, составляющий фиксированную малую часть горизонта прогноза

Принцип MPC-подхода составляет следующая схема управления математической моделью объекта по принципу обратной связи:

1. Рассматривается математическая модель турбоагрегата, начальными условиями для которого служит его текущее состояние. При заданном программном управлении выполняется интегрирование уравнений модели, что дает прогноз движения объекта на некотором конечном отрезке времени (горизонте прогноза).

2. Выполняется оптимизация программного управления, целью которого служит приближение регулируемых переменных прогнозирующей модели к соответствующим задающим сигналам на горизонте прогноза. Оптимизация осуществляется с учётом всего комплекса ограничений, наложенных на управляющие и регулируемые переменные.

3. На шаге вычислений, составляющем фиксированную малую часть горизонта прогноза, реализуется найденное оптимальное управление и осуществляется измерение (или восстановление по измеренным переменным) фактического состояния объекта на конец шага.

4. Горизонт прогноза сдвигается на шаг вперед, и повторяются пункты 1 – 3 данной последовательности действий. [3]

III. ОПИСАНИЕ МОДЕЛИ SIMULINK

Исследуемым объектом является одномашинная энергосистема, соединённая с шинами бесконечной мощности и работающая на нагрузку. В ходе моделирования одномашинная система отключена от ШБМ выключателем, чтобы оценить, как обрабатывает возмущение каждый вид регулирования. Первичное регулирование частоты и мощности осуществляется с помощью регулятора частоты вращения, встроенного в блок Steam Turbine and Governor. Постоянная нагрузка генератора составляет 0,75 о.е.. Так же используется нагрузка 0,05 о.е. в виде возмущения, которая включается через выключатель спустя 150 секунд с момента начала регулирования. Нагрузка является предельной для данного варианта моделирования, поскольку при нагрузке свыше 0,05 о.е. пропорционально-интегральный регулятор нарушает устойчивость работы системы.

Моделирование по прогнозным моделям обеспечивается с помощью блока MPC из раздела Model Predictive Control Toolbox библиотеки Simulink, который представляет собой набор инструментальных средств исследования и проектирования алгоритмов управления в дискретных и непрерывных системах на основе предсказаний динамики их поведения.

Структурная схема регулируемой модели представлена на рисунке 1:

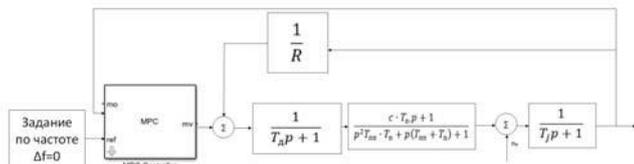


Рис. 1. Структурная схема регулируемой модели

В таблице 1 приведены постоянные времени объектов модели:

Таблица 1. ПАРАМЕТРЫ ОБЪЕКТОВ МОДЕЛИ

T_d	T_n	$T_{пп}$	T_j	c	R
2 с	0.3 с	5 с	10 с	0.3	0.05

T_d – Постоянная времени сервомотора

T_n – Постоянная времени объема пара, заключенного между регулирующими клапанами

$T_{пп}$ – Постоянная времени объема пара в тракте промперегрева

T_j – Эквивалентная постоянная механической инерции агрегата турбина-генератор;

c – Доля мощности турбины, вырабатываемая цилиндром высокого давления

R – Характеристика скорости вращения

IV. МОДЕЛИРОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

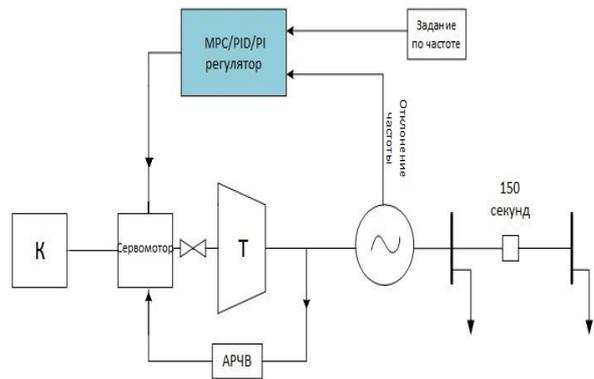


Рис. 2. Структурная схема модели

Классической реализацией вторичного регулирования является PI регулятор. В рамках данной модели применение PI регулятора оказалось недостаточно эффективным, ввиду продолжительных колебаний частоты, которые приведены на рисунке 3:

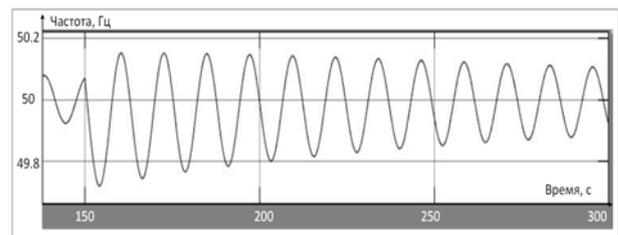


Рис. 3. График изменения частоты при использовании PI регулятора

Для устранения этой проблемы было принято решение использовать PID регулятор, чтобы иметь возможность сглаживать колебания за счет введения дифференциального канала регулирования.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для наглядного результата моделирования были совмещены, полученные значения осциллограмм изменения частоты для первичного, вторичного (PID) и вторичного (MPC) регулирования:

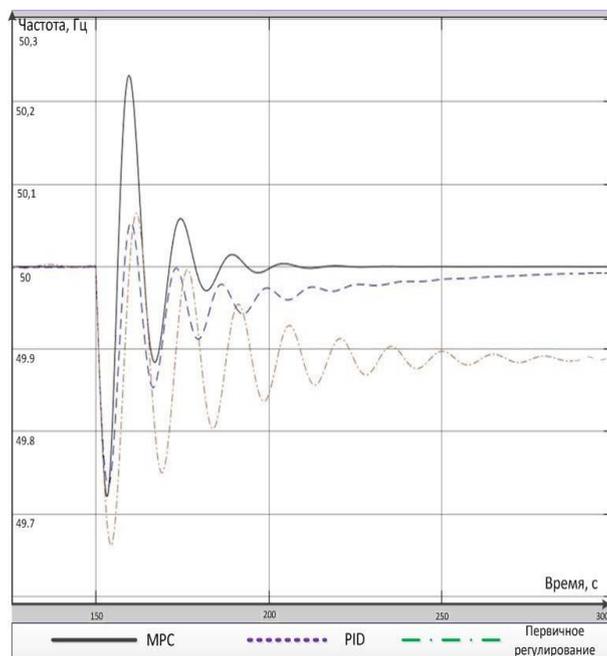


Рис. 4. Отклонение частоты при различных вариантах регулирования

По результатам расчетов в рамках заданного объекта моделирования можно заключить следующее: регулирование с помощью MPC регулятора позволяет быстро отработать возмущение в виде подключения нагрузки мощностью 0,05 о.е. и восстановить значение частоты до номинального значения без статической ошибки регулирования за 60 секунд после возникновения небаланса. Это соответствует требованиям методических указаний по регулированию частоты и активной мощности в ЕЭС России [6]. Стоит отметить, что необходимо также учитывать объективность эксплуатационных возможностей турбины по набору мощности за такой короткий промежуток отработки небаланса.

По итогам регулирования частоты с помощью PID регулятора установлено, что значение частоты восстановилось до нормального рабочего значения за время более 150 секунд после возникновения возмущения 0,05 о.е., что гораздо больше, чем при регулировании с MPC. Присутствует статическая ошибка регулирования, которая составляет 0,01 Гц. Значение ошибки не превышает нормальных отклонений частоты $\pm 0,05$ Гц, что соответствует требованиям методических указаний по регулированию частоты и активной мощности.

По итогам выполнения поставленной задачи, а именно анализ работы регулирования частоты и активной мощности по прогнозным моделям с помощью регулятора MPC в сравнении с классическим вариантом регулирования – PI регулятора, практически доказана эффективность первого.

Таким образом, можно отметить эффективное использование MPC регулятора в качестве вторичного регулирования частоты и активной мощности, что говорит о том, что MPC регулятор можно рассматривать как путь развития вторичного регулирования АРЧМ после проработки его практической реализации.

Список литературы

- [1] A. Damoiseaux, et al., "Assessment of Decentralized Model Predictive Control Techniques for Power Networks," Proc. of the 16th PSCC, paper no. 473, Glasgow, Scotland, Jul. 2008.
- [2] E. Camponogara, D. Jia, B. Krogh, S. Talukdar, "Distributed Model Predictive Control," IEEE Control Syst. Mag., vol.22, no.1, pp.44-52, Feb. 2002.
- [3] Iason Avramiotis-Falireas, Athanasios Troupakis, Farzaneh Abbaspourtorbati and Marek Zima. «An MPC Strategy for Automatic Generation Control with Consideration of Deterministic Power Imbalances», Department of Ancillary Services, 2013.
- [4] Aswin N. Venkat, Ian A. Hiskens, «Distributed MPC Strategies With Application to Power System Automatic Generation Control», Fellow, IEEE 2008
- [5] Сайт: Оптимальные и робастные системы управления. Ресурс: <http://matlab.exponenta.ru/modelpredict/book1/0.php> (Дата обращения 17.04.2017)
- [6] Методические указания: Основные положения по первичному и вторичному регулированию частоты и активной мощности в ЕЭС России. АО СО ЕЭС

Анализ возможностей Всережимного моделирующего комплекса реального времени электроэнергетических систем в качестве программно-аппаратного комплекса сертификации устройств АРВ и АЛАР

А.Б. Аскарров, Н.Ю. Рубан, М.В. Андреев
ФГАОУВО "Национальный исследовательский Томский политехнический университет"
Томск, Россия
solanoichi@mail.ru

Аннотация — На сегодняшний день математическое моделирование является практически безальтернативным способом получения полной и достоверной информации о процессах в оборудовании и электроэнергетических системах (ЭЭС) в целом. Согласно официальным документам «СО ЭЭС», настройка и сертификация устройств, таких как автоматические регуляторы возбуждения (АРВ), автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР), производится на тестовых моделях энергосистемы с применением цифровых программно-аппаратных комплексов реального времени (ПАК РВ). Поэтому особенно актуальным является вопрос разработки отечественного ПАК РВ для настройки и проведения сертификационных испытаний подобных ответственных устройств. В качестве решения в данной работе предлагается использовать Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем (ВМК РВ ЭЭС), разработанный в ФГАОУ ВО «НИ ТПУ», который является мультипроцессорной системой, работающей на основе современного гибридного подхода к моделированию ЭЭС и имеющей ряд существенных преимуществ перед широко используемыми в настоящее время сугубо цифровыми системами.

Ключевые слова — сертификация, гибридное моделирование, автоматический регулятор возбуждения, автоматика ликвидации асинхронного режима.

Analysis of Hybrid real-time power system simulator possibilities as a hardware-software complex for certification of aer and osp devices

Alisher Askarov, Nikolay Ruban, Mikhail Andreev
National Research Tomsk Polytechnic University
Tomsk, Russian Federation
solanoichi@mail.ru

Abstract — Today mathematic simulation is practically no alternative method of obtaining total and reliable information about equipment regimes and electrical power systems (EPS) as a whole. According to official documents of «SO UPS», configuration and certification of devices such as automatic excitation regulator (AER), out-of-step protection (OSP), are realized on the power system test model with using of digital hardware-software real-time simulators (HSRTSim). So the actual issue is the development of the domestic HSRTSim for configuration and certification procedure of such important devices. This paper proposes the use of Hybrid Real-Time Power System Simulator (HRTSim), as the solution, developed at National Research Tomsk Polytechnic University. It is a multiprocessor system based on a modern hybrid approach for modelling of power systems with a number of advantages over widely used digital systems.

Keywords — certification, hybrid simulation, automatic excitation regulator, out-of-step protection.

I. ВВЕДЕНИЕ

Для обеспечения нормальной работы ЭЭС необходимо выявлять и как можно быстрее отключать повреждённые элементы для предотвращения развития локальных аварий

в более тяжелые системные, приводящие к распаду энергосистемы, обесточиванию населения и значительному материальному ущербу. Последнее должно обеспечиваться противоаварийной автоматикой (ПА) ЭЭС, а нормальное функционирование и скорейшее

восстановление режима ЭЭС после устранения повреждения – режимной автоматикой (РА). Одними из таких устройств и являются АРВ синхронных генераторов (СГ), а также локальные устройства АЛАР. Однако примерно четверть [1] всех системных аварий является следствием неправильных либо недостаточно эффективных действий ПА и РА. Одной из значимых причин этих ошибок является неадекватная реальным условиям функционирования настройка ПА и РА.

Согласно официальным документам и стандартам «СО ЭЭС» [2, 3], настройка и сертификация устройств АРВ и АЛАР производится на тестовых моделях энергосистемы с применением ПАК РВ. Поэтому удовлетворительное решение проблемы уже непосредственно настройки подобных ответственных устройств возможно лишь при использовании полной и достоверной математической модели энергосистемы большой размерности, близкой к реальной ЭЭС, для более адекватного воспроизведения процессов и оценки их влияния на работу автоматики.

Однако при моделировании реальных энергосистем, которые имеют огромные размеры и большое количество разнообразного оборудования, возникают значительные трудности численного интегрирования результирующих систем дифференциальных уравнений высокого порядка с применением существующих программных и программно-аппаратных комплексов, что вынуждает использовать упрощенные математические модели элементов [4, 5]. Поэтому актуальным является вопрос создания отечественного инструмента для моделирования, не накладывающего ограничений на используемые математические модели, что привело бы к значительному повышению достоверности моделирования за счет применения высокоточных моделей всех элементов ЭЭС, а также позволяющего производить наиболее точную настройку и сертификацию АРВ и АЛАР.

В «Томском политехническом университете» уже давно разработан и используется Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем, основанный на принципе гибридного моделирования и имеющий ряд существенных преимуществ перед широко используемыми в настоящее время цифровыми системами моделирования (RTDS, eMEGAsim, HYPERSIM):

1. исключена декомпозиция режимов и процессов;
2. отсутствуют ограничения на объем моделируемой ЭЭС и глубину детализации модели;
3. высокая точность моделирования, ограниченная только инструментальной погрешностью, которая зависит от используемой компонентной базы;
4. обеспечивается непрерывное методически точное решение адекватных математических моделей элементов и ЭЭС в целом в реальном времени.

Свойства и возможности комплекса позволяют использовать его для решения широкого спектра задач, что подтверждено результатами множества исследований [6, 7]. Таким образом, можно сделать вывод, что после соответствующей адаптации ВМК РВ ЭЭС будет отвечать требованиям документов и стандартов РФ в части сертификации устройств АРВ и АЛАР и может быть использован для решения поставленных задач.

II. ОПИСАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ АРВ И АЛАР

За основу исследования в работе взята математическая модель АРВ, представленная на рис. 1 и используемая в ВМК РВ ЭЭС. Данная структурная схема математической модели АРВ синтезирована на основе анализа существующих систем возбуждения и АРВ сильного действия, а также известных вариантов их моделирования, и позволяет учитывать значимые для адекватности воспроизведения этих систем возбуждения и АРВ факторы.

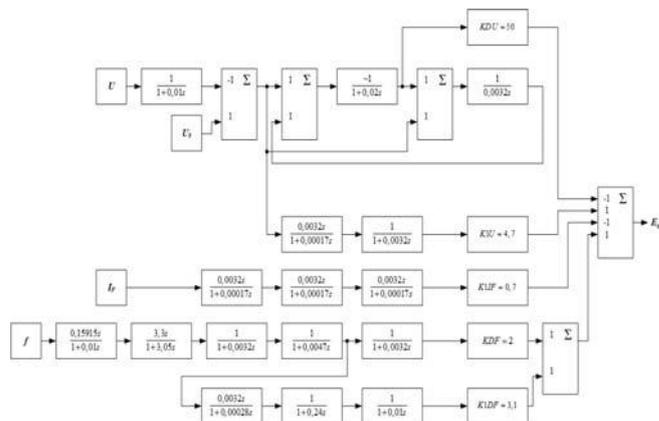


Рис. 1. Математическая модель АРВ, реализованная в ВМК РВ ЭЭС

С учетом возможностей изменения, регулирования, введения дополнительных каналов, обнуления любых настроечных коэффициентов и параметров в представленной модели АРВ, приведенная математическая модель позволяет достаточно полно и достоверно воспроизводить функционирование всех видов и типов эксплуатируемых в российских энергосистемах систем возбуждения и АРВ.

Модель функционирования АЛАР (рис. 2), используемая в ВМК РВ ЭЭС, работает с использованием информации об изменениях комплексных сопротивлений и активной мощности. Ее измерительная часть содержит три комплекта направленных измерительных реле сопротивления $KZ1$, $KZ2$ и $KZ3$ и измерительное реле активной мощности KW двухстороннего действия, тем самым фиксируется скорость изменений и отношений комплексных напряжений и токов сети, что обеспечивает выявление асинхронного режима в отличие от синхронных качаний и коротких замыканий.

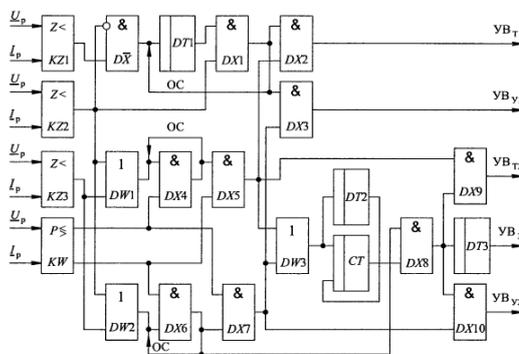


Рис. 2. Функциональная схема АЛАР, реализованная в ВМК РВ ЭЭС

III. ПРОВЕДЕНИЕ ИССЛЕДОВАНИЙ МОДЕЛЕЙ АРВ И АЛАР

Базовой схемой для проведения исследований являлась схема тестовой модели энергосистемы для испытаний АРВ (рис. 3), представленная в [2] и воплощенная в ВМК РВ ЭЭС; схема для испытаний АЛАР, также реализованная в ВМК РВ ЭЭС, представлена в [3], и в статье не приводится. В качестве моделируемого генератора с испытуемым АРВ использовался генератор «Г-1_1».

А. Испытание АРВ

Проверка корректной работы АРВ синхронных генераторов осуществляется согласно регламентированными СТО «СО ЭЭС» [2] тестовыми испытаниями. В данной работе представлены результаты следующего тестового возмущения – двухфазное короткое замыкание на землю (длительностью 0,5 с) вблизи шин электрической станции, где установлен испытуемый генератор (шины 500 кВ «ЭС №1»), и отключение линии «Л-2», соединяющей «ЭС №1» и «ЭС №2», приводящее к нарушению динамической устойчивости.

В данном эксперименте проверяется корректность работы функции релейной форсировки возбуждения в режимах, близких к предельным, при нормативных аварийных возмущениях. Ввод релейной форсировки возбуждения должен осуществляться без временной задержки при снижении напряжения на статоре генератора ниже 85 % от текущего значения.

Критерием корректной работы АРВ синхронного генератора является обеспечение поддержания потолочного значения напряжения возбуждения генератора вплоть до нарушения динамической устойчивости или до восстановления напряжения. Пример

корректной работы АРВ синхронного генератора при нарушении динамической устойчивости приведен на рис. 5, согласно [2].

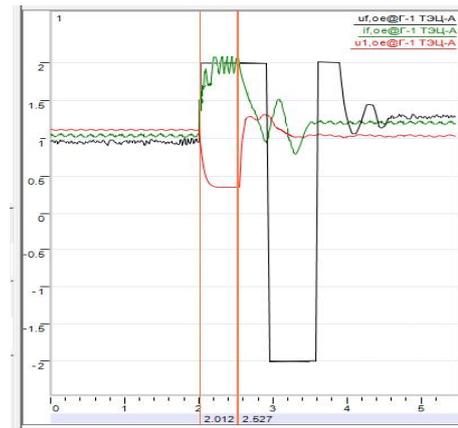


Рис. 4. Осциллограммы работы АРВ при нарушении динамической устойчивости, полученная в ВМК РВ ЭЭС

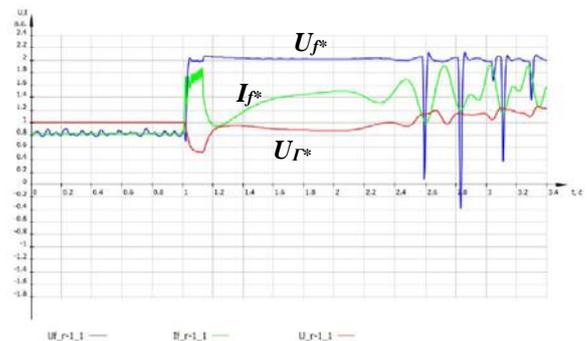


Рис. 5. Пример корректной работы АРВ при нарушении динамической устойчивости

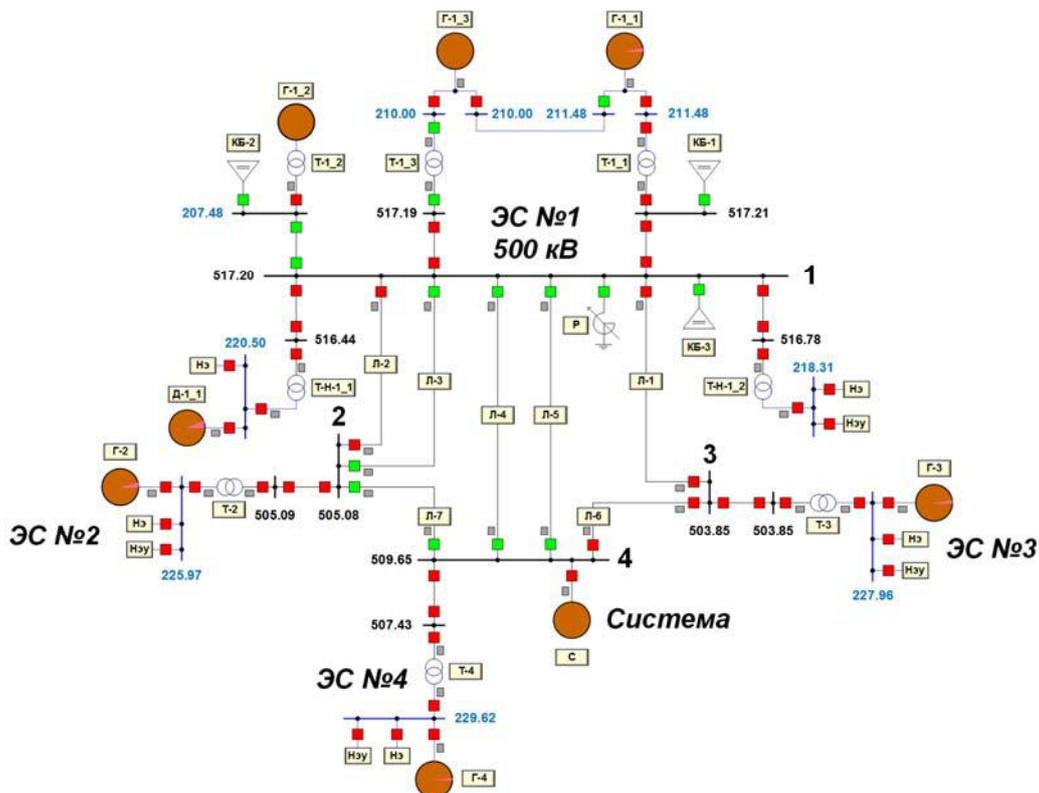


Рис. 3. Схема тестовой модели энергосистемы для испытаний АРВ синхронных генераторов, реализованная в ВМК РВ ЭЭС, согласно [2]

Из полученных осциллограмм на рис. 4 можно сказать, что система АРВ, интегрированная в ВМК РВ ЭЭС, осуществляет форсировку возбуждения синхронного генератора – кратковременное двукратное увеличение тока возбуждения и максимальное увеличение напряжения до $2U_f^*$ – для поддержания номинального напряжения на выводах генератора при возникновении возмущения, однако из-за возникшего небаланса мощностей после отключения КЗ и вместе с ним ЛЭП «Л-2» напряжение несколько уменьшается.

В. Испытание АЛАР

Испытания устройств АЛАР, предназначенных для установки в электрической сети, должны проводиться в схемно-режимных условиях, указанных в [3]. Испытуемые устройства АЛАР установлены на «ПС №2» и на «ПС №5». Оба устройства контролируют транзит 330 кВ «ПС №2 – ПС №5». Проверка работы АЛАР в данной работе представлена путем реализации в тестовой модели энергосистемы возмущений с параметрами, представленными в табл. I.

Таблица I. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТОВ ИСПЫТАНИЯ АЛАР

Аварийное возмущение	Особенности аварийного режима	Действие АЛАР
3-ф КЗ длит-тью 0,02 с на Л-6 вблизи ПС №2	Асинхронный режим (ЭЦК вне зоны контроля – на Л-12)	Отсутствие срабатывания
2-ф КЗ на землю длит-тью 0,24 с на Л-6 вблизи ПС №2	Асинхронный режим (ЭЦК на Л-3)	Срабатывание

Как видно, данные испытания выполняются для подтверждения отсутствия срабатывания устройства при асинхронном режиме с электрическим центром качаний (ЭЦК) за пределами контролируемого участка, а также срабатывания устройства при асинхронном режиме с ЭЦК на контролируемом участке в соответствии с заданными уставками и требованиями СТО [3].

IV. АНАЛИЗ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Как результат, в данной работе произведена проверка моделей АРВ синхронного генератора и устройства АЛАР, интегрированных в ВМК РВ ЭЭС. При испытании АРВ рассмотрено влияние используемой модели с установленными параметрами на работу генератора при возникновении возмущающих воздействий. Ряд экспериментов на модели показал, что подобная универсальная математическая модель, обеспечивает коррекцию переходного процесса, возникающего в ЭЭС, при любых внешних воздействиях. Испытания математической модели устройства АЛАР путем реализации в тестовой модели энергосистемы возмущений подтверждают эффективность и точность её работы.

Исследования, проведенные в ходе данной работы, подтверждают возможность использования ВМК РВ ЭЭС как платформы для решения поставленной задачи – разработки отечественного ПАК РВ для настройки и сертификации АРВ и АЛАР. Характеристики и свойства комплекса позволяют получать наиболее точную

информацию о режимах и процессах, протекающих в ЭЭС, что, в свою очередь, предоставляет возможность адекватной настройки подобных устройств.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 16-38-60043 мол_а_дк.

Список литературы

- [1] Кузьмичев В.А., Коновалова Е.В., Сахаров С.Н., Захаренков А.Ю. Ретроспективный анализ работы устройств РЗА в ЕНЭС // Релейная защита и автоматизация. – 2012. – № 6. – С. 60-65.
- [2] СТО 59012820.29.160.20.001-2012. Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов. – Изм. от 14.07.2015 – Москва: Изд-во стандартов, 2012. – 150 с.
- [3] СТО 59012820.29.020.008-2015. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования. – Москва: Изд-во стандартов, 2015. – 83 с.
- [4] Гусев А.С., Свечкарев С.В., Плодистый И.Л. Адаптируемая математическая модель систем возбуждения синхронных машин // Известия ТПУ. – 2005. – №7. – С. 211-215.
- [5] Груздев И.А., Торощев Е.Л., Устинов С.М. Влияние упрощения математических моделей на оценку эффективности АРВ-СД // Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. Энергетика. – 1986. – №1. – С. 15-20.
- [6] Ruban N.Y., Andreev M.V. Borovikov S.Y. Software and hardware simulation tools of automatic load-frequency control system. 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). 2016. pp. 1–4. DOI: 10.1109/ICIEAM.2016.7910994
- [7] Borovikov Y.S., Gusev A.S., Sulaymanov A.O. A Hybrid Simulation Model for VSC HVDC. IEEE Transactions on Smart Grid. 2016. vol. 7. no. 5. pp. 2242–2249. DOI: 10.1109/TSG.2015.2510747

Влияние запаздывания в канале АЧР на реализацию способа отключения нагрузки на уровне 0,4 кВ

Б.М. Гиёев, Я.Л. Арцишевский, А. Масуд

ФГБОУ ВО НИУ "Московский энергетический институт"
Москва, Россия

Email: borbadtjk@mail.ru, maseod.ahmadipour@gmail.com

Аннотация-в энергосистемах функционирует система средств предотвращения недопустимого снижения частоты включая АЧР. Математическое моделирование переходных процессов в энергосистеме при исследовании процессов возникновения небаланса активной мощности и последующего снижения частоты при отсутствии запаздывания в канале АЧР порождает кусочно-экспоненциальный переходный процесс. В этом случае срабатывают не все очереди устройств АЧР, соответственно, только часть, достаточная для стабилизации частоты. Однако, учитывая динамическую погрешность реле частоты и время отключения силового выключателя в модели вводят задержку равную $0,1 \div 0,3$ с. Эта задержка приводит к известным затруднениям в действии АЧР в части возможности развития лавины частоты и отклонения фактического объема разгрузки от требуемого.

Ключевые слова: баланс мощности, автоматическая частотная разгрузка, система АИИСУКЭ, модифицированные счетчики.

B.M.Giyoev, Y.L. Artsishevsky. A. Masoud

Effect delay in the channel of AUFLS to the implementation of a method of load shedding at level of 0.4 kv

National Research University "Moscow Power Engineering Institute"
Moscow, Russia

Abstract- mathematical modeling of transients in the power system in studies of processes of unbalance of active power and the subsequent reduction of frequency in the absence of delay in the channels of AUFLS to procreate a piecewise-exponential transient process. In this case, not all the queues of the AUFLS devices are triggered respectively will operate only part sufficiently to stabilize the frequency. However, taking into account the dynamical inaccuracy of the underfrequency relay and the turn-off time of the breaker in the model is introduced by a delay about $0.1 \div 0.3$ s. These delays cause a known difficulty in the operating of the AUFLS in terms of the development opportunities frequency avalanche and deviating of the actual capacity of unloading from the required.

Key words: power balance, automatic underfrequency load shedding (AUFLS), Automated Information-Measuring System for Commercial Accounting of Electric Power (AIMSCAEP), the modified counters.

I. ВВЕДЕНИЕ

Развитие рынка электроэнергии уже сегодня и особенно в перспективе требует детального учета энергозависимости современной инфраструктуры быта, корпоративных информационных систем, социально значимых объектов при реализации противоаварийных балансирующих отключений. К таким отключениям относятся устройства специальной автоматики ограничения нагрузки (САОН) [1], автоматическая частотная разгрузка (АЧР) и команды диспетчеров.

В энергосистемах России противоаварийное ограничение снижения частоты реализуется многоэлементной структурой программно-технических средств, см. табл. 1.

Обеспечение надежности электроснабжения при переходе в изолированный режим требует перевода отключений нагрузок по командам АЧР на уровень 0,4 кВ

с обеспечением быстродействия и селективности, включая динамически изменяемую приоритетность. Переход на уровень 0,4 кВ достигается за счет интеграции системы АСКУЭ с устройствами противоаварийной автоматики, в том числе для реализации команд АЧР [4].

II. НЕОБХОДИМОСТЬ ПЕРЕВОДА КОМАНДЫ УСТРОЙСТВ АЧР НА УРОВЕНЬ 0,4 кВ

Комплекс программно-технических средств предлагается реализовать путем интеграции с уже существующими микропроцессорными терминалами систем релейной защиты и автоматики (РЗА) на линиях 10 кВ, микропроцессорными счетчиками учета электроэнергии с управляющим контактом у потребителей 0,4 кВ и информационной автоматизированной системой контроля и управлением энергопотребления (АСКУЭ), при этом обеспечивается

надежность электроснабжения при реализации отключения нагрузки на уровне 0,4 кВ.

Таблица I. Виды устройств автоматики предотвращения снижения частоты

Наименование	Назначение	Алгоритм действия
САОН	Быстрое и грубое балансирование микроэнергосистемы при больших внезапных дефицитах мощности	Доаварийная дозировка воздействий, пуск по факту отключения линии связи с ЭС.
АЧР-I	Быстродействующие очереди (20 и более очередей) потребителей балансирующих отключений нагрузки по мере снижения частоты, с целью недопущения «лавины» частоты из-за отказа собственных нужд электростанции при $f < 46$ Гц.	Каждая очередь отключает группу потребителей без выдержки времени, очереди отстроены по частоте с шагом 0,1 Гц. Мощность очередей выбирается одинаковая.
АЧР-II	Очереди балансирующих отключений нагрузки при «зависаниях частоты» для предотвращения наработки лопаточной части паровых турбин в частотном диапазоне с ограниченным временем (46 Гц. недопустимо, 47 Гц. -10 с., 48 Гц-20 с.)	Каждая очередь отключает группу потребителей с выдержкой времени от 5 до 90 с. и единой уставкой по частоте около 49 Гц. АЧР-II поднимает частоту в так называемую «диспетчерскую зону» в течение 1-2 мин.

В данной работе рассматривается совмещенная работа АЧР-I и АЧР-II.

Установленные в настоящее время устройства АЧР сохраняют свое положение на линиях 10 кВ [2] и систему обслуживания, а их команды на отключение передаются в сеть 0,4 кВ с использованием цикла отключение-включение рабочего тока линии 10 кВ. Команды на реализацию управляющих воздействий распространяются в сети 0,4 кВ в форме провалов напряжения с заранее установленной длительностью и реализуются в алгоритмах счетчиков АСКУЭ для отключения потребителей.

На рис. 1 приведен пример структуры интеграции ПТК АЧР и АСКУЭ. Предусматривается сохранение принятого в настоящее время порядка расстановки устройств АЧР на фидерах 10 кВ с действием на отключение.

При снижении частоты команда от устройства АЧР на отключение нагрузки 0,4 кВ транслируется в сеть 10/0,4 кВ в форме провала питающего напряжения заданной длительности (с учетом разброса) путем отключения-включения выключателя фидера 10 кВ. Управление каждым из отключенных электроприемников 0,4 кВ осуществляется с помощью контактов индивидуальных

счетчиков учета электроэнергии. При этом во множестве счетчиков электроэнергии в сети 0,4 кВ запускается алгоритм контроля длительности провала, последующее включение через заданное время выключателя 10 кВ формирует команду на отключения в сети 0,4 кВ, которые и реализуют множество счетчиков учета электроэнергии. А ведь именно задержка, длительность провала используется для перевода реализации команды АЧР на уровень 0,4 кВ. При этом наиболее приоритетная часть электроприемников не отключается, что и является целью данной работы.

Так же на рис. 1 показана выходная цепь команды «на отключение» от устройства АЧР, установленного на ПС 35/10 кВ, она подключена не на цепь отключения выключателя, а на логический вход микропроцессорного устройства РЗА (МП РЗА), которое без задержки отключает выключатель 10 кВ. При этом реализуется вариант быстродействующего отключения нагрузки по командам очередей АЧР-I.

II. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ УПРАВЛЕНИЯ

На рис. 2,3,4 приведены модельные осциллограммы изменения частоты в участке энергосистем при действии АЧР, полученные в программной среде PSCAD при следующих условиях:

Максимальный расчетный дефицит активной мощности составляет $\Delta P_{\text{деф. макс}} = 20, 30, 40, 50\%$, тогда максимальный объем нагрузки, подключенной к быстродействующим очередям АЧР-I для каждого дефицита принимается на 5 % больше. Постоянная инерция вращающихся масс в энергосистеме $TJ = 6.0$ с, коэффициент регулирующего эффекта нагрузки $K_n = 2.0$, количество очередей принимается равной 20. Уставка по частоте принята по [3] от 48,8 до 46,9 Гц. с равномерным шагом по частоте 0,1 Гц и равномерном распределением отключаемой нагрузки. Каждая очередь отключает нагрузку в объеме $\Delta P_{\text{АЧР-I}} = \Delta P_{\text{АЧР}} / 20, \%$.

Семейство осциллограмм порождено одним параметром-временем задержки $\Delta t_{\text{АЧР}}$ на реализацию команды реле частоты в каждом из устройств АЧР. Этот параметр учитывает реальные значения времени срабатывания собственно реле частоты, времени выходного промежуточного реле, а так же время отключения силового выключателя.

Кроме этого, обычно предусматривается дополнительная задержка для отстройки от кратковременных срабатываний реле частоты при коммутациях в первичных сетях. Данная величина согласно [3] выбирается 0,2-0,3 с.

В серии опытов использована задержка $\Delta t_{\text{АЧР}} = 0.3$ с. (см. рис. 2, 3 и 4).

Основным назначением рассматриваемой быстродействующей АЧР является предотвращение снижения частоты ниже 46 Гц. с соблюдением условий селективности, т.е недопущением излишних отключений нагрузки с повышением частоты выше 50 Гц.

Реализованные на рис. 2,3 и 4 модельные осциллограммы при срабатывании очередей АЧР-I образованы в виде совокупности 30-40 и более временных интервалов.

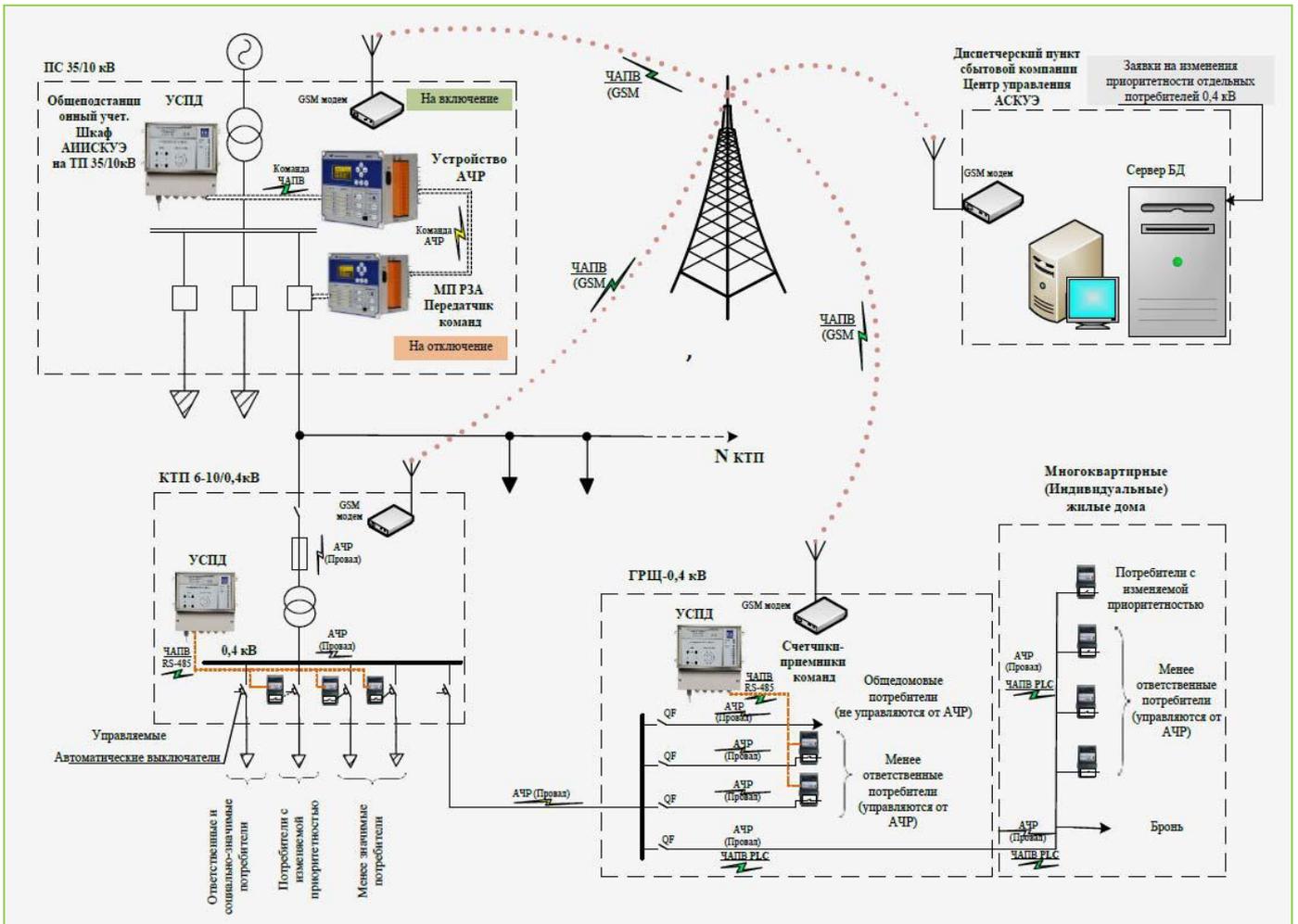


Рис. 1 Пример структуры ПТК АЧР и АСКУЭ

Серия осциллограмм на рис. 2,3 и 4 позволяет наглядно оценить эффективность работы АЧР при различных вероятных исходных данных. Ясно видно, что при значениях $\Delta t_{\text{АЧР}} = 0.3$ с. возникает эффект перерегулирования см. рис. 2, т.е. излишние отключения нагрузки с последующим повышением частоты выше 50 Гц. и действием регуляторов мощности агрегатов электростанции на уменьшение мощности генерации. В данном опыте такое положение не допустимо и характеризуется как неселективное и это неселективное действие обусловлено задержкой в реализации команды АЧР. Исходные данные и количество сработавших очередей для четырех опытов приведены в табл. 2, во всех опытах АЧР действовала правильно.

На рис. 2 приведены модельные осциллограммы изменения частоты при $\Delta P_{\text{деф.}} = 50\%$ и $\Delta t_{\text{АЧР}} = 0,3$ с.

Таблица II. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И КОЛИЧЕСТВО СРАБОТАВШИХ ОЧЕРЕДЕЙ

$\Delta P_{\text{деф.}}$, %	$\Delta P_{\text{АЧР}}$, %	Мощность фидера 10 кВ, %			Кол-во сработавших очередей АЧР	
		Мощность каждой очереди, $\Delta P_{\text{АЧР}}$	Забронированная мощность очереди	Суммарная мощность фидера	Трад. способ	Новый способ
20	25	1,25	0,3125	1,5625	12	12
30	35	1,75	0,4375	2,1875	15	15
40	45	2,25	0,5625	2,8125	16	17
50	55	2,75	0,6875	3,4375	18	17

Объем неотключаемой нагрузки на каждом фидере 10 кВ принят 20 %. Следовательно объем нагрузки, подключаемой к фидерам каждой очереди АЧР должен быть увеличен от значения 2,75 до 3,44 %. В процессе функционирования головной выключатель без задержки отключает фидер 10 кВ с объемом нагрузки 3,44 %, а через 2,0 с. включается с нагрузкой 0,68%. При этом нагрузка 2,75% отключается по командам многочисленных счетчиков в сети 0,4 кВ.

Перед авторами использования провала заданной длительности в качестве команды в сеть 0,4 кВ встала актуальная задача оценить влияние провала на функционирование АЧР и оценить его влияние на неселективное действие АЧР-I.

Из сопоставленных осциллограмм на рис. 2,3 и 4 ясно видно, что в новом способе основное назначение быстродействующей подсистемы АЧР-I выполняется вполне удовлетворительно, причем предотвращается нарушение селективности.

Перевод отключения нагрузки на уровень 0,4 кВ по команде в виде провала 2.0 с. радикально изменяет тренды переходного процесса за счет кратковременного отключения, а потом включение части нагрузки, поэтому подъема частоты и возможности излишних неселективных отключений нагрузки на осциллограммах не наблюдается, что и подтверждается осциллограммами на рис. 2,3 и 4.

III. Выводы

1). Для реализации действия быстродействующих очередей АЧР-I на уровне 0,4 кВ с передачей команды в форме провала заданной длительности не приводит к потере быстродействия и нарушению селективности.

2). Рассматриваемый подход может быть рекомендован для практического опробования на отдельных фидерах микроэнергосистемы, потому что он практически без заметных материальных затрат реализует концепцию электро-информационной сети Smart Grid, EnrgyNet с переводом действия АЧР на 0,4 кВ, причем команда на отключение с высоким быстродействием передается по силовой сети в форме провала напряжения, а команда на последующее включение по команде частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ) со значительной допустимой задержкой передается на управляющие счетчики по группировке каналов связи АСКУЭ (GSM, PLC, Ethernet).

Список литературы

- [1]. Патент, №0002542742. Способ аварийного ограничения нагрузки в силовой распределительной сети, 27.02.2015 г. / Бюл. Изобретений. №6.
- [2]. Рабинович Р.С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1989. 352с.
- [3]. СТО 59012820.29.240.001-2010. Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка). Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС».
- [4]. Арцишевский Я.Л., Гиёев Б.М. Надежность электроснабжения ответственных потребителей 0,4 кВ при действии АЧР. Материалы XXII Международной научно-технической конференции «Перспективы развития электроэнергетики и высоковольтного электротехнического оборудования. Коммутационные аппараты, преобразовательная техника, микропроцессорные системы управления и защиты», ТРАВЭК, Москва 2015 г.

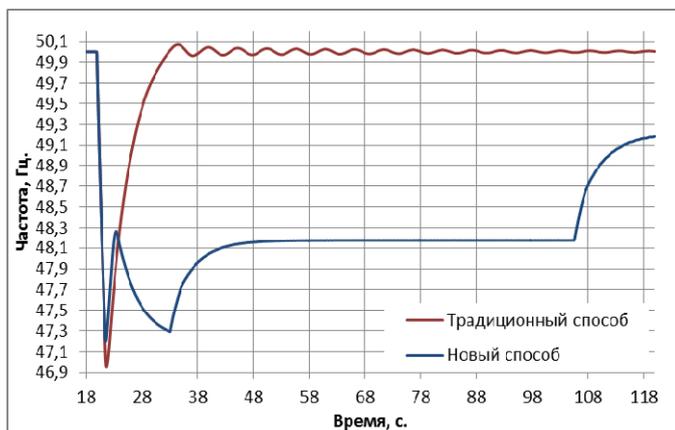


Рис. 2. Осциллограммы изменения частоты при $\Delta P_{\text{деф.}}=50\%$ и $\Delta t_{\text{АЧР}}=0,3$ с. при отключении на уровне 0,4 кВ с передачей команды в виде провала 2.0 с.

Как известно, наблюдаемое на осциллограммах рис. 2, 3 и 4 зависание частоты в диапазоне 48,5÷46 Гц, ограничено во времени (90-100) с. и ликвидируется очередями АЧР-II, совмещенными с очередями АЧР-I на тех-же потребителях. Перевод реализации команд устройств АЧР категории АЧР-II целесообразно сохранить как у очередей АЧР-I с переводом реализации на уровень 0,4 кВ.

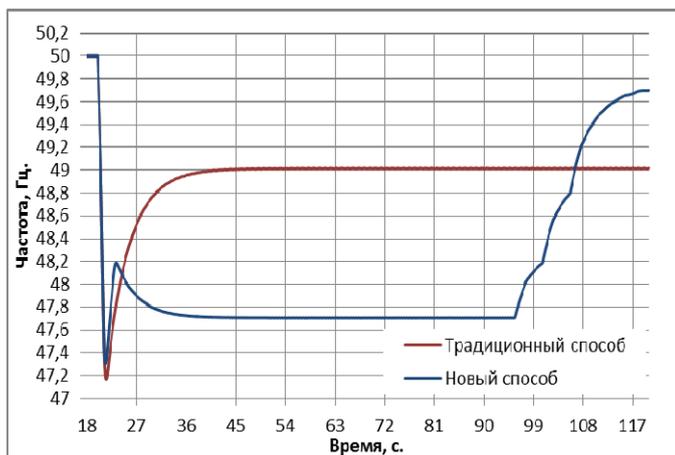


Рис. 3. Осциллограммы изменения частоты $\Delta P_{\text{деф.}}=40\%$ и $\Delta t_{\text{АЧР}}=0,3$ с. при отключении на уровне 0,4 кВ с передачей команды в виде провала 2.0 с.

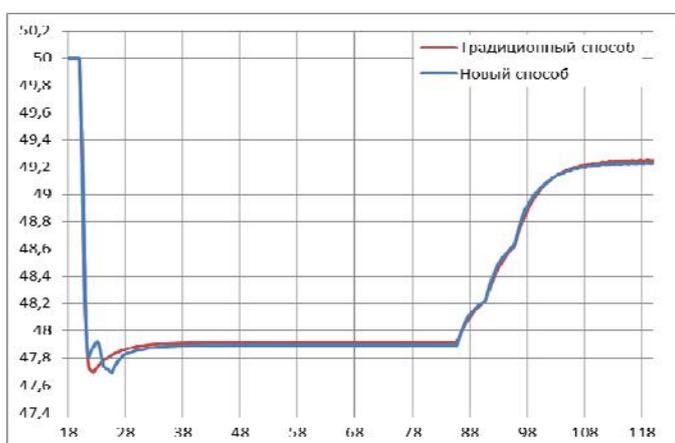


Рис. 4. Осциллограммы изменения частоты $\Delta P_{\text{деф.}}=30\%$ и $\Delta t_{\text{АЧР}}=0,3$ с. при отключении на уровне 0,4 кВ с передачей команды в виде провала 2.0 с.

ОЦЕНКА ПОГРЕШНОСТИ РАБОТЫ ЦИФРОВОЙ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ПРИ ЗАДАННЫХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ СРАБАТЫВАНИЯ

А.А. Шлепенков¹, Н.Д. Мухлынин²

¹Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Урала

²ФГАОУ ВО "УрФУ имени первого президента России Б.Н. Ельцина", Екатеринбург, Россия

E-mail: schlepenkow@gmail.com

Аннотация — Цифровая дифференциальная защита является важным компонентом релейной защиты силового трансформатора. Надежная работа таких защит во многом зависит от величины погрешности измерительных трансформаторов тока. Ток небаланса, возникающий вследствие нелинейности характеристики намагничивания сердечника трансформатора тока, может привести к ложному срабатыванию дифференциальной защиты. Современные производители цифровых дифференциальных защит силовых трансформаторов предлагают защиты с различными характеристиками срабатывания, которые позволяют им правильно реагировать на большинство повреждений и ненормальных режимов работы. Тем не менее, согласно статистике работы микропроцессорных защит, имеют место ложные срабатывания, связанные с точностью их отстройки. В статье приводятся результаты сравнения заданной тормозной характеристики дифференциальной защиты силового трансформатора с ее фактической (реальной) формой. Данное исследование показывает возможность повышения надежности срабатывания дифференциальных защит силовых трансформаторов за счет совершенствования их характеристик.

Ключевые слова - моделирование; трансформатор тока; среда MATLAB; дифференциальная защита; силовой трансформатор; характеристика срабатывания.

EVALUATION OF POWER TRANSFORMER DIGITAL DIFFERENTIAL PROTECTION ERROR WITH SPECIFIED TRIPPING CHARACTERISTICS

A.A. Shlepenkov¹, N.D. Mukhlynin²

¹Filial branch of «System Operator of the United Power System», JSC

²Yeltsin UrFU, Yekaterinburg, Russian Federation

E-mail: schlepenkow@gmail.com

Abstract — Digital differential relay protection is an important component of power transformer protection. Reliable operating of such protections largely depends on the magnitude of current transformers error. Unbalance current resulting from non-linearity of current transformer core magnetization characteristic can cause false tripping of differential protection. Modern manufacturers of digital differential protection of power transformers offer protections with different tripping characteristics that allow them to respond correctly to most damages and abnormal operating modes. However, according to statistics of microprocessor-based protection operating, there are false actuations related to accuracy of their detuning. The results of comparison of the specified power transformer differential protection restraint characteristics with its actual (real) shape are demonstrated. The study proposed shows the possibility of increase of power transformers differential protections reliability by improving their characteristics.

Key words: modeling; current transformer; MATLAB software; differential relay protection; power transformer; tripping characteristic.

I. ВВЕДЕНИЕ

Цифровая дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ) зарекомендовала себя как надежное средство защиты силового трансформатора. Однако токи небаланса, протекающие в защите вследствие насыщения магнитопровода трансформаторов тока, вводят неопределенности в работу дифференциальной защиты при токах короткого замыкания близких к токам предельной кратности. По этой причине производители устанавливают требования к значению предельной

кратности трансформаторов тока, например, для устройства «Сириус-Т» это значение должно равняться не менее $K_{ном} = 20$ [1]. Снижение токов небаланса достигается через использование однотипных трансформаторов с высоким номинальным коэффициентом кратности, снижение кратности тока короткого замыкания к номинальному току трансформатора тока посредством увеличения коэффициента трансформации и снижение нагрузки на трансформаторы тока [2]. Другим средством отстройки от токов небаланса является применение сложных

тормозных характеристик. Современные производители предлагают цифровые дифференциальные защиты с различными характеристиками торможения (рис. 1).

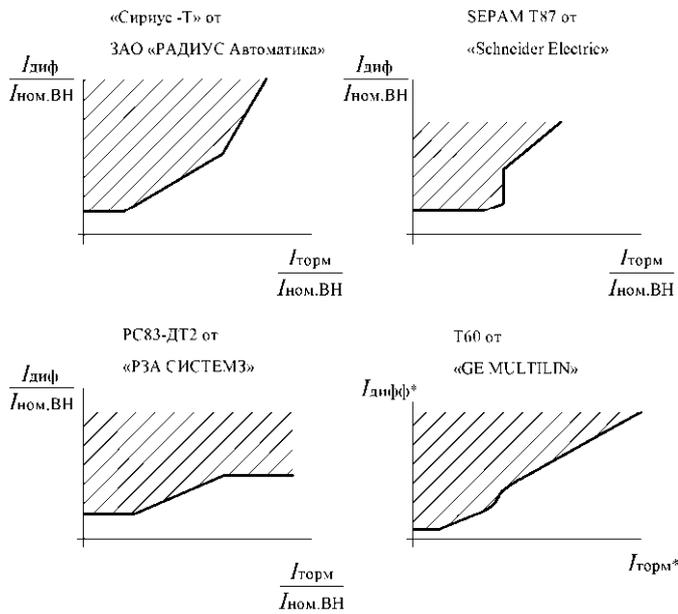


Рис. 1. Характеристики торможения от различных производителей

Зачастую характеристики срабатывания цифровых ДЗТ состоят из трех участков. Первому участку (характеристика параллельна оси абсцисс) соответствует отсутствие насыщения трансформаторов тока, поэтому дифференциальная защита отстраивается от токов небаланса нагрузочных режимов и будет чувствительна при малых токах короткого замыкания. На втором участке характеристика имеет наклон. Это необходимо для того, чтобы обеспечить торможение защиты во избежание ложного срабатывания при кратковременных перегрузках силового трансформатора и соответствующих токов внешних коротких замыканий. Третий участок имеет наибольший наклон, он необходим для отстройки от больших токов небаланса, протекающих в защите из-за насыщения трансформаторов тока при больших токах внешних коротких замыканий [3].

На текущий момент пределы по совершенствованию характеристик дифференциальных защит не достигнуты. Дальнейшее их усложнение может привести к повышению чувствительности этих защит.

II. МОДЕЛИРОВАНИЕ

Целью данного исследования является проведение оценки влияния сложной структуры характеристики срабатывания цифровой дифференциальной защиты от одного из производителей (ЗАО «РАДИУС Автоматика») на чувствительность защиты

Моделирование осуществлялось с помощью графической среды Simulink, встроенной в программный комплекс MATLAB. Блоки, имитирующие работу внешней энергосистемы, силового понижающего трансформатора и трехфазной нагрузки, были взяты из библиотеки SimPowerSystems. Моделировался трансформатор типа ТДН-16000/110 со схемой соединения обмоток Y/Δ с номинальным напряжением первичной обмотки 115 кВ и вторичной – 10,5 кВ.

Параметры силового трансформатора были рассчитаны с использованием [4].

Блок-схема оцифровки и фильтрации сигналов, поступающих в логическую часть цифровой дифференциальной защиты, приведена на рис. 2.

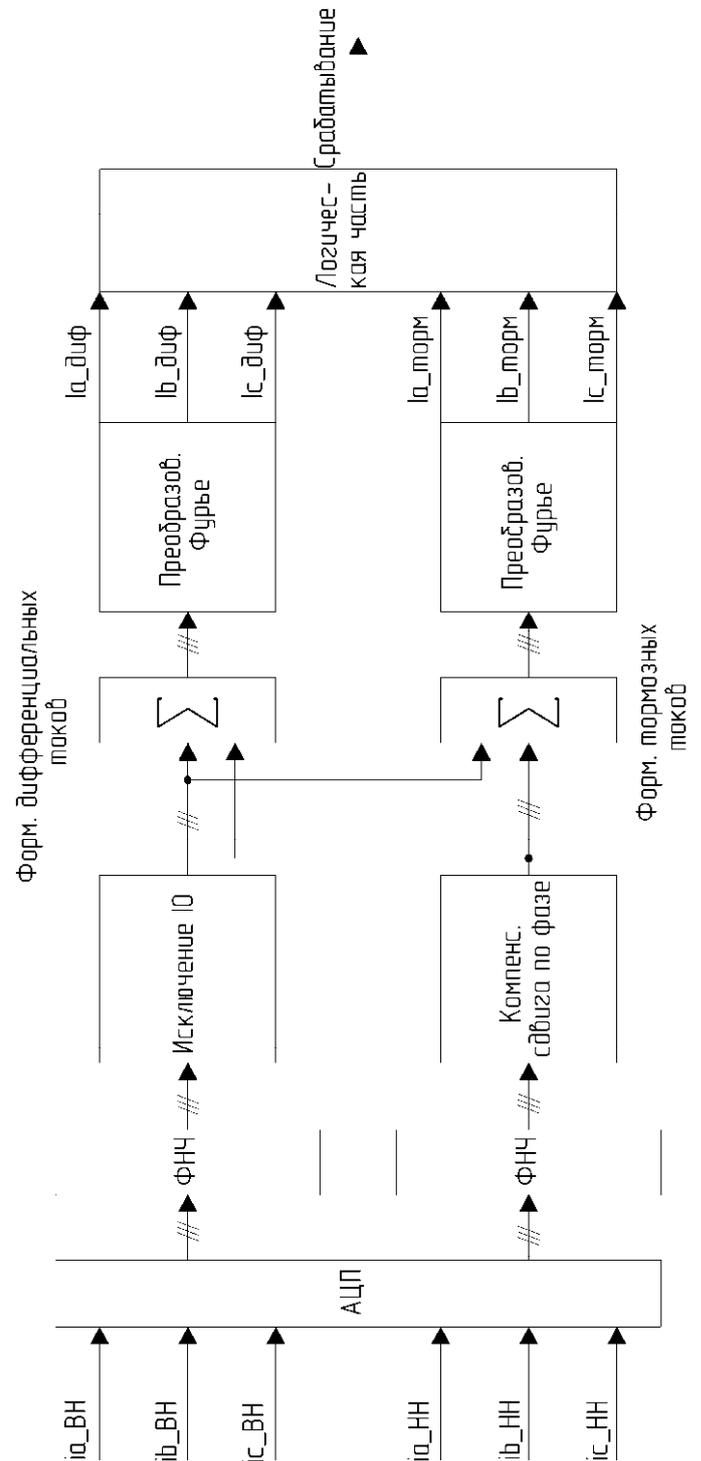


Рис. 2. Блок-схема оцифровки и фильтрации входных сигналов

Блок АЦП осуществляет преобразование входного аналогового сигнала в цифровой с частотой дискретизации 80 точек на период промышленной частоты. В блоке “Фильтр низких частот” (ФНЧ) содержится фильтр Баттерворта 4-го порядка, он предназначен для подавления высших гармоник входного

сигнала. В блоке “Исключение I0” происходит исключение токов нулевой последовательности из токов стороны высшего напряжения силового трансформатора. Блок “Компенсация сдвига по фазе” необходим для корректировки угла сдвига между токами обмотки высшего напряжения и токами обмотки низшего напряжения силового трансформатора. В суммирующих блоках реализуется получение дифференциальных и тормозных токов по выражениям соответственно [1]:

$$I_{\text{диф}} = |I_1 + I_2| \quad (1)$$

$$I_{\text{торм}} = 0.5 \cdot |I_1 - I_2| \quad (2)$$

Реализация логики дифференциальной защиты была выполнена с использованием стандартных блоков Simulink. Модель трансформатора тока была построена на основе модели нелинейного магнитного сердечника Джилса-Атертона [5]. Окончательный вид модели всей системы показан на рис. 3.

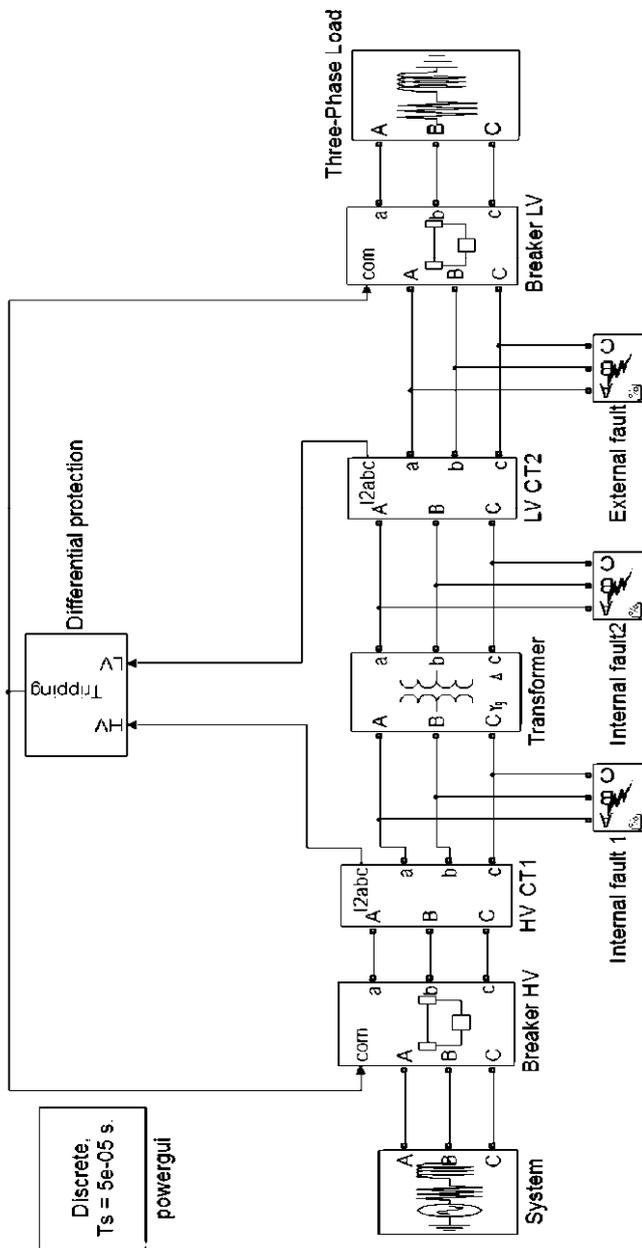


Рис. 3. Структура исследуемой модели цифровой ДЗТ

В модель не включены функции токовой отсечки и отстройки от бросков тока намагничивания при включении под напряжение силового трансформатора.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

В ходе моделирования был проведен ряд экспериментов с целью получения реальной характеристики зависимости между дифференциальным током и тормозным в относительных единицах. Полученная характеристика сравнивалась с расчетной тормозной характеристикой, предлагаемой одним из производителей цифровой ДЗТ (ЗАО «РАДИУС Автоматика»). Расчет характеристики проводился по методике, приведенной в [1]. В таблице 1 приведены полученные уставки.

Таблица 1. РАСЧЕТНЫЕ УСТАВКИ ХАРАКТЕРИСТИКИ СРАБАТЫВАНИЯ ЦИФРОВОЙ ДЗТ

$I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}}$, о.е.	$I_{\text{торм1}}/I_{\text{баз}}$, о.е.	$I_{\text{торм2}}/I_{\text{баз}}$, о.е.	$K_{\text{торм}}$, %
0,4	1,08	2,0	37

Характеристика срабатывания от вышеуказанного производителя состоит из трех участков. Первый участок соответствует нормальному режиму работы силового трансформатора, обеспечивается чувствительность к межвитковым замыканиям. Второй участок имеет наклон необходимый для отстройки от сквозных токов, соответствующих этому участку. Такие токи могут возникнуть вследствие действия АВР трансформатора, АПВ линий, длительных и кратковременных перегрузок. Третий участок имеет больший наклон и выполняет функцию отстройки от больших токов небаланса при насыщении трансформаторов тока из-за внешних коротких замыканий [1].

Для получения набора точек, соответствующих первому участку и части второго, изменялась мощность нагрузки до 1,3 номинальной мощности трансформатора. При получении точек, относящихся к остальной части второго и третьему участку, создавалось внешнее трехфазное короткое замыкание и изменялось его сопротивление.

На рис. 4 приводится сравнение реальной тормозной характеристики с расчетной тормозной характеристикой от производителя.

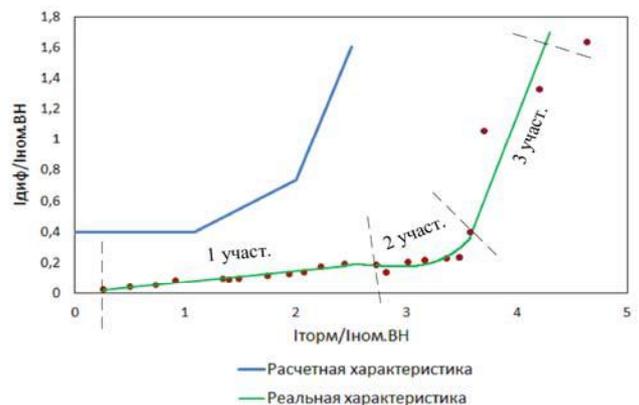


Рис. 4. Сравнение расчетной тормозной характеристики с реальной

Реальную характеристику можно разбить на три участка. На первом участке наблюдается линейное возрастание дифференциального с увеличением тормозного тока. Это происходит из-за неточного приведения первичных токов сторон силового трансформатора. Нелинейность второго участка объясняется переходом из линейной части характеристики намагничивания в зону насыщения. На третьем участке магнитопровод трансформатора тока стороны низшего напряжения силового трансформатора находится в насыщении, что приводит к резкому возрастанию дифференциального тока при увеличении тормозного тока.

Необходимо отметить тот факт, что экспериментальная характеристика располагается существенно ниже на графике чем расчетная (рис. 4). Это может быть обусловлено тем, что производитель при разработке дифференциальной защиты учитывал погрешности (неоднотипность трансформаторов тока, наличие РПН и т.д.), отсутствующие в исследуемой модели. Доли в процентах составляющих тока небаланса, заложенных производителем в его характеристику срабатывания, приведены на рис. 5.

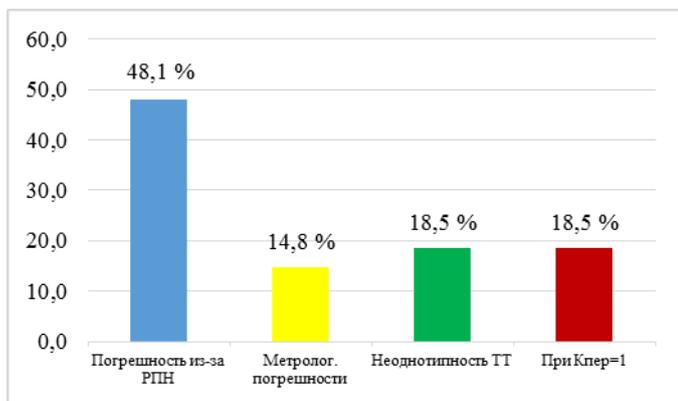


Рис. 5. Процентная доля погрешностей в токе небаланса

Несмотря на то, что в исследуемой модели отсутствуют погрешности, приведенные выше, можно утверждать, что это принципиально не влияет на структуру характеристики.

Далее, рассчитывался коэффициент чувствительности K_{α} по формуле [6]:

$$K_{\alpha} = \frac{I_{\text{КЗ.НН}}^{(2)}}{K_{\text{Торм2}} \cdot (I_{\text{Торм.Расч.П.}} - I_{\text{Торм2}})} \quad (3)$$

где $I_{\text{КЗ.НН}}^{(2)}$ - расчетное значение двухфазного тока короткого замыкания на стороне низшего напряжения силового трансформатора; $K_{\text{Торм2}}$ - коэффициент торможения второго наклонного участка; $I_{\text{Торм.Расч.П.}}$ - первичное расчетное значение тока начала торможения, соответствующее началу второго участка наклона характеристики; $I_{\text{Торм2}}$ - величина тока базовой точки второго наклонного участка характеристики торможения.

Полученное значение коэффициента чувствительности равняется $K_{\alpha}=6,76$. Данное значение удовлетворяет требованию ПУЭ, в соответствии с которым коэффициент

чувствительности дифференциальной защиты должен быть не менее 2 [7]. Однако на рис. 4 можно видеть, что расчетная характеристика не полностью соответствует экспериментальной. Первый наклонный участок расчетной характеристики при $I_{\text{Торм}}/I_{\text{Баз}}$ от 0,87 до 2,0 о.е. практически отсутствует у характеристики, полученной в ходе исследования. Это может привести к значительному снижению чувствительности защиты на данном участке.

Влияние насыщения магнитопровода трансформаторов тока приводит к существенному увеличению токов небаланса только при протекании больших сквозных токов при $I_{\text{Торм}}/I_{\text{Баз}}=3,5$ о.е. и далее. Второй наклонный участок начинается при $I_{\text{Торм}}/I_{\text{Баз}}=2,0$ о.е., это говорит о том, что может произойти замедление работы защиты в случае сильных кратковременных перегрузок трансформатора.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При проведении исследования была построена модель цифровой ДЗТ. Получена реальная характеристика срабатывания дифференциальной защиты для данной модели. В результате сделан вывод о том, что расчетная характеристика срабатывания не полностью соответствует экспериментальной, что может привести к снижению чувствительности в некоторых режимных ситуациях. Кроме того, было отмечено, что в исследуемой модели учитывается меньшее число погрешностей, чем существует в реальных условиях.

При дальнейшем изучении вопроса необходимо выяснить, как усложнение тормозной характеристики влияет на работу цифровой ДЗТ, если принять во внимание насыщение сердечника силового трансформатора, питание трансформатора с двух сторон, другую группу соединений обмоток трансформатора.

Результаты данного исследования могут быть использованы при разработке новых характеристик торможения цифровых ДЗТ.

Список литературы

- [1] Рекомендации по выбору уставок устройств защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т», ЗАО «Радиус Автоматика».- М., 2010. – 11 с.
- [2] Чернобровов, Н.В. Релейная защита энергетических систем/ Н.В. Чернобровов, В.А. Семенов/ М.: Энергоатомиздат, 1998. – 801 с. с.
- [3] Шнейерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.
- [4] Новаш, И, В. Расчет параметров модели трехфазного трансформатора из библиотеки MatLab-Simulink с учетом насыщения магнитопровода / И. В. Новаш, Ю. В. Румянцев // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2015. №1. С. 12-24.
- [5] Баглейбтер О. Реализация модели трансформатора тока в Simulink на основе теории гистерезиса Джилса–Атертона (Jiles–Atherton) // Релейщик. 2014. № 1. С. 10–15.
- [6] Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА серии SIPROTEC (Siemens AG) трансформаторов с высшим напряжением 110–220 кВ.- ОАО «ФСК ЕЭС», 2012. - 284 с.
- [7] «Правила устройства электроустановок», утвержденные приказом Минэнерго России от 08.07.2002 №204.

ХРОНОЛОГ СОБЫТИЙ СЛОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ ОТКЛЮЧЕНИЙ ВЛ 110-220 кВ («ХРОНОЛОГ АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ»)

А.И. Марутов

Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» Филиал «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Юга»,
Пятигорск, Россия

Аннотация — в ОЭС Юга временами случаются сложные всеерные отключения линий электропередач и оборудования. Анализировать такие аварийные события, которые приводят к отключению большого количества ВЛ и оборудования достаточно сложно (ещё и учитывая неоснащённость энергообъектов регистраторами аварийных событий (РАС)). Анализ производится по: осциллограммам аварийных событий с помощью РАС различных фирм-производителей, информации, полученной по диспетчерским каналам, схемам оперативно-информационного комплекса (ОИК), картам уставок, руководствам по эксплуатации терминалов РЗА и др. Исследование проведено для линий электропередач 110 кВ Дагестанской энергосистемы ОЭС Юга, в которой 08.11.2016 в 15-48 произошли массовые отключения (около 156 МВт потребителей). Произведён подробный анализ этих отключений с помощью созданного приложения «Хронолог Аварийных Событий». Совместно со службой АСДУ ОДУ Юга разработано приложение «Хронолог Аварийных Событий» для упрощения анализа сложных аварийных отключений, которая даёт возможность создания схемы отключённого энергорайона и визуализацию динамики произошедшего аварийного события. Помимо ручного ввода данных в приложение, доработан полуавтоматический ввод данных непосредственно записывающий в память приложения необходимые замеры по времени из осциллограммы (формат comtrade) для последующей визуализации. Разработанное приложение может применяться диспетчерскими центрами (ДЦ) – службами релейной защиты и автоматики, осуществляющими анализ аварийных отключений, что упростит расследования и подготовку аварийных донесений в диспетчерских центрах (ДЦ), а также приложение может быть полезно для технического обучения диспетчеров.

Ключевые слова: хронолог аварийных событий, международный формат comtrade, регистратор аварийных событий (РАС).

CHRONOLOGY OF EVENTS COMPLEX EMERGENCY SHUTDOWN OF HVL 110-220 kV

A.I. Marutov

SC «System Operator of the Unified Energy System», «Unified Dispatch Control of Energy systems of the South»,
Pyatigorsk, Russian Federation

Abstract — in Integrated Power System (IPS) of the South from time to time happen difficult rolling blackouts of power lines and the equipment. To analyze such emergency events which lead to shutdown of a large quantity of overhead lines and the equipment rather difficult (also considering is not equipped with of energy facility accident event recorder (AER)). The analysis is made on: to oscillograms of the emergency event using AER various manufacturers, information obtained on dispatching channels, schemes of the quick and information complex (QIC), cards of settings, operation manuals on terminals of relay protection and automatics (RPA), etc. The research was conducted for power lines of 110 kV of the Dagestan power system of IPS of the South in which 08.11.2016 at 15-48 there were mass shutdowns (about 156 MWt of consumers). The detailed analysis of these shutdowns by means of the created Chronologist of Emergency Events application is made. Together with the service automated dispatching and technological control system Unified Dispatch Control of Energy systems of the South is developed «The Chronology of Emergency Events» application for simplification of the analysis of difficult emergency events which gives the chance of creation of the scheme of the disconnected power area and visualization of dynamics of the taken place emergency event is developed. Besides manual data input in the application, the semi-automatic data input which is directly writing down in memory of the application necessary measurements on time from the oscillogram (format comtrade) for the subsequent visualization is finished. The developed application can be applied by the dispatching centers (DC) – the services of relay protection and automation which are carrying out the analysis of emergency shutdowns that will simplify investigations and the preparation of emergency reports in the dispatching centers (DC) and also the application can be useful for technical training of dispatchers.

Key words — chronology of emergency events, international format comtrade, accident event recorder (AER).

I. ВВЕДЕНИЕ

В связи со сложностью рассматриваемого массового отключения ЛЭП в Дагестанской ЭС, о котором сказано в аннотации, и ограничением по объёму статьи, для лучшего понимания сути разрабатываемого приложения, рассмотрен упрощённый анализ отключения нескольких ЛЭП.

Основной задачей создания хронолога событий сложных аварийных отключений ВЛ 110-220 кВ (далее – «ХРОНОЛОГ АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ») был анализ данных событий при массовых отключениях ЛЭП. Такие отключения бывают в определённых районах энергосистемы ОЭС Юга – сложные веерные отключения линий электропередач, связанные с природными явлениями в горных районах, например, Дагестанской ЭС, Карачаево-Черкесской ЭС и др., с неправильными переключениями и многими другими факторами. При этом, анализировать такие события, которые приводят к отключению большого количества ЛЭП и оборудования достаточно сложно (ещё и учитывая неоснащённость энергообъектов регистраторами аварийных событий (РАС)). Анализ отключений производится по: осциллограммам аварийных событий с помощью РАС различных фирм-производителей, информации, полученной по диспетчерским каналам, схемам оперативно-информационного комплекса (ОИК), картам уставок, руководствам по эксплуатации и др.

II. СОЗДАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ «ХРОНОЛОГ АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ»

Поскольку внутренние форматы, в которых обрабатывают и анализируют аварийные осциллограммы программы от разных производителей сильно различаются между собой, был создан универсальный текстовый формат записи аварийной электротехнической информации COMTRADE [1], для того, чтобы любая программа отображения и анализа осциллограмм могла пользоваться данными, зарегистрированными на устройстве любого стороннего производителя и обработанными программой от какой-либо сторонней группы разработчиков и предоставлять программам других разработчиков пользоваться теми данными осциллограмм, которые она использует.

На первой стадии разработки приложения, из-за отсутствия осциллограмм аварийных событий с части энергообъектов 110-220 кВ, на которых произошли отключения, был создан вариант с ручным вводом данных в «ХРОНОЛОГ АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ» по каждой ЛЭП и оборудованию на основе данных, полученных по диспетчерским каналам, имеющимся осциллограммам с энергообъектов, картам уставок, схемам ОИК, руководствам по эксплуатации и др. *{время отключения выключателя от защит, уставки времени АПВ, успешность АПВ и комментарий работы устройств РЗА (сработавшие защиты с их оценками действия: правильное, неправильное срабатывание – излишнее, ложное или отказ срабатывания, допущенное срабатывание и работа АПВ (успешное, неуспешное))}*.

На второй стадии разработки приложения помимо ручного ввода данных в «ХРОНОЛОГ АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ», доработан полуавтоматический ввод данных непосредственно записывающий в память приложения необходимые замеры по времени из осциллограммы (формат comtrade) для последующей визуализации аварийного события – по ручным замерам времени автоматически записываются *время отключения выключателя от защит и время включения действием АПВ*.

В дальнейшем, будет рассмотрен переход на 3 вариант (в будущей перспективе наличия файлов-осциллограмм с каждого энергообъекта - согласно СТАНДАРТУ ОРГАНИЗАЦИИ. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА. АВТОНОМНЫЕ РЕГИСТРАТОРЫ АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ. Нормы и требования. СТО 59012820.29.020.006-2015 [2] п. 3.1: автономные РАС должны устанавливаться на объектах электроэнергетики высшим классом напряжения 110 кВ и выше, за исключением объектов электроэнергетики, не оборудованных выключателями на стороне 110-220 кВ, а также тупиковых и отпаечных подстанций. В настоящее время на многих объектах 110 кВ и некоторых 220 кВ РАС отсутствуют). Суть 3-го варианта: со всех энергообъектов имеются файлы-осциллограммы с регистраторов аварийных событий. При таком варианте загружать все файлы-осциллограмм в созданное приложение, которое будет создавать один файл с дискретами срабатывания защит и дискретами включённого/отключённого оборудования и далее интегрировать это в созданный графический редактор для пошаговой визуализации произошедшего аварийного события.

III. ПРИМЕР РАБОТЫ «ХРОНОЛОГА АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ»

При однофазном КЗ на землю на ВЛ 110 кВ А-Б линия отключилась действием устройств РЗА:

- на ПС 110 кВ А: 1 ступень ТЗНП (2500 А, 0,1 с) / время отключения выключателя В1: $0,1+0,04=0,14$ с / АПВ (ОН_л, КС 4 с) успешное.

- на ПС 110 кВ Б: 2 ступень ТЗНП (1600 А, 2,1 с) – **отказ**. СВ-110 не отключился.

КЗ было ликвидировано действием резервных защит смежной ЛЭП 110 кВ по условию дальнего резервирования, отключилась ВЛ 110 кВ Б-В:

- на ПС 110 кВ В: 3 ступень ТЗНП (1250 А, 2,5 с). АПВ неуспешное (ОН_л, КС 3,5 с, при включении от АПВ работала 3 ступень ТЗНП по цепям АУ (0,1 с)) / время отключения выключателя В2: $0,1+0,04=0,14$ с /

Одновременно с ВЛ 110 кВ А-Б отключилась ВЛ 110 кВ А-Г **излишним** действием ДФЗ на ПС 110 кВ А / время отключения выключателя В3: $0,06+0,08=0,14$ с / АПВ не было – **отказ**.

На рис. 1 показана динамика аварийного события в различные моменты времени с отображением состояния оборудования и оценкой работы РЗА.

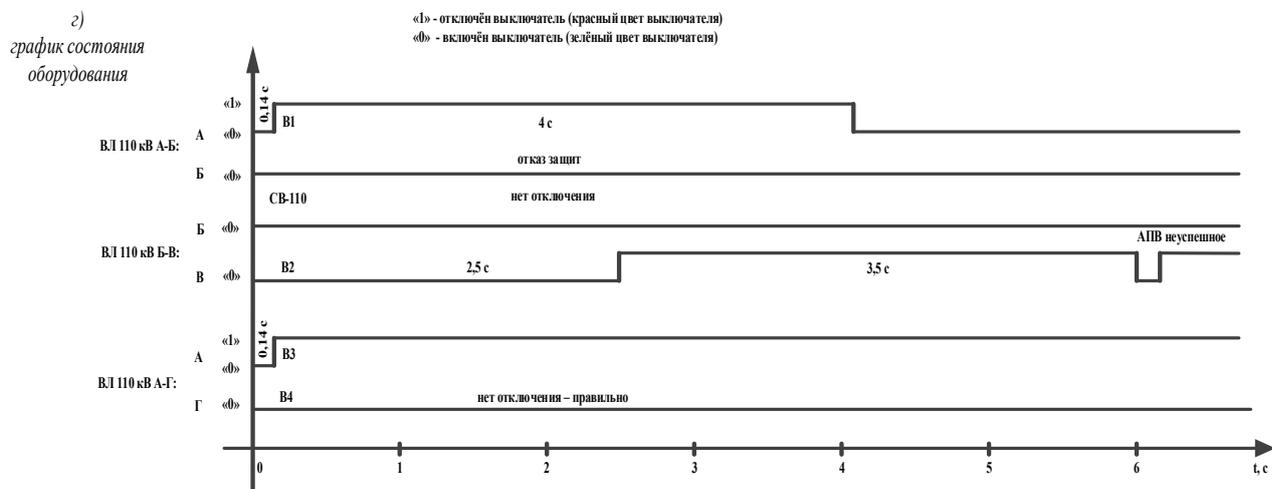
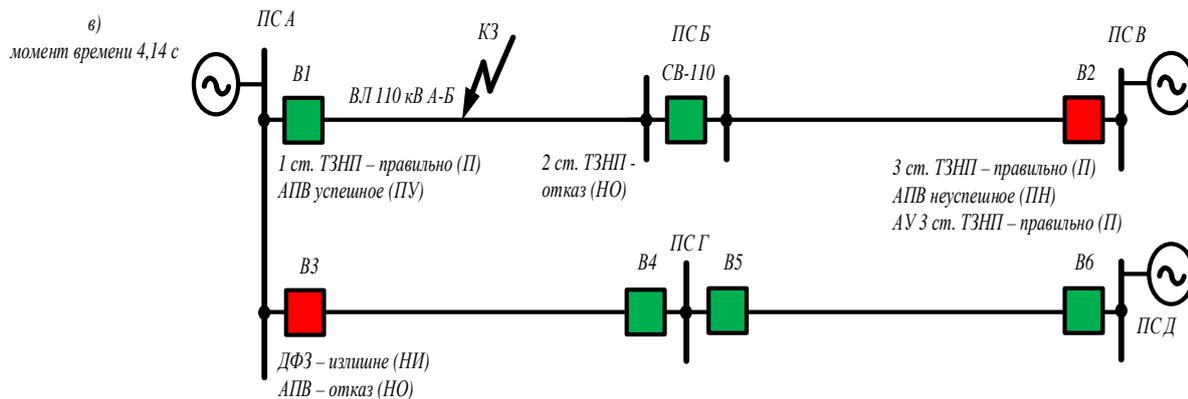
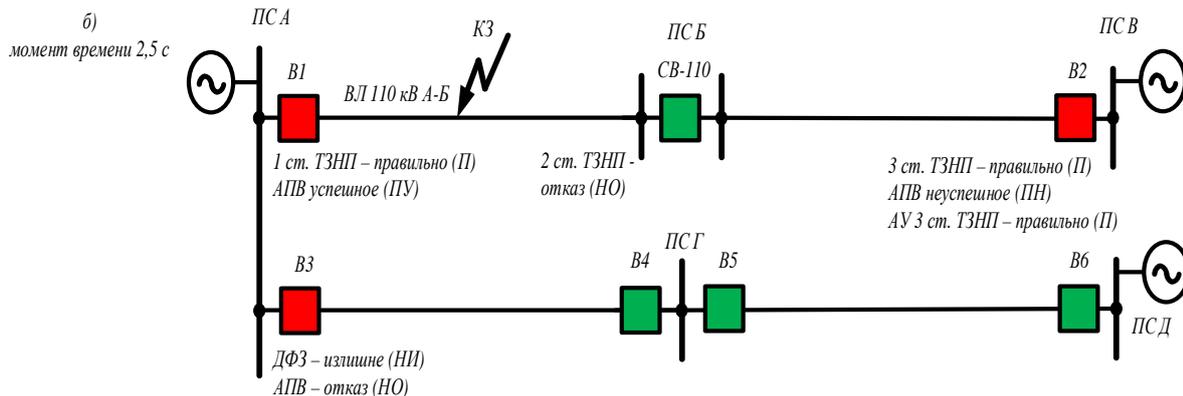
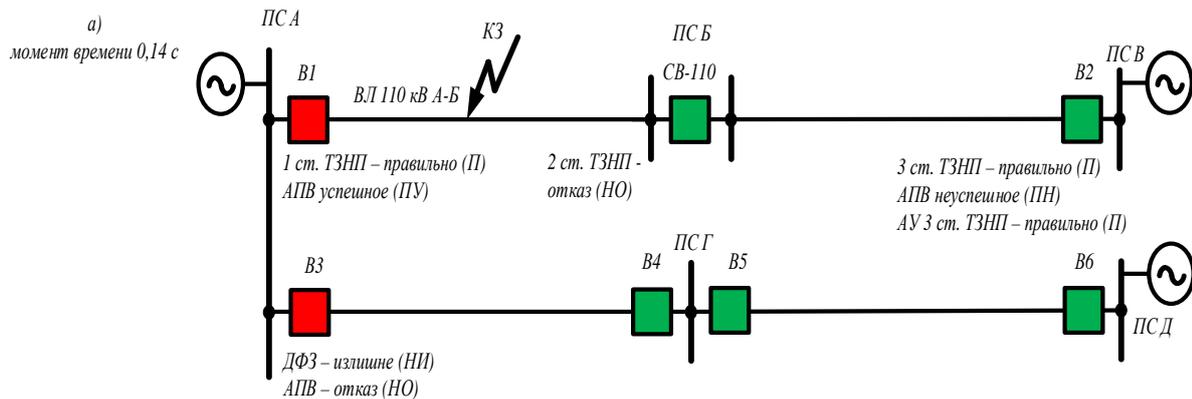
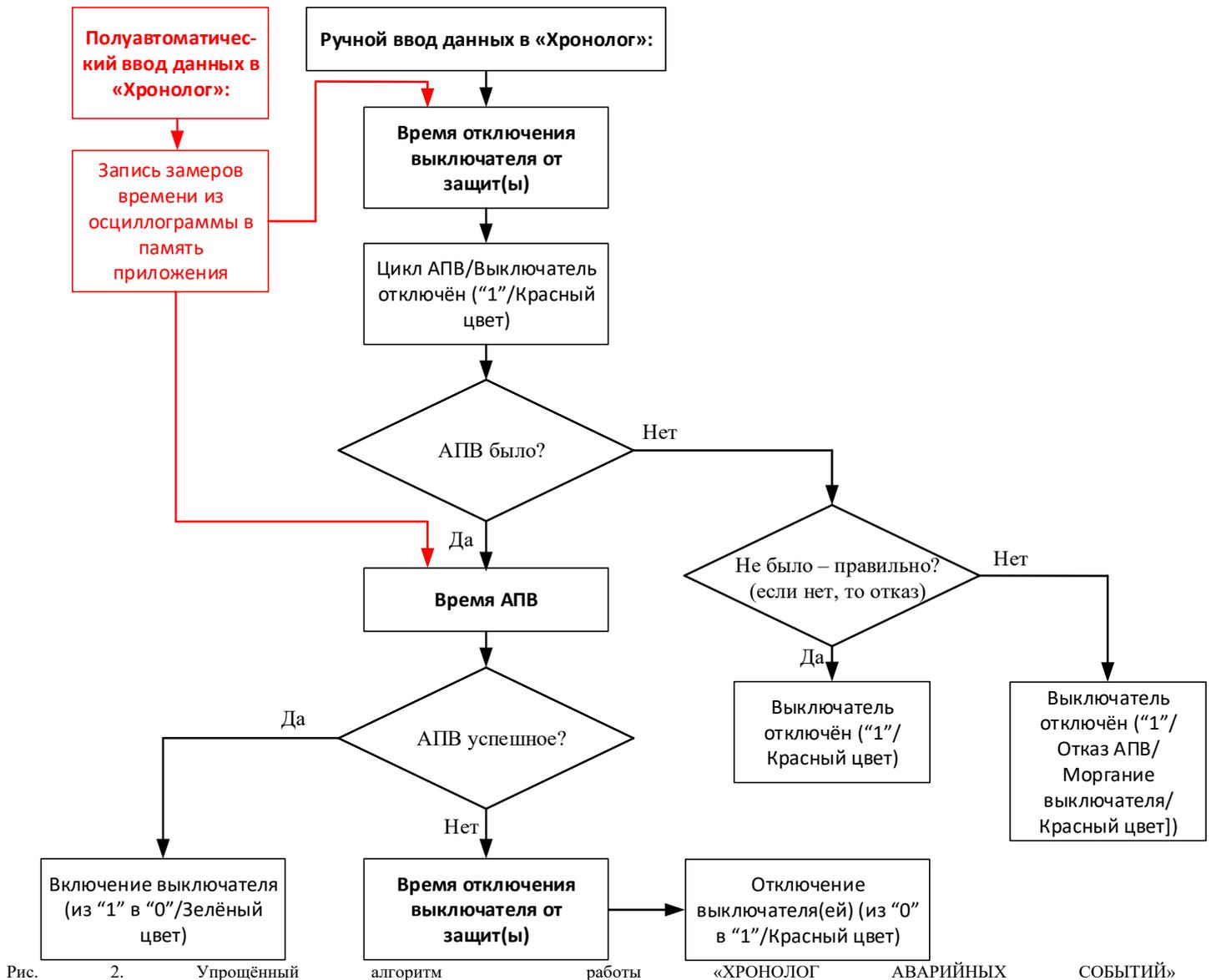


Рис. 1. Динамика аварийного события в различные моменты времени с отображением состояния оборудования и оценкой работы РЗА

IV. УПРОЩЁННЫЙ АЛГОРИТМ РАБОТЫ «ХРОНОЛОГА АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ»

На рис. 2 показан упрощённый алгоритм работы создаваемого приложения.



V. ПОЛУЧЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

1) возможность создания схемы отключённого энергорайона (упрощённая схема для анализа, которая чертится с помощью графического редактора приложения «ХРОНОЛОГ АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ»);

2) визуализация динамики произошедшего аварийного события на схеме с отображением включённого/отключённого положения выключателей и записью комментария работы устройств РЗА на каждом энергообъекте (сработавшие защиты с их оценками действия: правильное, неправильное срабатывание – излишнее, ложное или отказ срабатывания, допущенное срабатывание и работа автоматического повторного

включения АПВ (успешное, неуспешное)). Совместно со службой АСДУ ОДУ Юга данное приложение («Хронолог Аварийных Событий») разработано и готово к использованию. Также записано видео с подробным примером использования приложения при сложной аварийной ситуации в Дагестанской ЭС.

Список литературы

- [1] IEC 60255-24:2013 «Measuring relays and protection equipment – Part 24: Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems».
- [2] СТО 59012820.29.020.006-2015. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА. АВТОНОМНЫЕ РЕГИСТРАТОРЫ АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ. Нормы и требования.

Разработка моделей и исследование работы дифференциальных реле с насыщающимися трансформаторами

А.С. Корчанова¹, Д.С. Федосов¹, Т.Д. Яковлева¹
¹ФГБОУ ВО "Иркутский национальный исследовательский технический университет"
Иркутск, Россия
tatyana_stepuk@rambler.ru, korchanovaanastasia@gmail.com

Аннотация.

Состояние вопроса: В настоящее время перспективным направлением развития релейной защиты является применение цифровых реле, в том числе для выполнения дифференциальных защит. Однако при переходе на полупроводниковые и цифровые дифференциальные защиты остался нерешенным способ заградления защит по наличию апериодической составляющей в дифференциальном токе. Участвовавшие случаи неправильной работы дифференциальных защит требуют проведения исследований и сравнительного анализа поведения дифференциальных защит различных типов в переходных режимах. На данный момент отсутствуют модели дифференциальных реле серий РНТ-560 и ДЗТ-10, позволяющие проводить указанные исследования с применением современных программных комплексов.

Материалы и методы: Модели дифференциальных реле разработаны в программной среде MATLAB Simulink с применением элементов библиотеки Simscape. В качестве исходных данных для моделирования использованы паспортные данные реле и протоколы проверки характеристик реле.

Результаты: Разработаны модели дифференциальных реле с насыщающимися трансформаторами серий РНТ-560 и ДЗТ-10, а также модели дифференциальной защиты трансформатора с применением данных реле. Корректность работы моделей проверена при различных опытах, а именно:

- 1) проверка выравнивания магнитодвижущих сил под нагрузкой и при внешнем КЗ;
- 2) проверка работы реле при КЗ в зоне действия защиты;
- 3) проверка работы насыщающегося трансформатора и замедления при наличии апериодической составляющей в токе КЗ;
- 4) проверка работы короткозамкнутой обмотки реле РНТ;
- 5) снятие характеристики торможения реле ДЗТ.

Все опыты проводились на математической модели, а также на самих реле с использованием испытательного комплекса РЕТОМ-51.

Выводы: Проведённые опыты подтвердили корректность разработанных моделей реле с насыщающимися трансформаторами. Данные модели могут быть применены для исследования поведения дифференциальных защит в переходных режимах и для сравнительного анализа надёжности работы дифференциальных защит на различной элементной базе.

Ключевые слова - дифференциальная защита; дифференциальные реле; насыщающиеся трансформаторы; переходные режимы.

Development of models and study of the operation of the differential relays with saturable transformers

A.S. Korchanova¹, D.S. Fedosov¹, T.D. Yakovleva¹
¹Irkutsk National Research Technical University
Irkutsk, Russian Federation
tatyana_stepuk@rambler.ru, korchanovaanastasia@gmail.com

Abstract

Background: Currently, the use of digital relays is a promising direction for the development of relay protection, including the differential protection. However, the method of protection desensitization by using the aperiodic component in the differential current remained unfulfilled during the implementation of semiconductor and digital differential protection. The repeated cases of improper operation of differential protection require the research and comparative analysis of behavior of the different types of differential protection in transition states. Now, there are no models of differential relays of RNT-560 and DZT-10 series, allowing carrying out these studies with the use of modern software complexes.

Materials and methods: Differential relay is designed with MATLAB Simulink software using Simscape library items. The source data for modeling are taken from relay's passport data and the protocols of checking of the relay characteristics.

Results: The models of differential relays of RNT-560 and DZT-10 series with saturable transformers, as well as the models of the transformer differential protection with these relays are developed. The correctness of the models has been verified in various experiments, namely:

- 1) checking the alignment of magnetomotive forces under load and external short-circuit;

- 2) checking the operation of the relay at short-circuit in the protection zone;
- 3) verification of the saturable transformer and deceleration in the presence of an aperiodic component in the short-circuit current;
- 4) checking the operation of the short-circuited winding of RNT relay;
- 5) checking the restraint characteristics of DZTrelay.

All experiments were carried out on a mathematical model and by using the relays and the RETOM-51 test complex.

Conclusions: The experiments confirmed the correctness of the developed relay models with saturable transformers. These models can be used to study the behavior of differential protections in transient states and for the comparative analysis of the reliability of differential protection with different hardware components.

Keyword - differential protection; differential relays; saturable transformers; transition states.

I. ВВЕДЕНИЕ

С широким внедрением цифровых терминалов релейной защиты (РЗ) и выполнением на их основе дифференциальных защит (ДЗ) участились случаи неправильной работы ДЗ [1, 2]. Считается, что переход на цифровую элементную базу не привёл к появлению новых принципов защит, однако при выполнении цифровых ДЗ остался нереализованным способ загробления защит по наличию аperiodической составляющей (АС) в токе, применявшийся ранее в электромеханических реле [3]. Такое изменение принципа работы требует проведения исследований работы ДЗ различных типов в переходных режимах. Данная работа ставит своей целью создание моделей дифференциальных реле серий РНТ-560 и ДЗТ-10 для исследования поведения ДЗ в переходных режимах и последующего сравнительного анализа надёжности работы ДЗ на различной элементной базе.

II. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Моделирование проводится на примере дифференциальных реле типов ДЗТ-11 и РНТ-565. Модели учитывают конфигурации магнитопровода и схемы расположения обмоток, приведённые на рис. 1 [4].

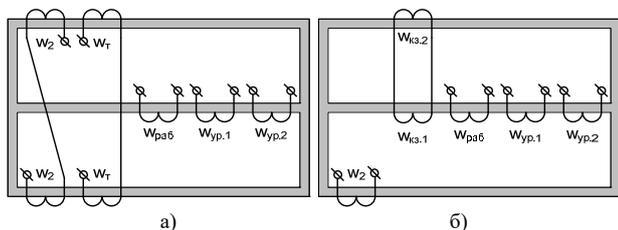


Рис. 1. Схемы расположения обмоток реле: а) ДЗТ-11; б) РНТ-565

Для корректного моделирования реле помимо схем на рис. 1 были учтены следующие данные:

- количество витков рабочей ($w_{paб}$), уравнильных ($w_{up.1}$, $w_{up.2}$), тормозной (w_m) и вторичной (w_2) обмоток. Для реле РНТ дополнительно задавалось число витков короткозамкнутой ($w_{кз.1}$, $w_{кз.2}$) обмотки, для реле ДЗТ – обмотки торможения (w_m). Сопротивления обмоток пересчитываются в модели в зависимости от выставленного числа витков;

- омические сопротивления указанных обмоток, сопротивления в цепи короткозамкнутой обмотки $R_{кз}$, а также шунта R_u и реле тока КА – исполнительного органа (ИО) $R_{ио}$, подключенных параллельно ко вторичной обмотке (w_2). Сопротивления измерены методом амперметра-вольтметра;
- индуктивности рассеяния указанных обмоток. Индуктивности рассчитаны по формуле [5]:

$$L = \mu_0 \mu \frac{w^2 S}{l}, \quad (1)$$

где $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м – магнитная постоянная; $\mu = 1$ – магнитная проницаемость воздуха; w – число витков обмотки; S – площадь поперечного сечения обмотки; l – длина обмотки;

- геометрические размеры магнитопровода насыщающегося трансформатора (НТТ) реле. Сняты непосредственно на реле, длины стержней 0,065 м, ярем – 0,1 м. Площади поперечного сечения ярем и крайних стержней составляют $1,25 \cdot 10^{-4}$ м², среднего стержня – $2,5 \cdot 10^{-4}$ м²;
- марка стали и её характеристика намагничивания. В качестве материала магнитопровода НТТ используется тонколистовая нелегированная электротехническая сталь, характеристика намагничивания которой приведена в [5].

Все параметры за исключением характеристик короткозамкнутой и тормозной обмоток подходят для моделирования как реле ДЗТ-11, так и реле РНТ-565.

III. РАЗРАБОТАННЫЕ МОДЕЛИ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ РЕЛЕ

В качестве среды для моделирования выбран программный комплекс MATLAB Simulink [2, 6]. Для корректного учёта конструкции НТТ и нелинейности его характеристики намагничивания требуется моделировать не только электрические, но и магнитные цепи реле. Стандартные элементы библиотеки Simulink SimPowerSystems непригодны для разработки модели реле с нетиповой конфигурацией НТТ, поэтому использованы элементы библиотеки Simscape, которые позволяют моделировать электрические и магнитные цепи любой конфигурации. С использованием элементов библиотеки

Simscape разработаны модели реле РНТ-565 (рис. 2) и ДЗТ-11 (рис. 3) [7].

В моделях учитывается нелинейность характеристики НТТ. Нелинейность задана в моделях на рис. 2, 3 при помощи нелинейных магнитных сопротивлений (1), схема одного из которых представлена на рис. 4.

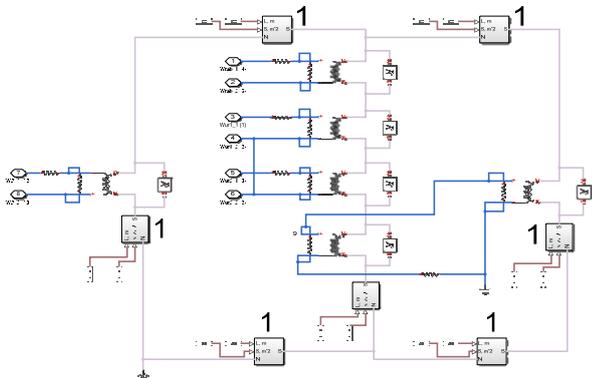


Рис. 2. Модель реле РНТ-565

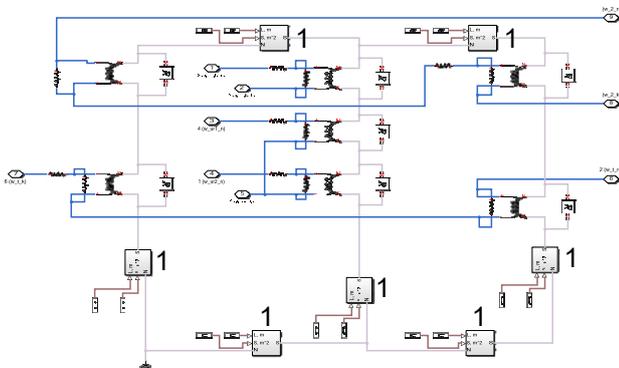


Рис. 3. Модель реле ДЗТ-11

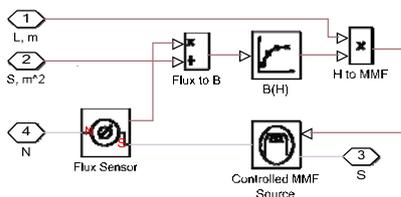


Рис. 4. Модель нелинейного магнитного сопротивления

На рис. 4 измеритель магнитного потока Flux Sensor преобразует величину магнитного потока Φ в магнитную индукцию B по известному сечению магнитопровода S_c ($B = \Phi / S_c$). После этого при помощи таблицы данных Lookup Table $B(H)$ производится пересчёт величины индукции B в напряжённость магнитного поля H в соответствии с характеристикой $B = f(H)$. Затем по известной длине силовой линии магнитного поля l_c на рассматриваемом участке магнитной цепи выполняется расчёт магнитодвижущей силы (МДС) $F = H l_c$. Рассчитанная МДС подаётся на управляемый источник МДС Controlled MMF Source, включенный встречно положительному направлению магнитного потока.

Проверена МДС срабатывания реле, при которой ток в ИО должен составлять 0,16-0,17 А [4]. Результаты проверки показали:

- при $w_{раб} = 20$ ток срабатывания реле составил 5 А (МДС $F_{с.р.} = 100 \text{ А} \cdot \text{в}$, ток в ИО 0,16 А);
- при $w_{раб} = 32$ ток срабатывания реле составил 3,125 А (МДС $F_{с.р.} = 100 \text{ А} \cdot \text{в}$, ток в ИО 0,16 А).

IV. ПРОВЕРКА ПРАВИЛЬНОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ

A. Проверка выравнивания магнитодвижущей силы в режиме нагрузки и при внешнем КЗ

Для проверки выравнивания МДС в уравнивательные обмотки одновременно подаются противоположные по фазе токи, равные отношению МДС соответствующей обмотки $F_{обм}$ к её числу витков $w_{обм}$. Таким образом, обе обмотки создают равные по величине, но противоположные по знаку МДС. В таблице I представлены результаты моделирования нагрузочного режима и режима внешнего КЗ.

Таблица I. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕРКИ ВЫРАВНИВАНИЯ МАГНИТОДВИЖУЩЕЙ СИЛЫ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМАХ

Обмотка	Число витков	Режимы					
		Нагрузочный режим			Внешнее КЗ		
		$I_{обм}$ А	$F_{обм}$ А·в	Ток в ИО, МА	$I_{обм}$ А	$F_{обм}$ А·в	Ток в ИО, МА
$w_{уп.1}$	12	5,3	64	< 0,1	32,1	385	< 0,1
$w_{уп.2}$	31	-2,1	-64	< 0,1	-12,4	-385	< 0,1

Из таблицы I видно, что ток в ИО близок к нулю, что подтверждает правильность моделирования. Аналогичные результаты получаются, если ток одного из плеч подавать не в уравнивательную, а в рабочую обмотку.

B. Проверка работы реле при КЗ в зоне действия защиты

Для проверки работы реле при КЗ в зоне действия в уравнивательные обмотки подаются токи, соответствующие режиму внутреннего КЗ. В таблице II представлены параметры, заданные в модели, и результаты моделирования.

Таблица II. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕРКИ РАБОТЫ РЕЛЕ ПРИ КЗ В ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ ЗАЩИТЫ

Обмотка	Параметры				
	Число витков	Ток КЗ, А	$F_{обм}$ А·в	$F_{рез}$ А·в	Ток в ИО, А
$w_{уп.1}$	12	32,1	385,2	769,6	0,251
$w_{уп.2}$	31	12,4	384,4		

В результате моделирования получен ток в ИО реле, равный 0,251 А, что больше тока срабатывания ИО (0,16-0,17 А) и достаточно для надёжного срабатывания реле с НТТ.

C. Проверка работы насыщающегося трансформатора и замедления при наличии апериодической составляющей в токе КЗ

При помощи РЕТОМ-51 сгенерирован сигнал тока с апериодической составляющей, который подавался на рабочую обмотку реле РНТ. На рис. 5 представлено

сравнение осциллограмм, полученных при моделировании в MATLAB и зафиксированных осциллографом Fluke 199C в ИО реле. Видно удовлетворительное соответствие результатов расчётного и натурального экспериментов. Наличие апериодической составляющей в подаваемом токе приводит к насыщению НТТ и к замедлению действия реле на время её существования.

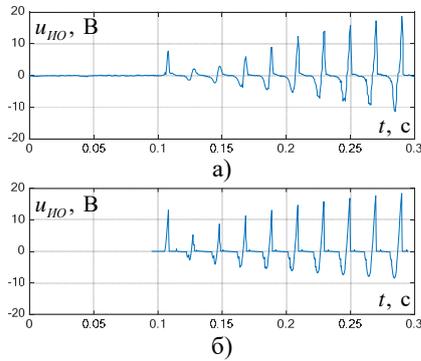


Рис. 5. Осциллограммы напряжения на исполнительном органе реле РНТ-565, полученные в результате натурального (а) и расчётного (б) экспериментов при наличии в токе апериодической составляющей

Д. Проверка работы короткозамкнутой обмотки реле РНТ

Снята характеристика загробления реле РНТ-565 при подаче синусоидального тока частотой 50 Гц и апериодической составляющей I_a (постоянного тока) в рабочие обмотки [7]. На рис. 6 приведены характеристики загробления реле, полученные в ходе измерений и при помощи разработанной модели. Характеристики представляют собой зависимости отношения тока срабатывания реле при наличии постоянной составляющей $I_{c.p.n}$ к току срабатывания при синусоидальном токе $I_{c.p.sin}$ от кратности апериодического тока $I_a / I_{c.p.n}$. Кривые 1 и 2 при $R_{КЗ} = 0$ практически совпадают, так же как и кривые 3 и 4 при $R_{КЗ} = 10$ Ом, это подтверждает правильность моделирования.

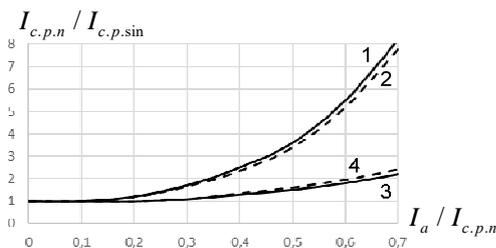


Рис. 6. Характеристики загробления реле РНТ-565, полученные экспериментально (сплошные) и снятые с помощью разработанной модели (пунктирные) при $R_{КЗ} = 0$ (1 и 2) и $R_{КЗ} = 10$ Ом (3 и 4)

Е. Снятие характеристики торможения реле ДЗТ

Снятие характеристики торможения выполнено в соответствии с методикой наладки реле. В обмотку торможения подавался ток фиксированной величины, после чего увеличивался ток в рабочей обмотке до тех пор, пока не произойдёт срабатывание реле [7]. На рис. 7 представлены характеристики торможения реле ДЗТ-11 в виде зависимости МДС срабатывания $F_{c.p.}$ от МДС торможения F_m , полученные в ходе натурального

эксперимента и при помощи предлагаемой модели. Отличие расчётной и экспериментальной характеристик незначительное.

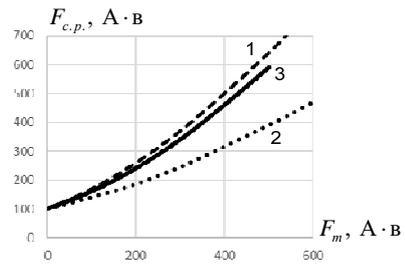


Рис. 7. Характеристики торможения реле ДЗТ-11, полученные экспериментально при угле между токами в рабочей и тормозной обмотке 0° (1) и 90° (2) и снятые с помощью разработанной модели при угле между токами в рабочей и тормозной обмотке 0° (3)

В. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, в работе предложены модели реле РНТ-565 и реле ДЗТ-11. Корректность моделей подтверждена снятием характеристик реле (МДС срабатывания, токи небаланса, характеристики загробления и торможения), которые совпадают с паспортными и эксплуатационными параметрами. Модели позволяют исследовать работу ДЗ при любой форме вторичного тока, в том числе при несинусоидальной, например, при насыщении трансформатора тока. Разработанные модели могут быть применены для исследования поведения ДЗ в переходных режимах и для сравнительного анализа надёжности работы ДЗ на различной элементной базе.

Список литературы

- [1] Кузнецов С. Л., Дегтярев А. А., Воробьев В. С., Москаленко В. В. Определение времени до насыщения трансформаторов тока в переходных режимах коротких замыканий // Электрические станции. – 2017. – № 1. – С. 42-47.
- [2] Румянцев Ю. В. Комплексная модель для исследования функционирования цифровой дифференциальной защиты силового трансформатора // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. – 2016. – Т. 59, № 3. – С. 203-224.
- [3] Глазырин В. Е., Осинцев А. А. Исследование функционирования дифференциальной защиты генератора на базе реле ДЗТ-11/5 // Сборник научных трудов Новосибирского государственного технического университета. – 2010. – № 4 (62). – С. 149-154.
- [4] Справочник по наладке вторичных цепей электростанций и подстанций / Гильчер О. А., Гомберг А. Е., Колесников Л. Ф. и др.; Под ред. Э. С. Мусаэляна. – М.: Энергия, 1979. – 368 с.
- [5] Электротехнический справочник: в 4 т. Т. 1. Общие вопросы. Электротехнические материалы / Под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. – 9-е изд., стер. – М.: Изд-во МЭИ, 2003. – 440 с.
- [6] Висяшев А. Н., Федосов Д. С., Тимонин Р. Е., Миролевич А. О. Моделирование дифференциальной защиты в системе MATLAB // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: материалы Всерос. науч.-практ. конф. с междунар. участием (Иркутск, 21-25 апреля 2015 г.): в 2 т. / Под общ. ред. В. В. Федчишина. – Иркутск: Изд-во ИРНТУ, 2015. – Т. 2. – С. 8-12.
- [7] Реле защиты / В. С. Алексеев, Г. П. Варганов, Б. И. Панфилов, Р. З. Розенблом. – М.: «Энергия», 1976. – 464 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЛЬТРА НИЗКИХ ЧАСТОТ БАТТЕРВОРТА 3-ЕГО ПОРЯДКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА НАПРАВЛЕННЫХ ГРАФОВ

М.В. Андреев¹, Д.В. Антонов¹

¹ФГАОУ ВО "Национальный исследовательский политехнический университет", Томск, Россия

E-mail: dva14@tpu.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Одним из важных вопросов при исследовании цифровых релейных защит (ЦРЗ) является моделирование фильтров низких частот (ФНЧ), входящих в состав измерительной части ЦРЗ. Очевидно, что от характеристик ФНЧ зависит качество фильтрации и, косвенно, правильность работы ЦРЗ. При этом ряде случаев при моделировании защиты ФНЧ учитываются упрощенно в виде блоков осуществляющих математическую фильтрацию. Возникает вопрос – насколько это обоснованно? Для ответа на данный вопрос изучено влияние ФНЧ на входной сигнал, проведено исследование его характеристик на примере фильтра низких частот Баттерворта (данный ФНЧ часто используется при построении модели ЦРЗ).

Материалы и методы: При проведении исследования фильтра низких частот Баттерворта 3-его порядка использован метод направленных графов. В качестве средства для расчетов параметров и анализа характеристик фильтра были использованы программы MathCAD и MatLab.

Результаты: С использованием метода направленных графов создана математическая модель фильтра низких частот Баттерворта 3-его порядка. Проведено исследование характеристик соответствующего фильтра, определены параметры для разных частот среза. Изучено влияние параметров схемы ФНЧ на амплитудно- и фазо- частотные характеристики. Исследовано поведение ФНЧ при использовании входного сигнала разного гармонического состава и с разной постоянной времени затухания аperiodической составляющей.

Выводы: Разработанная модель может быть использована для исследования и проектирования фильтров низких частот, работающих на определенных частотах полосы пропускания и частотах полосы подавления. Результаты исследования позволили оценить влияние конкретных элементов ФНЧ на его работу, а также на его характеристики. На основе полученных результатов сделан вывод о том, что ФНЧ нужно воспроизводить подробно при моделировании цифровой релейной защиты.

Ключевые слова: фильтр низких частот; метод направленных графов; частота среза; рабочие диапазоны сигналов; амплитудно-частотная характеристика; фазочастотная характеристика.

STUDY OF THE THIRD ORDER BUTTERWORT LOW-PASS FILTER USING THE GRAPH THEORY

M.V. Andreev¹, D.V. Antonov¹

¹Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

E-mail: dva14@tpu.ru

Abstract

Background: One of the actual issues in the study of digital relay protection (DRP) is the modeling of low-pass filters (LPF), which are part of DRP measuring. The quality of the filter depends on LPF characteristics and, indirectly, the correctness of DRP operation. In the series of cases, when protection is modeled, LPF are simplified in the form of blocks performing mathematical filtering (operations). The question about its justification is arisen. To answer this question, the effect of the low-pass filters on the input signal is studied, and its characteristics based on the Butterworth low-pass filter (this LPF is often used in the construction of the DRP model) are described.

Materials and Methods: Studying the third order Butterworth low-pass filters, the directed graph theory is used. The MathCAD and Matlab programs are used for calculating parameters and analyzing filter characteristics.

Results: Using the method of directed graphs, a mathematical model of the Butterworth low-pass filter is presented. The characteristics of the corresponding filter are investigated, parameters are determined for different cutoff frequencies. The effect of the parameters of the low-pass filter circuit on the amplitude- and phase-frequency characteristics is studied. The behavior of the low-pass filter based on the usage of an input signal of different harmonic compositions and with different decay time constant of the aperiodic component is investigated.

Conclusion: The developed model can be used for researching and designing low-pass filters operating at certain frequencies of the passband and frequencies of the suppression band. The study results allow us to evaluate the influence of specific elements of the LPF on its operation, as well as its characteristics. Based on these results it is concluded that the LPF should be reproduced in details for modeling digital relay protection.

Key-words: low-pass filter; graph theory; cutoff frequency; operating signal ranges; amplitude-frequency response; phase-frequency response.

I. ВВЕДЕНИЕ

Устройства релейной защиты играют значительную роль в обеспечении управляемости и надежности работы энергосистем. До недавнего времени основную долю находящейся в эксплуатации аппаратуры релейной защиты составляли отечественные электромеханические и микроэлектронные устройства [1]. Технические средства релейной защиты морально и физически стареют. Данные обстоятельства свидетельствуют о том, что в этой области необходима полная, либо частичная модернизация средств релейной защиты, основанная на использовании микропроцессорных систем и применении аппаратных и программных комплексов.

Современная тенденция развития систем релейных защит основана на переходе к цифровым релейным защитам (ЦРЗ). Актуальным вопросом в области ЦРЗ является улучшение и развитие компонентов защиты. В состав измерительной части ЦРЗ входят фильтры низких частот (ФНЧ), от характеристик которых зависит качество фильтрации и правильность работы ЦРЗ. ФНЧ — электронный или любой другой фильтр, эффективно пропускающий частотный спектр сигнала ниже некоторой частоты (частоты среза) и подавляющий частоты сигнала выше этой частоты. Степень подавления каждой частоты зависит от вида фильтра [2].

Один из типов фильтров низких частот является фильтр Баттерворта. Отличие фильтра Баттерворта от других типов — его амплитудно-частотная характеристика должна быть максимально гладкой на частотах полосы пропускания. При исследовании различных фильтров низких частот используют разные методы. Одним из таких методов является метод направленных графов. Преимущество метода направленных графов состоит в универсальности.

Целью данной работы является исследование фильтра низких частот Баттерворта 3-го порядка с использованием метода направленных графов.

II. АНАЛИЗ УСТРОЙСТВА ФИЛЬТРА НИЗКИХ ЧАСТОТ БАТТЕРВОРТА 3-ЕГО ПОРЯДКА МЕТОДОМ НАПРАВЛЕННЫХ ГРАФОВ

В данной работе рассмотрен метод направленных графов при исследовании фильтра низких частот Баттерворта 3-го порядка. Направленный граф (орграф) — это граф, ребрам которого присвоено направление [2].

Рассмотрим построение направленного графа для схемы фильтра Баттерворта 3-го порядка.

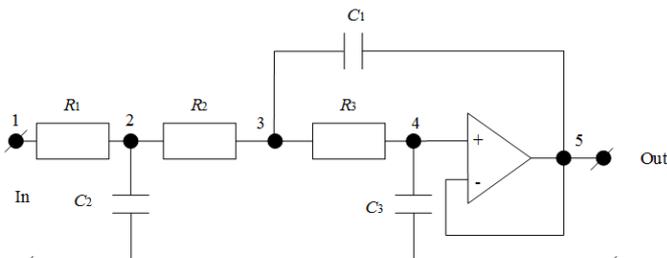


Рис. 1. Схема фильтра Баттерворта 3-го порядка

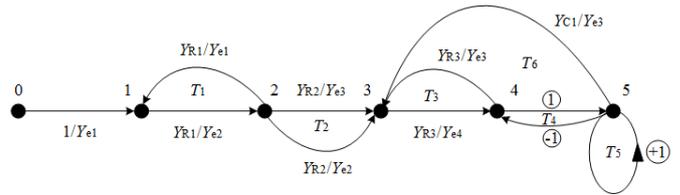


Рис. 2. Направленный граф для схемы фильтра Баттерворта 3-го порядка

Ниже приведено описание всех обозначений на рисунках 1 и 2:

R_1, R_2, R_3 — активные сопротивления соответствующих ветвей; C_1, C_2, C_3 — емкости соответствующих ветвей.

Определяем эквивалентные проводимости i -х узлов.

$$Y_{e1} = Y_{R1}; \quad (1)$$

$$Y_{e2}(f) = Y_{R1} + Y_{R2} + Y_{C2}(f); \quad (2)$$

$$Y_{e3}(f) = Y_{R2} + Y_{R3} + Y_{C1}(f); \quad (3)$$

$$Y_{e4}(f) = Y_{R3} + Y_{C3}(f) + 1. \quad (4)$$

Где $Y_{R1} = 1/R_1$; $Y_{R2} = 1/R_2$; $Y_{R3} = 1/R_3$; $Y_{C1}(f) = j \cdot \omega(f) \cdot C_1$; $Y_{C2}(f) = j \cdot \omega(f) \cdot C_2$; $Y_{C3}(f) = j \cdot \omega(f) \cdot C_3$; $\omega(f) = 2 \cdot \pi \cdot f$.

Произведение передач ветвей прямого пути:

$$P_k(f) = \frac{Y_{R1}}{Y_{e2}(f)} \cdot \frac{Y_{R2}}{Y_{e3}(f)} \cdot \frac{Y_{R3}}{Y_{e4}(f)} \cdot \frac{1}{Y_{e1}} \cdot 1. \quad (5)$$

Передачи контуров графов:

$$T_1(f) = \frac{Y_{R1}}{Y_{e1}} \cdot \frac{Y_{R1}}{Y_{e2}(f)}; \quad (6)$$

$$T_2(f) = \frac{Y_{R2}}{Y_{e3}(f)} \cdot \frac{Y_{R2}}{Y_{e2}(f)}; \quad (7)$$

$$T_3(f) = \frac{Y_{R3}}{Y_{e3}(f)} \cdot \frac{Y_{R3}}{Y_{e4}(f)}; \quad (8)$$

$$T_4 = -1; \quad T_5 = 1; \quad (9)$$

$$T_6(f) = \frac{Y_{C1}(f)}{Y_{e3}(f)} \cdot \frac{Y_{R3}}{Y_{e4}(f)}. \quad (10)$$

Формула Мезона:

$$W_{ij}(f) = \frac{P_k(f)}{\Delta}, \quad (11)$$

Где $\Delta = 1 - (T_1(f) + T_2(f) + T_3(f) + T_4 + T_5 + T_6(f)) + (T_1(f) \cdot T_3(f) + T_1(f) \cdot T_4 + T_1(f) \cdot T_5 + T_1(f) \cdot T_6(f) + T_2(f) \cdot T_4 + T_2(f) \cdot T_5 + T_3(f) \cdot T_5) - T_1(f) \cdot T_3(f) \cdot T_5$.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЯ

A. Исследование влияния параметров схемы ФНЧ Баттерворта 3-го порядка на работу фильтра

С помощью программного комплекса MathCAD были получены амплитудно-частотные характеристики (АЧХ) при различных частотах среза. На рисунке 3 представлены АЧХ при варьировании одного из параметров фильтра Баттерворта 3-го порядка, а именно сопротивление резистора R_3 . Остальные параметры оставались неизменными и принимались равными [3]:

$R_1=39000 \text{ Ом}; R_2=39000 \text{ Ом}; R_3=0-300000 \text{ Ом};$
 $C_1= 7880.21 \text{ пФ}; C_2= 7880.21 \text{ пФ}; C_3= 86062.02 \text{ пФ}.$

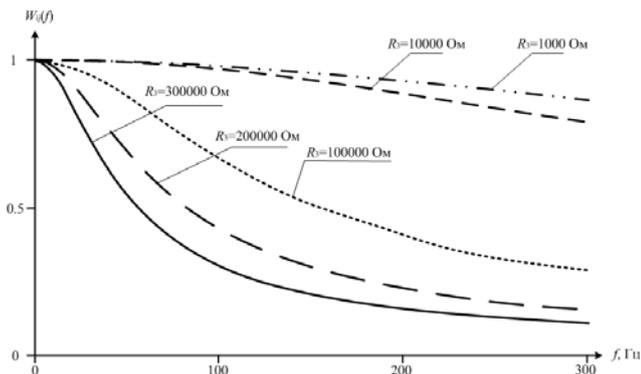


Рис. 3. АЧХ при варьировании сопротивления резистора R_3 в схеме фильтра низких частот Баттерворта 3-го порядка

На рисунке 4 показана зависимость частоты среза от сопротивления резистора R_3 . Установлено, что с увеличением сопротивления резистора R_3 происходит нелинейно уменьшение величины частоты среза f .

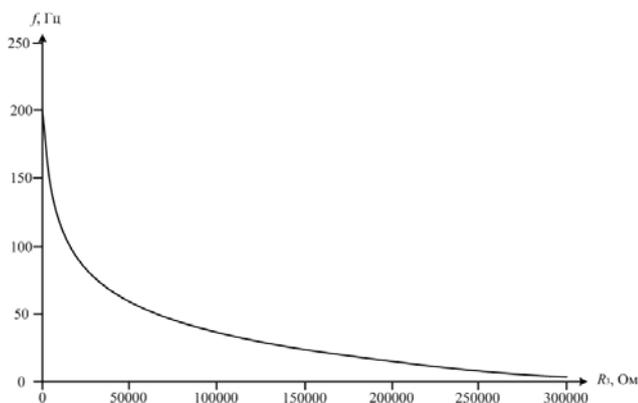


Рис. 4. Зависимость частоты среза от сопротивления резистора R_3

Кроме того, в ходе исследований показано, что на частоту среза оказывает влияние сопротивление резистора R_2 и значение емкостей всех ветвей схемы (C_1, C_2, C_3). Характер изменения частоты среза в данных случаях нелинейный. Выявлено, что, варьируя определённым образом параметры схемы ФНЧ Баттерворта, можно получить необходимое значение частоты среза. Для дальнейших исследований примем частоту среза 250 Гц. Параметры схемы в таком случае: $R_1=39000 \text{ Ом}; R_2=3900 \text{ Ом}; R_3=10000 \text{ Ом}; C_1= 7880.21 \text{ пФ}; C_2= 7880.21 \text{ пФ}; C_3= 86062.02 \text{ пФ}$. Данное поведение соответствует реальному поведению фильтра.

В. Исследование нагрузки фильтра низких частот на его характеристики

На выходе любого фильтра существует какая-либо нагрузка. Ее величина и характер влияет на выходной сигнал. Так если характер нагрузки носит активный характер, то с увеличением величины нагрузки уменьшается амплитуда выходного сигнала. Если к данной активной нагрузке добавляется нагрузка индуктивного или емкостного характера, то происходит сдвиг по фазе исследуемого сигнала. Установленные явления свидетельствуют о необходимости учета нагрузки фильтра при исследовании ЦРЗ.

С. Исследование влияние состава и характера входного сигнала на выходной сигнал в схеме ФНЧ Баттерворта 3-го порядка

С помощью программного комплекса MATLAB Simulink построена схема ФНЧ Баттерворта 3-го порядка (рис. 5).

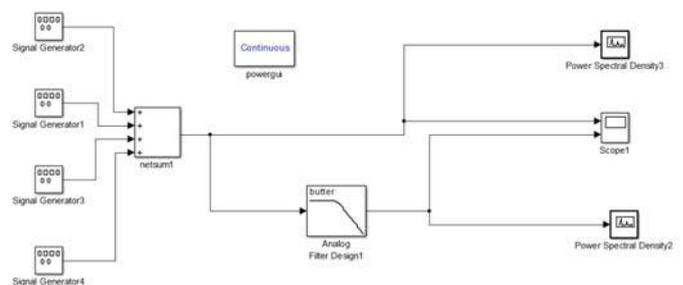
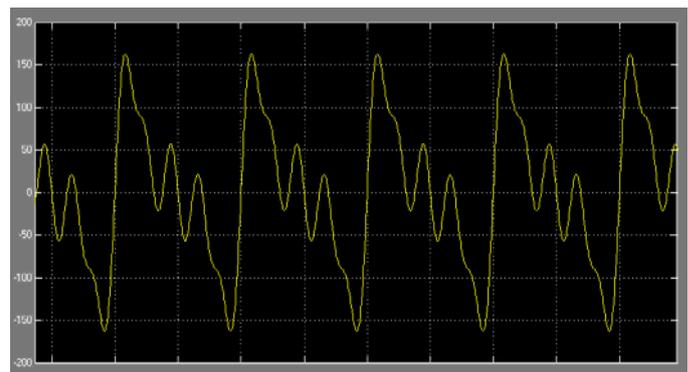
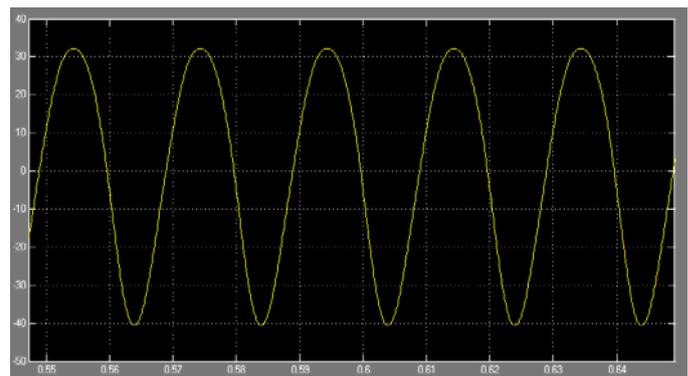


Рис. 5. Схема фильтра Баттерворта в программном комплексе MATLAB

В качестве сигнала на входе фильтра Баттерворта используется гармонический сигнал со следующим составом высших гармоник (1: 2 гармоника – 30%, 3 гармоника – 20 %, 5 гармоника – 15 %; 2: 2 гармоника – 10%, 3 гармоника – 5 %, 5 гармоника – 2 %). На рисунке 6 представлена осциллограмма результирующего сигнала на выходе ФНЧ для первого гармонического состава.



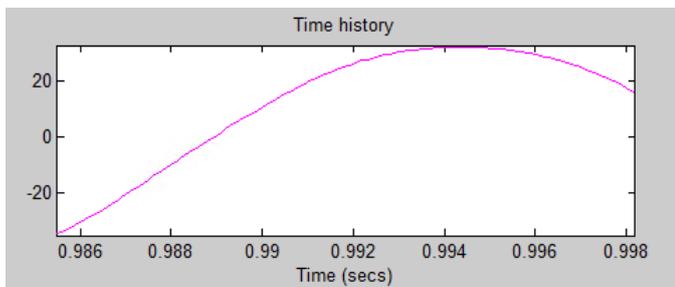
а



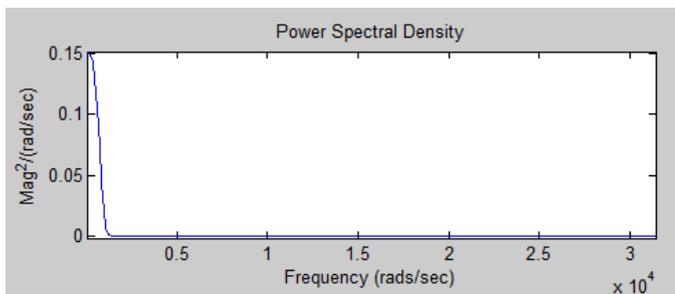
б

Рис. 6. Результирующий сигнал в MATLAB (2 гармоника – 30%, 3 гармоника – 20 %, 5 гармоника – 15 %): а – без ФНЧ Баттерворта 3-го порядка; б – с использованием ФНЧ Баттерворта 3-го порядка

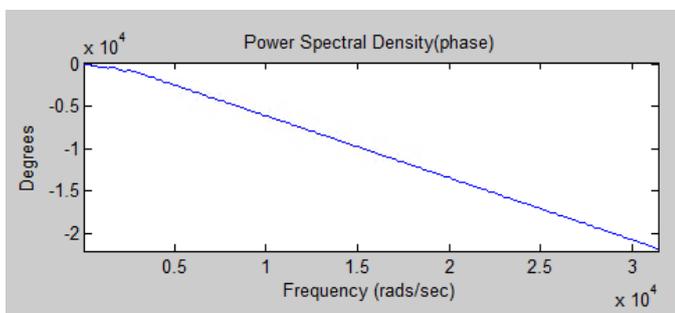
Для полученного гармонического сигнала на рисунке 7 приведены следующие характеристики: исследуемый сигнал (**Time history**); амплитудный спектр (**Power Spectral Density**); фазовый спектр (**Power Spectral Density (phase)**).



a



б



в

Рис. 7. Характеристики ФНЧ Баттерворта 3-го порядка: а – исследуемый сигнал; б – амплитудный спектр; в – фазовый спектр

В зависимости от характера гармонического сигнала результирующий сигнал будет различен. Для демонстрации данного факта на рисунке 8 представлены характеристики исследуемых сигналов при разном гармоническом составе, описанном ранее. Полученные иллюстрируют то, что независимо от гармонического состава на входе смоделированный ФНЧ Баттерворта 3-го порядка работает исправно.

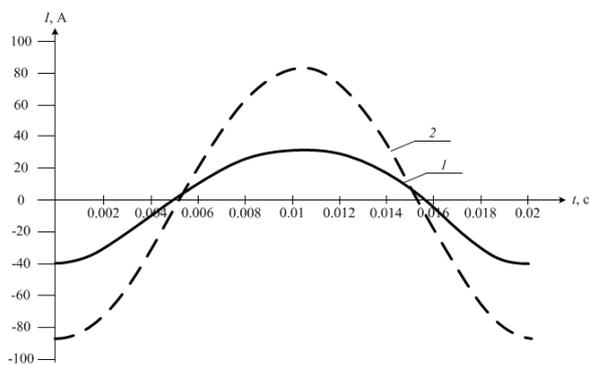


Рис. 8. Влияние состава гамонического сигнала на исследуемый сигнал:
1 – 2 гармоника – 30%, 3 гармоника – 20 %, 5 гармоника – 15 %; 2 – 2 гармоника – 10%, 3 гармоника – 5 %, 5 гармоника – 2 %

Фильтр Баттерворта 3-го порядка следует использовать в системах, где требуется выделить сигнал в определенном частотном диапазоне с наименьшими искажениями. Если в некоторых случаях требуется увеличить скорость спада и нарастания кривой в пределах частоты среза, то увеличивают порядок фильтра. В таких фильтрах отсутствуют пульсации, но искажение сигнала происходит. Если сравнить сигналы на входе и выходе (рисунок 6), то можно заметить, что есть небольшой временной сдвиг.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе проделанной работы был исследован фильтр низких частот Баттерворта 3-го порядка. С использованием метода направленных графов построена схема соответствующего фильтра. Получены характеристики фильтра низких частот Баттерворта 3-го порядка с различными частотами среза $f_{cp}=10-200$ Гц. АЧХ фильтра Баттерворта максимально гладкая на частотах полосы пропускания и снижается практически до нуля на частотах полосы подавления.

Выбирая фильтр Баттерворта, для получения максимально плоской характеристики выбирают соответствующие параметры схемы (рис. 1). Его характеристика идет горизонтально, начиная от нулевой частоты, перегиб ее начинается на частоте среза f_{cp} .

На характер выходного сигнала ФНЧ Баттерворта влияют гармонический состав входного сигнала и нагрузка фильтра. Данные факты свидетельствует о необходимости их учета при подборе соответствующего фильтра в ЦРЗ.

Разработанная модель может быть использована для исследования и проектирования фильтров низких частот, работающих на определенных частотах полосы пропускания и частотах полосы подавления. Результаты исследования позволили оценить влияние конкретных элементов ФНЧ на его работу, а также на его характеристики. На основе полученных результатов сделан вывод о том, что ФНЧ нужно воспроизводить подробно при моделировании цифровой релейной защиты.

Список литературы

- [1] Боровиков, Ю.С., Гусев А.С., Андреев М.В., Сулайманов А.О. Автоматика энергосистем. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 196 с.
- [2] Лукас, В.А. Теория автоматического управления. — М.: Недра, 1990.
- [3] Кривицкий Б.Х. Справочник по теоретическим основам радиоэлектроники. — М.: Энергия, 1977.

МОДЕЛИРОВАНИЕ АЛГОРИТМОВ АНАЛОГО-ЦИФРОВОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

М.В. Андреев¹, С.С. Жидов¹

¹ФГБОУ ВО "Национально исследовательский Томский политехнический университет", Томск, Россия
E-mail: Sergrey.Zhidov@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Микропроцессорные (цифровые) устройства релейной защиты (ЦРЗ) являются перспективным направлением развития средств защиты оборудования электроэнергетических систем. Для их разработки, исследования и, в ряде случаев, настройки используются математические модели. При этом зачастую игнорируется преобразовательная часть ЦРЗ, реализующая аналого-цифровое преобразование (АЦП) входного аналогового сигнала в цифровой, с которым непосредственно работает микропроцессор ЦРЗ. По мнению авторов АЦП вносят ощутимый вклад в суммарную погрешность защиты. Целью данной работы было изучить характеристики и параметры АЦП, а также оценить их влияние на работу самого АЦП и необходимость учета тех или иных характеристик при моделировании.

Материалы и методы: Для построения модели АЦП использовался язык программирования Си, методы математического анализа. В качестве инструмента моделирования применялось программное обеспечение MathCAD.

Результаты: Создана подробная модель АЦП, учитывающая частоту среза аналогового сигнала, период дискретизации, количество необходимых выборок. Изучены характеристики и параметры АЦП, оценено их влияние на работу АЦП. Итог данного исследования – АЦП необходимо моделировать максимально полно, поскольку от его работы зависит правильность функционирования алгоритма ЦРЗ.

Выводы: Разработанный алгоритм может быть использован при моделировании цифровой релейной защиты, в том числе различных программных комплексах. Реализация алгоритма позволит детально анализировать работу АЦП на каждом её этапе, варьируя при этом его параметрами.

Ключевые слова: релейная защита; аналогово-цифровой преобразователь; MathCAD; моделирование работы; программные алгоритмы.

MODEL OPERATION OF ALGORITHMS OF ANALOG-DIGITAL TRANSFORMATION OF RELAY PROTECTION

M.V. Andreev¹, S.S. Zhidov¹

¹Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia
E-mail: Sergrey.Zhidov@mail.ru

Abstract

Background: Microprocessor (digital) devices of relay protection (DRP) are the perspective direction of development of means of protection of an inventory of electrical power systems. Mathematical models are used for development, research and control of DRP. At the same time the converting part of DRP realizing the analog-digital transformation (ADT) with which the DRP microprocessor immediately works is often ignored. According to authors of ADT make a notable contribution to a cooperative error of protection. The purpose of this work was to study characteristics and the ADT parameters, and also to estimate their influence on work of the ADT and need of the accounting of these or those characteristics at model operation.

Materials and Methods: Calculus methods was used for creation of the ADT model the SI programming language. Software MathCAD was used as the instrument of model operation.

Results: The ADP detailed model considering the frequency of a cut of an analog signal, the sampling period, the number of necessary selections. Characteristics and the ADP parameters are studied, their influence on work of ADP is estimated. The result of this research – ADP needs to be modelled most fully as a regularity of functioning of an algorithm of DRZ depends on its work.

Conclusions: The developed algorithm can be used at model operation of digital relay protection, including various program complexes. Realization of an algorithm will allow to analyze in details work of ADP at each its stage, varying at the same time it parameters.

Key-words: relay protection; analog digitizer; MathCAD; work model operation; program algorithms.

I. ВВЕДЕНИЕ

Устройства релейной защиты играют значительную роль в обеспечении управляемости и надежности работы энергосистем. До недавнего времени основную долю находящейся в эксплуатации аппаратуры релейной защиты составляли отечественные электромеханические и микроэлектронные устройства [1]. Технические средства релейной защиты морально и физически стареют. Данные обстоятельства свидетельствуют о том, что в этой области необходима полная, либо частичная модернизация средств релейной защиты, основанная на использовании микропроцессорных систем и применении аппаратных и программных комплексов.

Современные устройства релейной защиты используют логические схемы. Для их реализации необходимо использовать дискретную двоичную систему передачи информации. Сигналы необходимые для контроля за состоянием обеспечиваемой системы поступают с трансформаторов в аналоговом виде. Для того что бы перевести аналоговый сигнал в двоичный код используют АЦП (Аналого-цифровой преобразователь). АЦП — устройство, преобразующее входной аналоговый сигнал в дискретный код (цифровой сигнал). [2].

Целью данной работы является моделирование алгоритмов, происходящих во время работы АЦП в программном комплексе MathCAD.

II. ОПИСАНИЕ МОДЕЛИ РАБОТЫ АЦП

Основной принцип, по которому производится преобразование аналогового сигнала в дискретный заключается в выборке из аналогового сигнала значений через определённый промежуток времени и перевод этих значений в двоичный код [2]. Эти значения повторяют основную форму аналогового сигнала.

Период дискретизации – время, через которое производится выборка сигнала.

Период дискретизации выбирается из условия, описанного следующим неравенством [2]:

$$T < \frac{1}{2 \cdot f_c} \quad (1)$$

где, f_c - максимальная частота аналогового сигнала.

Аналоговый сигнал до АЦП прошёл через фильтр нижних частот, который пропускает частотный спектр ниже некоторой частоты. Принимаем частоту среза 50 Гц. Это стандартная частота напряжения для любой энергосистемы.

Выбрав частоту среза принимаем период дискретизации:

$$T = \frac{1}{6 \cdot 50} = 0.0033 \text{ c} \quad (2)$$

В программе может задаваться любое необходимое количество проводимых выборок. В ходе алгоритма все числа округляются до целых в большую сторону с помощью функции $\text{ceil}(x)$, в виду того, что работа с

нецелыми значениями при использовании двоичной системы не целесообразна.

В ходе работы программа анализирует только модули измеряемой величины.

После выбора начальных и сопутствующих условий создаём матрицу значений выборки, состоящую из двадцати пяти элементов, количество элементов можно очень легко поменять. Ниже представлено форма задания матрицы выборке в программном комплексе MathCAD:

$$n := 0..25 \\ U_n := \text{num2str}(\lceil \text{ceil}(U(n \cdot T)) \rceil)$$

Рис. 1. Форма задания матрице выборки сигнала

Функция $\text{num2str}(x)$ преобразовывает числа в строку. Это необходимо для дальнейшего перевода десятичного числа в двоичное.

Получаем матрицу выборки, состоящую из 25 элементов целых десятичных чисел, записанную в виде строки.

Далее необходимо перевести числа в матрице из десятичного вида в двоичный, для этого создаём функцию, вид который представлен Рис. 2.

Ниже расписано в кранце, за что отвечает каждая строчка в программе:

`basein` и `baseout` это 10 и 2 соответственно, заданные константы.

(1) – название функции и перечисление её аргументов, создание строки, включающее в себя все цифры.

(2) – подсчёт количества цифр в введённом числе.

(3) – подстрока, полученная из строки `NBD` выделением 10 знаков, начиная с позиции 0 в строке `NBD`.

(4) – присваивается некоторой переменной значение 0.

(5) – начало цикла, выполняемого от 0 до значения равного количеству цифр в введённом числе минус 1.

(6) – выбор конкретной цифры в введённом числе.

(7) – поиск выбранной цифры в `NBD` и при этом выбирается её порядковый номер.

(8) – если в списке нет цифры, что присваивается значение -1

(9) – прибавка к некоторой переменной целого числа, зависящего от количества пройденных этапов цикла.

(10) – присвоение переменной пустой строки.

(11) – начало цикла, выполняемого пока переменная больше нуля.

(12) – нахождение остатка деления на 2 и округление до меньшего целого числа.

(13) – добавление полученного остатка в строку конечного значения.

(14) – уменьшение переменного числа, то сколько раз его можно уменьшить определяет количество значений в строке ответа.

(15) – вывод конечного ответа.

```

base2base(tal,basein,baseout) ≡
NBD ← "0123456789ABCDEF" (1)
InputNumberLength ← strlen(tal) (2)
NBDbase ← substr(NBD,0,basein) (3)
DecimalValue ← 0 (4)
for j ∈ 0..InputNumberLength - 1 (5)
    k ← substr(tal,j,1) (6)
    cif ← search(NBDbase,k,0) (7)
    error("Found a digit in the number that isn't in this base") if cif = -1 (8)
    DecimalValue ← DecimalValue + floor [ cif · (basein)InputNumberLength-j-1 + 1/2 ] (9)
Out ← "" (10)
while DecimalValue > 0 (11)
    X ← floor(mod(DecimalValue,baseout)) (12)
    Out ← concat(substr(NBD,X,1),Out) (13)
    DecimalValue ← floor ( DecimalValue / baseout ) (14)
Out (15)

```

Рис. 2. Функция преобразующая

Для формирования конечной матрицы дискретных значений в двоичном виде используем сформированную функцию. Ниже представлен вид задания конечной матрицы:

$$D_n := (\text{base2base}(U_n, 10, 2))$$

Рис. 3. Форма задания матрице дискретных значений в двоичном виде

	0
0	"111"
1	"10011"
2	"10110"
3	"1100"
4	"11"
5	"1101"
6	"1110"
7	"1010"
8	"1010"
9	"10001"
10	"11000"
11	"10101"
12	"1000"
13	"1000"
14	"10000"
15	...

Рис. 3. матрица двоичных значений выборки из аналогового сигнала

III. РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЯ

A. Исследование работы модели на основе применения её к конкретно заданному аналоговому сигналу

С помощью программного комплекса MathCAD была получена матрица двоичных значений выборки из аналогового сигнала. На рисунке представлен конечный вид матрицы, полученный при переводе в двоичный дискретный вид аналитического сигнала, заданного по формуле "3":

$$U(t) = 10 \cdot (\sin(314 \cdot t - 60) + \sin(157 \cdot t + 60) + \sin(78 \cdot t + 150)) \quad (3)$$

Где, $U(t)$ – зависимость напряжения, подаваемого на аналого-цифровой преобразователь, от времени; t – время, в течении которого на аналого-цифровой преобразователь подаётся напряжение.

Сравним ряд, полученный в ходе выборки в десятичном виде, с графиком исходного аналогового сигнала. На Рис. 2 представлен график задаваемой функции.

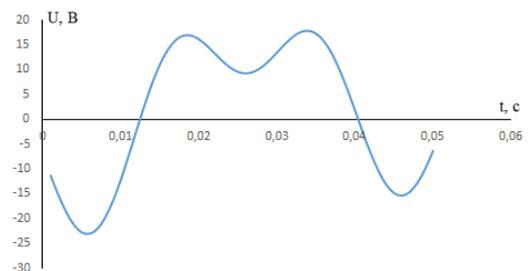


Рис. 4. Форма задаваемого сигнала

Ниже приведена диаграмма полученных значений в зависимости по ходу выборки.

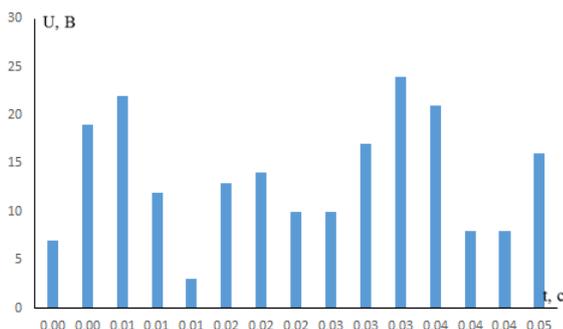


Рис. 5. Диаграмма значений полученной выборки в десятичном виде

Как видно полученная выборка в достаточной степени описывает изначально заданную кривую, но с учётом того что она показывает модули напряжений.

Так же для наглядности совместим изначально аналитический график со спрямлённым графиком дискретной выборки.

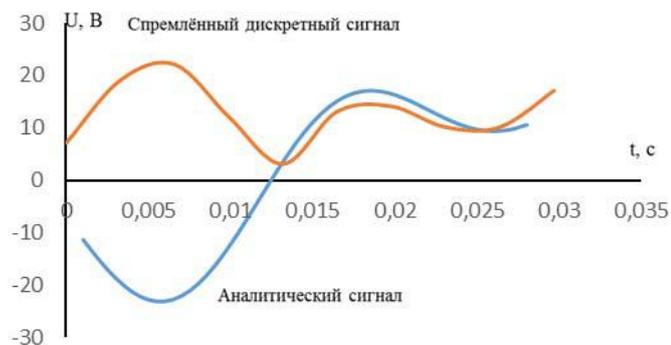


Рис. 6. Совмещённый график зависимостей напряжения от времени

Из графика видно, что выборка практически идеально повторяет контуры изначально аналогового сигнала с небольшой погрешностью в некоторых местах, которая вызвана округлением выбираемых чисел.

В. Исследование влияния выбора периода дискретизации АЦП на выходной двоичный сигнал

Проанализируем поведение спрямлённой дискретной кривой при увеличении или при уменьшении периода дискретизации в допустимых пределах согласно (1), при этом не изменяя частоту среза входного сигнала и его форму.

Сначала рассмотрим изменение дискретного сигнала при уменьшении периода дискретизации до 0,0025 с. Ниже представлен график совмещённый спрямлённого дискретного сигнала и аналитического (Рис. 7.).

На Рис. 8. Представлен совмещённый график зависимостей напряжения от времени при увеличении периода дискретизации до 0,005 с.

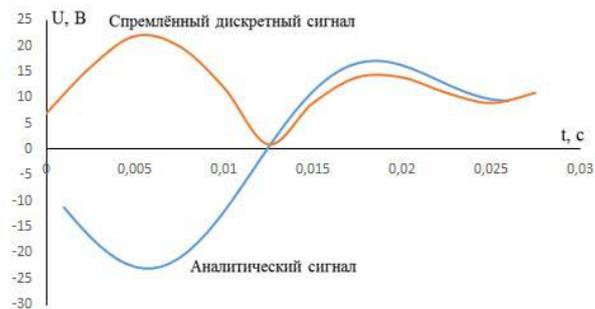


Рис. 7. Совмещённый график зависимостей напряжения от времени при уменьшении периода дискретизации

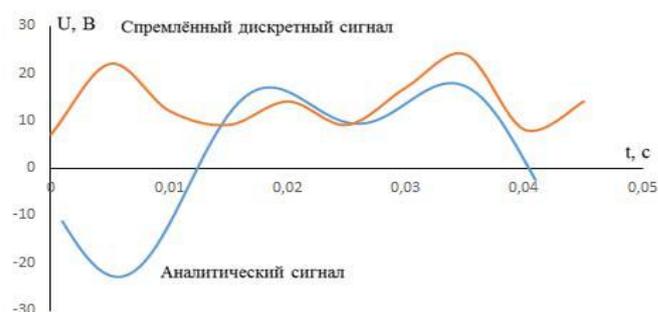


Рис. 8. Совмещённый график зависимостей напряжения от времени при увеличении периода дискретизации

Можно заметить, что при уменьшении периода дискретизации выходной сигнал более приближен к изначально аналитической форме. В то же время при увеличении периода дискретизации выходной сигнал всё больше расходится с изначально сигналом, увеличивается погрешность измерения.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе проделанной работы была исследована работа аналогово-цифрового преобразователя. С использованием программных комплексов построен создан алгоритм работы АЦП. Полностью описан процесс моделирования преобразователя в общем виде.

Получены некоторые двоичные значения для принятого аналогового сигнала. Работа алгоритма рассмотрена на конкретном примере, но, если изменить входной сигнал, с соблюдением условий максимальной частоты алгоритм продолжит свою работу.

Исследовано влияние выбора периода дискретизации, чем меньше выбран период, тем более точные результаты получите на выходе АЦП.

Список литературы

- [1] Боровиков, Ю.С., Гусев А.С., Андреев М.В., Сулайманов А.О. Автоматика энергосистем. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 196 с.
- [2] Шнейерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007. 549с.: ил.
- [3] Хоровиц П., Хилл У. Искусство схемотехники. В 3-х т: Т. 2. Пер. с англ. — 4-е изд., перераб. и доп.— М.: Мир, 1993. — 371 с.

Разработка моделей и исследование работы дифференциальных реле с насыщающимися трансформаторами

А.С. Корчанова¹, Д.С. Федосов¹, Т.Д. Яковлева¹

¹ФГБОУ ВО "Иркутский национальный исследовательский технический университет"

Иркутск, Россия

tatyana_stepuk@rambler.ru, korchanovaanastasia@gmail.com

Аннотация - в настоящее время перспективным направлением развития релейной защиты является применение цифровых реле, в том числе для выполнения дифференциальных защит. Однако при переходе на полупроводниковые и цифровые дифференциальные защиты остался нереализованным способ заградления защит по наличию аperiodической составляющей в дифференциальном токе. Участившиеся случаи неправильной работы дифференциальных защит требуют проведения исследований и сравнительного анализа поведения дифференциальных защит различных типов в переходных режимах. На данный момент отсутствуют модели дифференциальных реле серий РНТ-560 и ДЗТ-10, позволяющие проводить указанные исследования с применением современных программных комплексов. Разработаны модели дифференциальных реле с насыщающимися трансформаторами серий РНТ-560 и ДЗТ-10, а также модели дифференциальной защиты трансформатора с применением данных реле. Корректность работы моделей проверена при различных опытах.

Ключевые слова - дифференциальная защита; дифференциальные реле; насыщающиеся трансформаторы; переходные режимы.

Development of models and study of the operation of the differential relays with saturable transformers

A.S. Korchanova¹, D.S. Fedosov¹, T.D. Yakovleva¹

¹Irkutsk National Research Technical University

Irkutsk, Russian Federation

tatyana_stepuk@rambler.ru, korchanovaanastasia@gmail.com

Abstract - currently, the use of digital relays is a promising direction for the development of relay protection, including the differential protection. However, the method of protection desensitization by using the aperiodic component in the differential current remained unfulfilled during the implementation of semiconductor and digital differential protection. The repeated cases of improper operation of differential protection require the research and comparative analysis of behavior of the different types of differential protection in transition states. Now, there are no models of differential relays of RNT-560 and DZT-10 series, allowing carrying out these studies with the use of modern software complexes. The models of differential relays of RNT-560 and DZT-10 series with saturable transformers, as well as the models of the transformer differential protection with these relays are developed. The correctness of the models has been verified in various experiments.

Keyword - differential protection; differential relays; saturable transformers; transition states.

I. ВВЕДЕНИЕ

С широким внедрением цифровых терминалов релейной защиты (РЗ) и выполнением на их основе дифференциальных защит (ДЗ) участились случаи неправильной работы ДЗ [1, 2]. Считается, что переход на цифровую элементную базу не привёл к появлению новых принципов защит, однако при выполнении цифровых ДЗ остался нереализованным способ заградления защит по наличию аperiodической составляющей (АС) в токе, применявшийся ранее в электромеханических реле [3]. Такое изменение принципа работы требует проведения

исследований работы ДЗ различных типов в переходных режимах. Данная работа ставит своей целью создание моделей дифференциальных реле серий РНТ-560 и ДЗТ-10 для исследования поведения ДЗ в переходных режимах и последующего сравнительного анализа надёжности работы ДЗ на различной элементной базе.

II. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Моделирование проводится на примере дифференциальных реле типов ДЗТ-11 и РНТ-565. Модели учитывают конфигурации магнитопровода и схемы расположения обмоток, приведённые на рис. 1 [4].

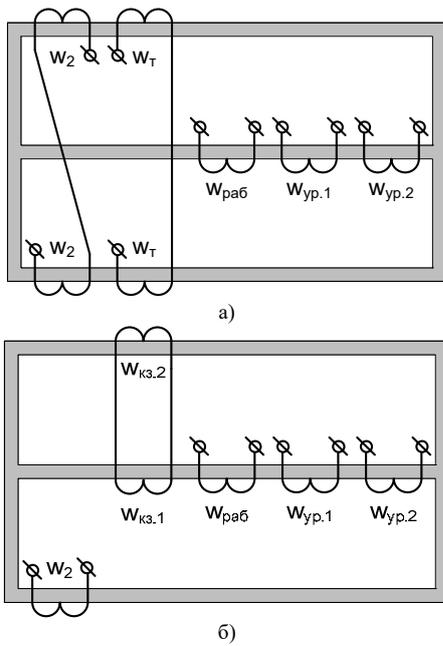


Рис. 1. Схемы расположения обмоток реле: а) ДЗТ-11; б) РНТ-565

Для корректного моделирования реле помимо схем на рис. 1 были учтены следующие данные:

- количество витков рабочей ($w_{раб}$), уравнильных ($w_{ур.1}$, $w_{ур.2}$), тормозной (w_m) и вторичной (w_2) обмоток. Для реле РНТ дополнительно задавалось число витков короткозамкнутой ($w_{кз.1}$, $w_{кз.2}$) обмотки, для реле ДЗТ – обмотки торможения (w_m). Сопротивления обмоток пересчитываются в модели в зависимости от выставленного числа витков;
- омические сопротивления указанных обмоток, сопротивления в цепи короткозамкнутой обмотки $R_{кз}$, а также шунта $R_{ш}$ и реле тока КА – исполнительного органа (ИО) $R_{ИО}$, подключенных параллельно ко вторичной обмотке (w_2). Сопротивления измерены методом амперметра-вольтметра;
- индуктивности рассеяния указанных обмоток. Индуктивности рассчитаны по формуле [5]:

$$L = \mu_0 \mu \frac{w^2 S}{l}, \quad (1)$$

где $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м – магнитная постоянная; $\mu = 1$ – магнитная проницаемость воздуха; w – число витков обмотки; S – площадь поперечного сечения обмотки; l – длина обмотки;

- геометрические размеры магнитопровода насыщающегося трансформатора (НТТ) реле. Сняты непосредственно на реле, длины стержней 0,065 м, ярем – 0,1 м. Площади поперечного сечения ярем и крайних стержней составляют $1,25 \cdot 10^{-4}$ м², среднего стержня – $2,5 \cdot 10^{-4}$ м²;
- марка стали и её характеристика намагничивания. В качестве материала магнитопровода НТТ используется тонколистовая нелегированная

электротехническая сталь, характеристика намагничивания которой приведена в [5].

Все параметры за исключением характеристик короткозамкнутой и тормозной обмоток подходят для моделирования как реле ДЗТ-11, так и реле РНТ-565.

III. РАЗРАБОТАННЫЕ МОДЕЛИ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ РЕЛЕ

В качестве среды для моделирования выбран программный комплекс MATLAB Simulink [2, 6]. Для корректного учёта конструкции НТТ и нелинейности его характеристики намагничивания требуется моделировать не только электрические, но и магнитные цепи реле. Стандартные элементы библиотеки Simulink SimPowerSystems непригодны для разработки модели реле с нетиповой конфигурацией НТТ, поэтому использованы элементы библиотеки Simscape, которые позволяют моделировать электрические и магнитные цепи любой конфигурации. С использованием элементов библиотеки Simscape разработаны модели реле РНТ-565 (рис. 2) и ДЗТ-11 (рис. 3) [7].

В моделях учитывается нелинейность характеристики НТТ. Нелинейность задана в моделях на рис. 2, 3 при помощи нелинейных магнитных сопротивлений (1), схема одного из которых представлена на рис. 4.

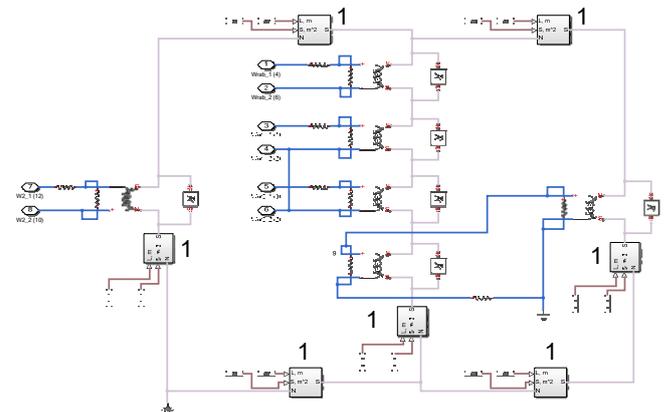


Рис. 2. Модель реле РНТ-565

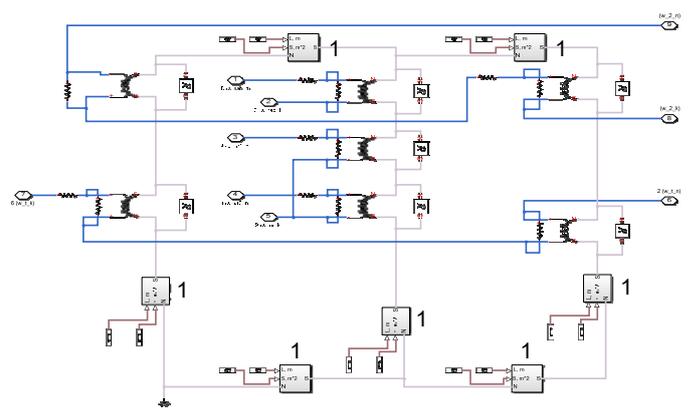


Рис. 3. Модель реле ДЗТ-11

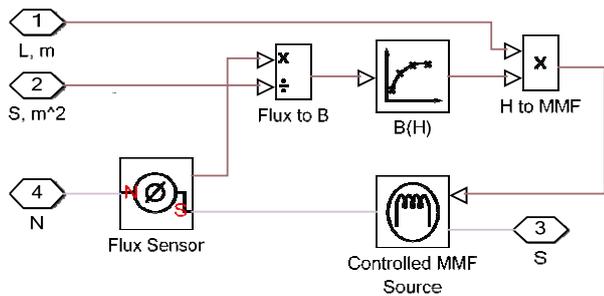


Рис. 4. Модель нелинейного магнитного сопротивления

На рис. 4 измеритель магнитного потока Flux Sensor преобразует величину магнитного потока Φ в магнитную индукцию B по известному сечению магнитопровода S_c ($B = \Phi / S_c$). После этого при помощи таблицы данных Lookup Table $B(H)$ производится пересчёт величины индукции B в напряжённость магнитного поля H в соответствии с характеристикой $B = f(H)$. Затем по известной длине силовой линии магнитного поля l_c на рассматриваемом участке магнитной цепи выполняется расчёт магнитодвижущей силы (МДС) $F = H l_c$. Рассчитанная МДС подаётся на управляемый источник МДС Controlled MMF Source, включенный встречно положительному направлению магнитного потока.

Проверена МДС срабатывания реле, при которой ток в ИО должен составлять 0,16-0,17 А [4]. Результаты проверки показали:

- при $w_{раб} = 20$ ток срабатывания реле составил 5 А (МДС $F_{с.р.} = 100 \text{ А} \cdot \text{в}$, ток в ИО 0,16 А);
- при $w_{раб} = 32$ ток срабатывания реле составил 3,125 А (МДС $F_{с.р.} = 100 \text{ А} \cdot \text{в}$, ток в ИО 0,16 А).

IV. ПРОВЕРКА ПРАВИЛЬНОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ

A. Проверка выравнивания магнитодвижущей силы в режиме нагрузки и при внешнем КЗ

Для проверки выравнивания МДС в уравнительные обмотки одновременно подаются противоположные по фазе токи, равные отношению МДС соответствующей обмотки $F_{обм}$ к её числу витков $w_{обм}$. Таким образом, обе обмотки создают равные по величине, но противоположные по знаку МДС. В таблице I представлены результаты моделирования нагрузочного режима и режима внешнего КЗ.

Таблица I. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕРКИ ВЫРАВНИВАНИЯ МАГНИТОДВИЖУЩЕЙ СИЛЫ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМАХ

Обмотка	Число витков	Режимы					
		Нагрузочный режим			Внешнее КЗ		
		$I_{обм}, \text{А}$	$F_{обм}, \text{А} \cdot \text{в}$	Ток в ИО, мА	$I_{обм}, \text{А}$	$F_{обм}, \text{А} \cdot \text{в}$	Ток в ИО, мА
$w_{ур.1}$	12	5,3	64	< 0,1	32,1	385	< 0,1
$w_{ур.2}$	31	-2,1	-64	< 0,1	-12,4	-385	< 0,1

Из таблицы I видно, что ток в ИО близок к нулю, что подтверждает правильность моделирования. Аналогичные результаты получаются, если ток одного из плеч подавать не в уравнительную, а в рабочую обмотку.

B. Проверка работы реле при КЗ в зоне действия защиты

Для проверки работы реле при КЗ в зоне действия в уравнительные обмотки подаются токи, соответствующие режиму внутреннего КЗ. В таблице II представлены параметры, заданные в модели, и результаты моделирования.

Таблица II. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕРКИ РАБОТЫ РЕЛЕ ПРИ КЗ В ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ ЗАЩИТЫ

Обмотка	Параметры				
	Число витков	Ток КЗ, А	$F_{обм}, \text{А} \cdot \text{в}$	$F_{рез}, \text{А} \cdot \text{в}$	Ток в ИО, А
$w_{ур.1}$	12	32,1	385,2	769,6	0,251
$w_{ур.2}$	31	12,4	384,4		

В результате моделирования получен ток в ИО реле, равный 0,251 А, что больше тока срабатывания ИО (0,16-0,17 А) и достаточно для надёжного срабатывания реле с НТТ.

C. Проверка работы насыщающегося трансформатора и замедления при наличии апериодической составляющей в токе КЗ

При помощи РЕТОМ-51 сгенерирован сигнал тока с апериодической составляющей, который подавался на рабочую обмотку реле РНТ. На рис. 5 представлено сравнение осциллограмм, полученных при моделировании в MATLAB и зафиксированных осциллографом Fluke 199C в ИО реле. Видно удовлетворительное соответствие результатов расчётного и натурального экспериментов. Наличие апериодической составляющей в подаваемом токе приводит к насыщению НТТ и к замедлению действия реле на время её существования.

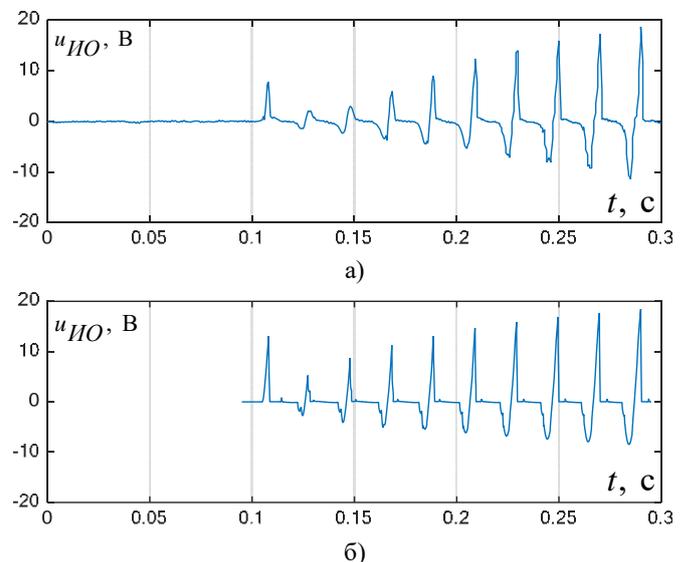


Рис. 5. Осциллограммы напряжения на исполнительном органе реле РНТ-565, полученные в результате натурального (а) и расчётного (б) экспериментов при наличии в токе апериодической составляющей

D. Проверка работы короткозамкнутой обмотки реле РНТ

Снята характеристика загроуления реле РНТ-565 при подаче синусоидального тока частотой 50 Гц и апериодической составляющей I_a (постоянного тока) в рабочие обмотки [7]. На рис. 6 приведены характеристики

загрубления реле, полученные в ходе измерений и при помощи разработанной модели. Характеристики представляют собой зависимости отношения тока срабатывания реле при наличии постоянной составляющей $I_{c.p.n}$ к току срабатывания при синусоидальном токе $I_{c.p.sin}$ от кратности аperiodического тока $I_a / I_{c.p.n}$. Кривые 1 и 2 при $R_{кз} = 0$ практически совпадают, так же как и кривые 3 и 4 при $R_{кз} = 10$ Ом, это подтверждает правильность моделирования.

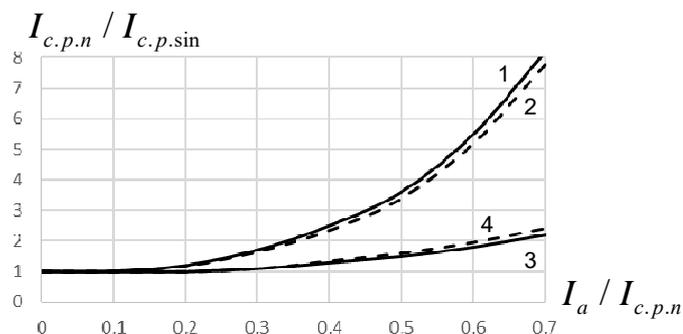


Рис. 6. Характеристики загрубления реле РНТ-565, полученные экспериментально (сплошные) и снятые с помощью разработанной модели (пунктирные) при $R_{кз} = 0$ (1 и 2) и $R_{кз} = 10$ Ом (3 и 4)

Е. Снятие характеристики торможения реле ДЗТ

Снятие характеристики торможения выполнено в соответствии с методикой наладки реле. В обмотку торможения подавался ток фиксированной величины, после чего увеличивался ток в рабочей обмотке до тех пор, пока не произойдет срабатывание реле [7]. На рис. 7 представлены характеристики торможения реле ДЗТ-11 в виде зависимости МДС срабатывания $F_{c.p.}$ от МДС торможения F_m , полученные в ходе натурального эксперимента и при помощи предлагаемой модели. Отличие расчётной и экспериментальной характеристик незначительное.

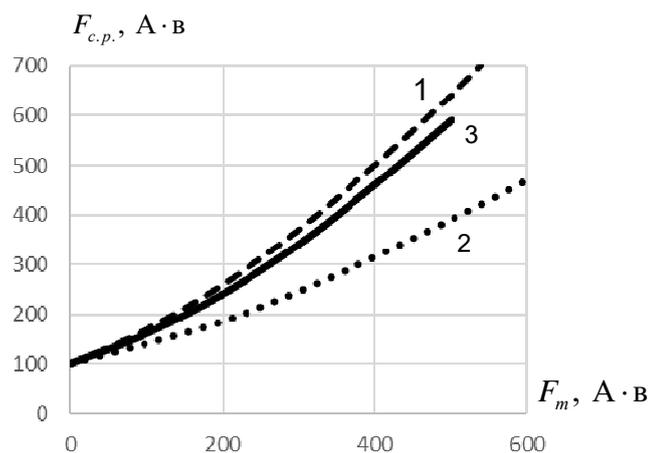


Рис. 7. Характеристики торможения реле ДЗТ-11, полученные экспериментально при угле между токами в рабочей и тормозной обмотке 0° (1) и 90° (2) и снятые с помощью разработанной модели при угле между токами в рабочей и тормозной обмотке 0° (3)

В. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, в работе предложены модели реле РНТ-565 и реле ДЗТ-11. Корректность моделей подтверждена снятием характеристик реле (МДС срабатывания, токи

небаланса, характеристики загрубления и торможения), которые совпадают с паспортными и эксплуатационными параметрами. Модели позволяют исследовать работу ДЗ при любой форме вторичного тока, в том числе при несинусоидальной, например, при насыщении трансформатора тока. Разработанные модели могут быть применены для исследования поведения ДЗ в переходных режимах и для сравнительного анализа надёжности работы ДЗ на различной элементной базе.

Список литературы

- [1] Кужеков С. Л., Дегтярев А. А., Воробьев В. С., Москаленко В. В. Определение времени до насыщения трансформаторов тока в переходных режимах коротких замыканий // Электрические станции. – 2017. – № 1. – С. 42-47.
- [2] Румянцев Ю. В. Комплексная модель для исследования функционирования цифровой дифференциальной защиты силового трансформатора // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. – 2016. – Т. 59, № 3. – С. 203-224.
- [3] Глазырин В. Е., Осинцев А. А. Исследование функционирования дифференциальной защиты генератора на базе реле ДЗТ-11/5 // Сборник научных трудов Новосибирского государственного технического университета. – 2010. – № 4 (62). – С. 149-154.
- [4] Справочник по наладке вторичных цепей электростанций и подстанций / Гильчер О. А., Гомберг А. Е., Колесников Л. Ф. и др.; Под ред. Э. С. Мусаэляна. – М.: Энергия, 1979. – 368 с.
- [5] Электротехнический справочник: в 4 т. Т. 1. Общие вопросы. Электротехнические материалы / Под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. – 9-е изд., стер. – М.: Изд-во МЭИ, 2003. – 440 с.
- [6] Висящев А. Н., Федосов Д. С., Тимонин Р. Е., Миролевич А. О. Моделирование дифференциальной защиты в системе MATLAB // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: материалы Всерос. науч.-практ. конф. с междунар. участием (Иркутск, 21-25 апреля 2015 г.): в 2 т. / Под общ. ред. В. В. Федчишина. – Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2015. – Т. 2. – С. 8-12.
- [7] Реле защиты / В. С. Алексеев, Г. П. Варганов, Б. И. Панфилов, Р. З. Розенблюм. – М.: «Энергия», 1976. – 464 с.

О РАСЧЕТЕ ТОКОВ НЕБАЛАНСА ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ ЗАЩИТ ТРАНСФОРМАТОРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОБОБЩЕННЫХ ПАРАМЕТРОВ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

А.М. Дмитренко^{1,2}, В.А. Наумов^{1,2}, А.В. Солдатов¹, Д.П. Журавлев¹

¹ООО НПП «ЭКРА», Чебоксары, Россия

²ФГБОУ ВО «Чувашский государственный университет им. И.Н. Ульянова», Чебоксары, Россия

E-mail: zhuravlev_dp@ekra.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Для повышения чувствительности и селективности дифференциальных защит трансформаторов используется тормозная характеристика с горизонтальным участком в начальной части и двумя наклонными. С целью выбора параметров такой характеристики необходимо выполнить исследование переходных токов небаланса при различных кратностях токов внешних КЗ.

Материалы и методы: Теоретическая часть исследований выполнена с использованием математического анализа. Для выполнения практической части исследований применялось математическое моделирование на базе программно-аппаратного комплекса RTDS.

Результаты: Предложены рекомендации по расчету токов небаланса с учетом переходных режимов. Данные рекомендации учитывают:

1. Приведенную предельную кратность по точности $K'_{пр}$ защитных трансформаторов тока (ТТ), которая выбирается по условию заданного времени до насыщения t_s при максимальном токе внешнего КЗ.

2. Влияние остаточной индукции магнитопровода ТТ на расчетные значения токов небаланса.

3. Удельную амплитуду первичного тока ТТ в номинальном режиме защищаемого трансформатора.

Выводы: Полученные результаты могут использоваться для расчета параметров тормозной характеристики дифференциальной защиты трансформатора и повысить её селективность и чувствительность.

Ключевые слова: дифференциальная защита; ток небаланса; характеристика торможения; трансформатор тока; предельная кратность по точности; время до насыщения.

ABOUT UNBALANCE CURRENT CALCULATION OF TRANSFORMER DIFFERENTIAL PROTECTION USING THE GENERALIZED PARAMETERS OF A CURRENT TRANSFORMER

A.M. Dmitrenko^{1,2}, V.A. Naumov^{1,2}, A.V. Soldatov¹, D.P. Zhuravlev¹

¹LLC SPE «EKRA», Cheboksary, Russia

²FSBEE HE «Chuvash state university named after I.N. Ulyanova», Cheboksary, Russia

E-mail: zhuravlev_dp@ekra.ru

Abstract

Background: Braking characteristic with a horizontal bend in the initial part and two inclined is used to ensure sufficient sensitivity and selectivity of transformer differential protection. In order to select the options of braking characteristic it is necessary to perform the research of transient unbalance current at different relative external fault current.

Materials and methods: The theoretical part of the research was carried out using mathematical analysis. Mathematic simulation on the RTDS hardware and software system was used to perform the practical part.

Results: Recommendations for calculation of unbalance currents with allowance for transient regimes are suggested. These recommendations take into account:

1. The reduced accuracy limit factor (K'_{lim}) of the protective current transformers, which is selected by condition of the predetermined ramp time (t_s) at the maximum current of the external short circuit;

2. The influence of the residual flux density of the current transformer magnetic core on the calculated values of unbalance currents.

3. The specific transformer primary current amplitude in the nominal condition of protected transformer.

Conclusions: The obtained results can be used to calculate the parameters of the transformer differential protection braking characteristic and to increase its selectivity and sensitivity.

Key words: differential protection; unbalance current; braking characteristic; current transformer; accuracy limit factor; ramp time.

I. ВВЕДЕНИЕ

В общем виде ток небаланса дифференциальных защит трансформаторов зависит от погрешностей трансформаторов тока (ТТ), регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой (РПН) и погрешностей выравнивания токов сторон. Наибольшие сложности вызывает расчет составляющей тока небаланса, обусловленной погрешностями ТТ. Обычно расчеты тока небаланса выполняются в относительных единицах (за базу принимается амплитуда гармонической составляющей первичного тока какой-либо из сторон, приведенная ко вторичной обмотке ТТ). При практических расчетах [1] выражение для указанной составляющей тока небаланса записывают в следующем виде:

$$I_{\text{нб.погр}} = k_{\text{пер}} \varepsilon_* \quad (1)$$

где $k_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим;

$\varepsilon_* = 0,1$ – базовое значение полной погрешности ТТ.

Коэффициент $k_{\text{пер}}$ зависит от требований, предъявляемых к ТТ дифференциальной защиты трансформатора. До настоящего времени требования к ТТ задавались по условию установившегося режима следующим образом [2, 3]

$$K'_{\text{пр}} \geq I_{\text{кз}} \quad (2)$$

$$K'_{\text{пр}} = \frac{I_{\text{ном.тт}}}{I_{\text{ном.т}}} K_{\text{пр}} \quad (3)$$

где $I_{\text{ном.тт}}$ – первичный номинальный ток ТТ;

$I_{\text{ном.т}}$ – номинальный ток защищаемого трансформатора;

$K_{\text{пр}}$ – предельная кратность по точности ТТ.

При задании требований к ТТ в соответствии с (2) в переходных режимах могут возникать значительные токи небаланса [4], что в ряде случаев приводило к излишним срабатываниям дифференциальной защиты трансформатора при внешних КЗ. С целью снижения реальных токов небаланса разработана методика [3] расчета минимальной приведенной предельной кратности $K'_{\text{пр}}$ ТТ в зависимости от времени t_s до насыщения магнитопровода ТТ, остаточной индукции B_r и относительного значения тока внешнего КЗ $I_{\text{кз}}^*$. При этом

$K'_{\text{пр}}$ рассматривается в качестве одного из обобщенных параметров ТТ с реальной нагрузкой в конкретной схеме дифференциальной защиты трансформатора. Другим обобщенным параметром является амплитуда удельного тока ТТ в номинальном режиме [3]

$$I_{\text{уд.ном.т}} = \frac{\sqrt{2} I_{\text{ном.тт}} w_1}{l_{\text{ср}}} \quad (4)$$

где w_1 – число витков первичной обмотки ТТ;

$l_{\text{ср}}$ – средняя длина магнитной линии.

Использование обобщенных параметров согласно (3) и (4) позволяет выполнять расчет токов небаланса с учетом современных требований, предъявляемых к функционированию ТТ в переходных режимах.

II. ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА РАСЧЕТА ПЕРЕХОДНЫХ ТОКОВ НЕБАЛАНСА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОБОБЩЕННЫХ ПАРАМЕТРОВ.

В общем виде токи небаланса дифференциальных защит трансформаторов зависят от погрешностей ТТ на каждой из сторон. Однако довольно частыми являются случаи, при которых насыщаются ТТ только с одной стороны и в одной или двух фазах. При этом в одной или двух фазах появляются наибольшие токи небаланса, практически равные намагничивающему току ТТ. Расчет намагничивающего тока производится с использованием спрямленной характеристики намагничивания (СХН) магнитопровода ТТ [4]. С учетом изложенного, относительную амплитуду намагничивающего тока на интервале времени насыщенного состояния магнитопровода можно вычислять по формуле [3]

$$I_{\mu, m} = \frac{1}{\sqrt{1 + (\omega T_{2s})^2}} \quad (5)$$

где ω – угловая частота;

T_{2s} – постоянная времени вторичного контура в Т-образной схеме замещения ТТ.

На базе методики, приведенной в [3], выражение для постоянной T_{2s} можно записать в следующем виде

$$T_{2s} \approx \frac{\mu_{\text{диф}} I'_{\text{уд.ном.т}} K'_{\text{пр}}}{\omega B_{\text{пр}}} \quad (6)$$

где $\mu_{\text{диф}}$ – дифференциальная магнитная проницаемость;

$$I'_{\text{уд.ном.т}} = \frac{\sqrt{2} I_{\text{ном.т}} w_1}{l_{\text{ср}}} \quad (7)$$

Согласно формуле (7), параметр $I'_{\text{уд.ном.т}}$ численно равен амплитуде напряженности магнитного поля в сердечнике при номинальном токе защищаемого трансформатора и разомкнутой вторичной обмотке ТТ.

С целью повышения чувствительности дифференциальной защиты применяется тормозная характеристика, состоящая из горизонтального и двух наклонных участков [5]. При этом типичное значение относительного тока начала торможения $I_{\text{т.нач.1}}^*$ равно 1.

Относительный ток начала торможения на втором наклонном участке обычно задается в пределах $1,5 \div 2,5$. Согласно стандарту ПАО «ФСК ЕЭС» [6] чувствительная ступень дифференциальной защиты с токовым торможением должна иметь диапазон уставок по начальному току срабатывания в пределах $(0,2 \div 0,6) I_{\text{ном.т}}$. При таких сравнительно малых начальных токах срабатывания необходимо считаться с возможностью насыщения ТТ при удаленных КЗ (при относительных токах внешних КЗ в пределах $1 \div 2,5$).

Для расчета времени до насыщения t_s можно использовать следующее уравнение [7]

$$\frac{K'_{\text{пр}} (1 - B_r^*)}{I_{\text{кз}}^*} = \omega T_1 \left(e^{-\frac{t_s}{T_2}} - e^{-\frac{t_s}{T_1}} \right) - \sin \omega t_s \quad (8)$$

где $B_r^* = B_r / B_{\text{пр}}$;

B_r – остаточная индукция; $B_{\text{пр}} = 1,8 \div 1,85$ Тл – предельное значение индукции (соответствует моменту начала насыщенного состояния магнитопровода ТТ); T_2 –

постоянная времени вторичного контура ТТ при ненасыщенном магнитопроводе.

Небольшие значения $I_{кз}^*$ получаются, например, при внешнем КЗ на линии, подключенной к шинам электрической станции. С учетом этого, расчетное значение постоянной времени T_1 принимается в пределах $0,1 \div 0,15$ с (для мощных электрических станций).

Рассматривается применение ТТ, магнитопроводы которых выполнены из холоднокатаной стали марок 3411-3414. В этом случае можно принимать: максимальное значение относительной остаточной индукции $B_r^* = 0,65$ [3]; постоянную времени $T_2 \geq 1$ с [7]. На Рис.1

приведены зависимости $t_s = f(I_{кз}^*)$ для случая, когда на одной из сторон $B_r^* = 0,65$, а на другой $B_r^* = 0,25$. Параметр $K'_{пр}$ принят равным 45. Из этих зависимостей видно, что при $I_{кз}^* = 1$ на одной из сторон $t_{s1} = 0,0701$ с, а на другой $t_{s2} = 0,2925$ с. Разность $t_{s2} - t_{s1} = 0,2224$ с значительно превышает время срабатывания функции дифференциальной защиты. После момента t_s насыщения ТТ апериодическая составляющая намагничивающего тока i_μ ТТ достигает максимума через время, равное [8]

$$\Delta t_m \approx \frac{T_{2s} T_1}{T_1 - T_{2s}} \ln \frac{T_1}{T_{2s}}, \quad (9)$$

где T_{2s} – постоянная времени вторичного контура ТТ на интервале насыщенного состояния магнитопровода.

Формула (9) получена в [8] для случая, когда $T_{2s} = const$. В действительности, при увеличении тока i_μ (при $B \geq B_{пр}$) постоянная времени вторичного контура ТТ уменьшается от значения T_2 до T_{2s} , что приводит к некоторому увеличению времени Δt_m , по сравнению с вычисляемым по формуле (9). При этом будет создаваться некоторый запас по отношению к реальным условиям.

На Рис. 2 приведены графики зависимости $\Delta t_m = f(T_{2s})$ для двух значений постоянной времени: $T_1 = 0,1$ с и $T_1 = 0,15$ с. Диапазон изменения T_{2s} задан в пределах от 0,005 с до 0,03 с. Как показано в [8], при активном сопротивлении ветви вторичного тока ТТ (что имеет место быть при использовании микропроцессорных защит) максимальное значение апериодической составляющей тока i_μ равно апериодической

составляющей приведенного первичного тока.

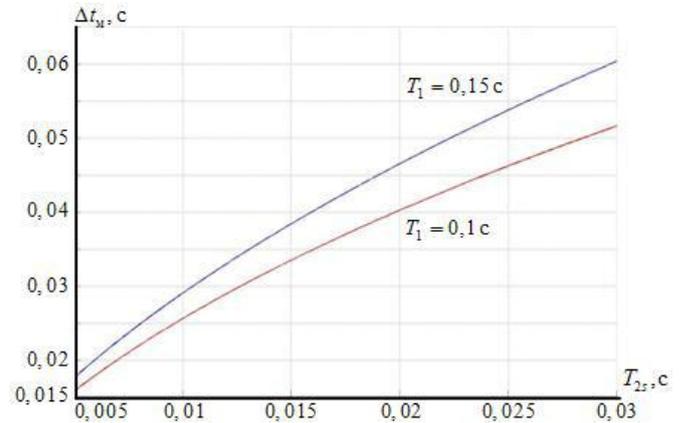


Рис. 2 – Зависимости $\Delta t_m = f(T_{2s})$.

Исходя из этого, расчетное значение апериодической составляющей первичного тока можно вычислять по формуле

$$I_{1a, \text{расч}} = I_{1a, \text{нач}} e^{-\frac{(t_s + \Delta t_m)}{T_1}}. \quad (10)$$

По аналогии с формулой (7) можно записать

$$H_{\text{расч}} = \frac{I_{1a, \text{расч}} W_1}{l_{\text{ср}}}. \quad (11)$$

Поскольку ток i_μ содержит как апериодическую (изменяющуюся постоянную), так и переменную составляющие, то $H_{\text{расч}}$ представляет собой среднее значение напряженности магнитного поля в магнитопроводе ТТ, при котором переменная составляющая тока i_μ максимальна. Таким образом, дифференциальную магнитную проницаемость $\mu_{\text{диф}}$ для подстановки в формулу (6) следует находить при $H = H_{\text{расч}}$ согласно формуле (11).

При практических расчетах значение $I_{1a, \text{нач}}$ можно вычислять по формуле

$$I_{1a, \text{нач}} = \sqrt{2} I_{кз}^* I_{\text{ном.т}} \cos \psi, \quad (12)$$

где ψ – начальная фаза сверхпереходной ЭДС генератора или системы.

При удаленных КЗ в качестве расчетной величины следует принимать $\psi = 0$. Именно при этом условии и получена формула (8). Следует отметить, что при $I_{кз}^* \leq 2,5$ форма кривой переменной составляющей тока i_μ близка к синусоидальной. При этом согласно формулам (1) и (5) коэффициент $k_{\text{пер}}$ можно вычислять так:

$$k_{\text{пер}} = \frac{I_{\mu, m}^*}{\varepsilon_*} = \frac{10}{\sqrt{1 + (\omega T_{2s})^2}}. \quad (13)$$

III. ПРИМЕР РАСЧЕТА.

Выполним расчет для блочного трансформатора ТДЦ-125000/110, имеющего со стороны высшего напряжения (ВН) номинальный ток $I_{\text{ном.т}} = 596$ А. Со стороны ВН используются ТТ типа ТФНД-110М со следующими техническими данными [2]:

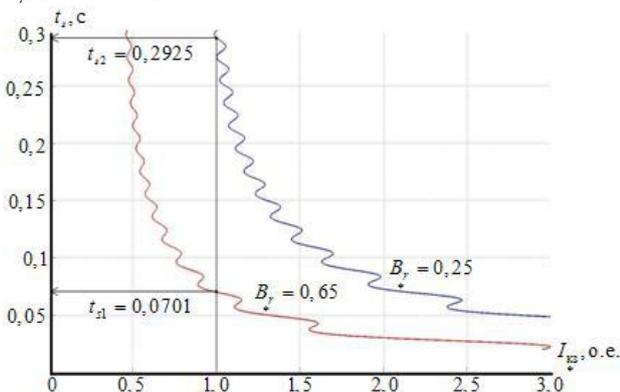


Рис. 1 – Зависимости $t_s = f(I_{кз}^*)$.

- коэффициент трансформации $k_{TA} = 1200 / 5$;
- номинальная мощность вторичной обмотки $S_{2ном} = 30$ ВА;
- номинальная предельная кратность $K_{ном} = 20$;
- косинус угла нагрузки $\cos \varphi_{нг} = 0,8$;
- сопротивление обмотки w_2 постоянному току $r_{обм2} = 0,35$ Ом;
- число витков первичной обмотки $w_1 = 1$;
- средняя длина магнитной линии $l_{cp} = 1,24$ м.

Согласно формуле (7) вычисляем

$$I'_{1уд.ном.м} = \frac{\sqrt{2} \cdot 596}{1,24} = 679,7 \text{ А/м.}$$

Находим номинальное сопротивление нагрузки ТТ

$$z_{нг.ном} = \frac{S_{2ном}}{I_{2ном}^2} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом.}$$

По формуле [3] находим модуль номинального сопротивления вторичной цепи ТТ

$$z_{2ном} = \sqrt{r_{обм2}^2 + 1,6r_{обм2}z_{нг.ном} + z_{нг.ном}^2} = 1,49 \text{ Ом.}$$

Сопротивление жилы контрольного кабеля длиной 100 м и сечением $s_{ж} = 4$ мм²

$$r_{ж} = \frac{\rho l}{s_{м}} = \frac{1,75 \cdot 10^{-8} \cdot 100}{4 \cdot 10^{-6}} = 0,44 \text{ Ом.}$$

В качестве расчетного принимаем режим внешнего однофазного КЗ. При этом имеем

$$r_{нг.расч} = 2r_{ж} + r_{пер} = 2 \cdot 0,44 + 0,1 = 0,98 \text{ Ом.}$$

По формуле [3] вычисляем реальное значение $K_{пр}$

$$K_{пр} = \frac{K_{ном} z_{2ном}}{r_{обм2} + r_{нг.расч}} = \frac{20 \cdot 1,49}{0,35 + 0,98} = 22,4.$$

Приведенная предельная кратность согласно формуле (3) равна

$$K'_{пр} = \frac{1200}{596} 22,4 = 45,1.$$

Принимаем $T_1 = 0,1$ с. Задаемся значением $T_{2s} = 0,02$ с и по соответствующей кривой на Рис.2 находим $\Delta t_m = 0,04$ с. По формуле (12) при $\psi = 0$ и $I_{кз}^* = 1$ находим

$$I_{1а.нач} = \sqrt{2} \cdot 596 = 842,9 \text{ А.}$$

По формуле (10) вычисляем

$$I_{1а.расч} = 842,9 e^{\frac{(0,0701+0,04)}{0,1}} = 280,3 \text{ А.}$$

По формуле (11) находим расчетное значение напряженности магнитного поля

$$H_{расч} = \frac{280,3}{1,24} = 226 \text{ А/м.}$$

Для холоднокатаных сталей марок 3411-3414 усредненное значение $\mu_{диф}$ при полученном значении

$$H_{расч} \text{ равно } 3,16 \cdot 10^{-4} \text{ Гн/м.}$$

Согласно формуле (6) получаем

$$T_{2s} = \frac{3,16 \cdot 10^{-4} \cdot 679,7 \cdot 45,1}{314 \cdot 1,8} = 17,1 \cdot 10^{-3} \text{ с.}$$

Для уточнения значения T_{2s} используем метод последовательных приближений. При $T_{2s} = 17,1 \cdot 10^{-3}$ с по Рис.2 находим уточненное значение Δt_m :

$$\Delta t_{m,y} = 0,035 \text{ с.}$$

Далее вычисляем:

$$I_{1а.расч,y} = 842,9 \cdot e^{\frac{(0,0701+0,035)}{0,1}} = 294,7 \text{ А/м.}$$

Уточненное значение $T_{2s,y}$ находим по формуле

$$T_{2s,y} \approx \frac{T_{2s} I_{1а.расч}}{I_{1а.расч,y}} \approx \frac{17,1 \cdot 10^{-3} \cdot 280,3}{294,7} = 16,3 \cdot 10^{-3} \text{ с.}$$

Расчет заканчивается, если следующее значение T_{2s} отличается от предыдущего не более чем на 5%. В данном случае отличие составляет 4,7%.

Далее по формуле (13) вычисляем

$$k_{пер} = \frac{10}{\sqrt{1 + (314 \cdot 16,3 \cdot 10^{-3})^2}} = 1,92.$$

Округляем полученное значение до 1,9.

IV. Выводы.

1. Использование такого обобщенного параметра как приведенная предельная кратность по точности $K'_{пр}$ позволяет увязать расчет токов небаланса с методикой задания требований к ТТ по условию учета переходных процессов [3]. Дополнительно используется такой обобщенный параметр как удельная амплитуда первичного тока ТТ в номинальном режиме защищаемого трансформатора.

2. Результаты по значениям коэффициентов $k_{пер}$, учитывающих переходный режим, могут использоваться для расчета параметров тормозной характеристики на горизонтальном и первом наклонном участках. Показано, что применение повышенных значений $K'_{пр}$ позволяет в конечном итоге повысить селективность и чувствительность дифференциальной защиты трансформатора.

Список литературы.

- [1]. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов 110-500 кВ. Расчеты. М.: Энергоатомиздат, 1985. – 96 с.
- [2]. Королев Е.П. Расчеты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты [Текст] / Е.П. Королев, Э.М. Либерзон. – М.: Энергия, 1980. – 208 с.
- [3]. Дмитренко А.М. О требованиях к трансформаторам тока в схемах дифференциальных защит трансформаторов электрических станций [Текст] / А.М. Дмитренко, Д.П. Журавлев // Электрические станции. – 2016. – № 10. – с. 13-19.
- [4]. Дроздов А.Д. Электрические цепи с ферромагнитными сердечниками в релейной защите [Текст] / А.Д. Дроздов, А.С. Засыпкин, С.Л. Кужеков [и др.]; под ред. В.В. Платонова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 256 с.
- [5]. Дмитренко А.М. Анализ и исследование способов торможения цифровых дифференциальных защит блочных трансформаторов [Текст] / А.М. Дмитренко, Д.П. Журавлев // Электрические станции. – 2014. – № 11. – с. 36-41.
- [6]. СТО ПАО «ФСК ЕЭС» «Технические требования к микропроцессорным устройствам РЗА» (СТО 56947007-29.120.70.241-2017, дата введения: 28.02.2017).
- [7]. Дмитренко А.М. Анализ насыщения трансформаторов тока дифференциальных защит трансформаторов при удаленных коротких замыканиях [Текст] / А.М. Дмитренко, Д.П. Журавлев // Труды Академии электротехнических наук Чувашской Республики. – 2017. – № 1. – с. 10-13.
- [8]. Афанасьев В.В. Трансформаторы тока [Текст] / В.В. Афанасьев, Н.М. Адоньев, В.М. Кибель [и др.]. – Л.: Энергоатомиздат, 1989. – 416 с.

Сравнение различных вариантов построения РЗА ЦПС

А.А. Волошин, Д.О. Благоразумов, Н.П. Грачева, Н.В. Тяпкин, А.В. Чаругина

ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»

Россия

fesm46@list.ru

Аннотация — В рамках настоящей работы были проанализированы четыре различных варианта построения комплекса РЗА для ЦПС с реализацией «шины процесса» по стандарту МЭК 61850. Для каждого варианта были разработаны принципиальные электрические схемы, задания заводу на изготовление шкафов, структурные схемы ЛВС, кабельные журналы и сводные заказные спецификации. На основе разработанной РД был проведен сравнительный технико-экономический анализ вариантов. При разработке рабочей документации были учтены требования, предъявляемые к надежности релейной защиты на подстанциях

Ключевые слова — Релейная защита и автоматика, МЭК 61850, локальные вычислительные сети, цифровая подстанция, технико-экономическое обоснование

Comparison of Different Variants of Building RPA

A.A. Voloshin, D.O. Blagorazumov, N.P. Gracheva, N.V. Tyapkin, A.V. Charugina

«NRU «MPEI»

Russia

Abstract — Four different variants of composition of digital substation's relay protection complex with realization "process bus" with IEC 61850 were analyzed in this study. Principal electrical circuits, plant installation for the manufacture of cabinets, LAN structure schemes, cable logs and custom specifications summaries were made for each variant. Comparative technical and economic analysis based on developed working documentation has been hold. In the development of working documents were considered the requirements for the reliability of relay protection at the substations.

Keywords — relay protection and automation, IEC 61850, Local Area Network, digital substation, technical and economic analysis

I. ВВЕДЕНИЕ

В мире широкое развитие получила идея разработки и внедрения «цифровых подстанций» (ЦПС), основанная на применении стандарта МЭК 61850. Переход от традиционных подстанций к ЦПС обусловлен возможностью применения локальных вычислительных сетей для передачи мгновенных значений токов и напряжений (Sampled Values, SV) от измерительных трансформаторов к микропроцессорным (МП) устройствам РЗА. Разработка и внедрение ЦПС вызывает необходимость проведения технико-экономического анализа различных вариантов построения комплекса РЗА.

II. СРАВНЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ВАРИАНТОВ ПОСТРОЕНИЯ РЗА ЦПС

В настоящее время не существует методических указаний по проектированию цифровых подстанций, вследствие отсутствия единого мнения об архитектуре ЦПС. В рамках настоящей работы были проанализированы четыре варианта построения комплекса РЗА для ЦПС с реализацией «шины процесса» по стандарту МЭК 61850:

- 1) установка МП терминалов РЗА и реализация в них функций РЗА в соответствии с «типовыми» проектными решениями;
- 2) установка двух одинаковых взаиморезервирующих МП терминалов РЗА на каждый защищаемый элемент с функциональной интеграцией всех защит (основных и резервных) одного защищаемого элемента в каждом МП терминале;
- 3) установка одного функционально интегрированного МП терминала РЗА на каждый защищаемый элемент и одной централизованной защиты всех элементов ЦПС, выполненной на базе высокопроизводительного сервера;
- 4) установка для каждого защищаемого элемента одного МП терминала РЗА, выполняющего все основные и резервные функции РЗА и обеспечивающего при отказах автоматическое перераспределение функций РЗА по МП терминалам, находящимся в рабочем состоянии [1].

Для каждого варианта были разработаны принципиальные электрические схемы, задания заводу на изготовление шкафов, структурные схемы ЛВС, кабельные журналы и сводные заказные спецификации. При разработке рабочей документации (РД) были учтены требования, предъявляемые к надежности релейной защиты на подстанциях.

На основе разработанной РД был проведен технико-экономический расчет, описанный в [2], данные которого представлены на рис.1.

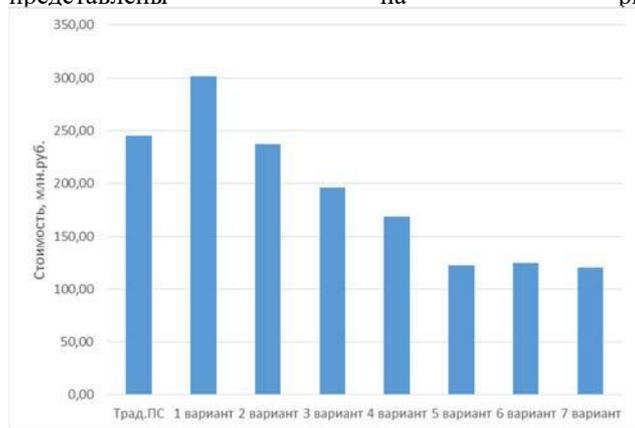


Рис. 1. Сравнительная стоимость ПС при различных подходах к реализации комплекса РЗА

Помимо комплекса РЗ для каждого из вариантов был проведен расчет АСУ ТП с учетом особенностей исполнения цифровых подстанций и специфики каждой из архитектур:

- отсутствие необходимости применения измерительных преобразователей и контроллеров сбора информации за счет использования Merging Unit (MU), что ведет к уменьшению количества сетевых устройств, а значит к уменьшению затрат на организацию АСУ ТП;

- отсутствие необходимости резервирования SCADA-сервера в вариантах 3-7. Особенности построения структуры данных вариантов основаны на том, что непосредственно оборудование, выполняющее функции релейной защиты, имеет собственную базу данных, а, следовательно, может осуществлять накопление данных на период ремонта нерезервированного сервера SCADA;

- реализации РЗА с применением «шины процесса» позволяет устанавливать только дополнительный сервер РАС, а реализация РЗА ЦПС с гибкой функциональной архитектурой позволяет отказаться от их использования;

- вариант 7 приводит к полной автоматизации ПС и позволяет отказаться от использования АРМ вообще.

В таблице 1 приведены данные по проведенному расчету АСУ ТП (стоимость АИИС КУЭ при расчетах не учитывалась). Для сравнения приведены данные по традиционной ПС без реализации шины станции, данные для варианта с централизованной архитектурой РЗА ЦПС (пятый вариант). Данные для РЗА традиционной ПС получены на основе РД по реальному проекту. Данные пятого, шестого вариантов получены с применением метода экспертных оценок на основе третьего, данные седьмого – на основе четвертого варианта.

Таблица 1. Количество используемого оборудования для реализации АСУ ТП

	Тр. ПС	1 вар	2 вар	3 вар	4 вар	5 вар	6 вар	7 вар
АРМ	4	4	4	4	4	4	4	
Сетевые комм-ры	11	14	12	10	8	10	10	10
Измерит. преобр-ли	25	0	0	0	0	0	0	0
Шлюзы ТМ	2	2	2	2	2	2	2	2
Шкафы ШСК + ИП	7	4	4	4	4	8	4	4
SCADA-server	2	2	1	1	1	1	1	1
Контрол-р АСУ ТП	1	0	0	0	0	0	0	0
Система РАС	3	1	1	1	0	1	0	0
Контр-ры прис-ний	16	0	0	0	0	0	0	0

На основе произведенного анализа был проведен технико-экономический расчет АСУ ТП, результаты приведены в таблице 2 в млн. руб. Для проведения технико-экономической оценки стоимости АСУ ТП ПС приняты следующие данные: АРМ – 200000 руб., измерительный преобразователь – 50000 руб., RedBox – 200000 руб., коммутатор АСУ ТП – 400000 руб., контроллер АСУ ТП с учетом шкафа – 1,5 млн. руб., шлюз ТМ – 500000 руб., SCADA-server с учетом шкафа – 3 млн. руб., стоимость изготовления шкафа – 600000 руб., контроллер присоединения с учетом шкафа – 2,2 млн. руб., РАС с учетом шкафа – 3,5 млн. руб.

Таблица 2. Сводная таблица стоимости ПС при различных подходах к реализации. Цифры указаны в млн. руб.

	Тр. ПС	1 вар	2 вар	3 вар	4 вар	5 вар	6 вар	7 вар
АРМ	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0
Шлюзы ТМ	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Шкафы ШСК + ИП	8	8	7,2	6,4	5,6	8,8	6,4	5,8
SCADA-server	6	6	3	3	3	3	3	3
Контрол-р АСУ ТП	1,5	0	0	0	0	0	0	0
Измерит. преобр-ли	2,5	0	0	0	0	0	0	0
Система РАС	10,5	3,5	3,5	3,5	0	3,5	3,5	0
Конт-ры присоед-й	35,2	0	0	0	0	0	0	0
РАС	10,5	3,5	3,5	3,5	0	3,5	3,5	0
Итого АСУ ТП, млн руб	67,3	20,5	16,7	15,9	11,6	18,3	15,9	11

Для более глубокой оценки вариантов были также рассчитаны затраты на эксплуатацию систем РЗА и АСУ ТП ЦПС, расчеты проводились в соответствии с нормами СТО ФСК [3], [4]. При расчете учитывались не только затраты на техническое обслуживание, но и затраты на эксплуатацию, в т.ч. поиск «земли» в СОПТ. Инфляция была принята равной 5% в год на основании таблицы

коэффициентов-дефляторов Минэкономразвития до 2019 года.

Затраты на эксплуатацию оборудования РЗ рассчитывались по формуле

$$Z_{\text{рз}} = k_s \cdot W \cdot S \cdot k_g + \sum_{i=2}^{T_f} (k_s \cdot W_i \cdot S \cdot k_g) \cdot \frac{(k_{\text{инф}} + 1)^{i-1}}{(k_d + 1)^{i-1}} + k_s \cdot W \cdot S + \sum_{j=2}^{T_x} k_s \cdot W_{j-1} \cdot S \cdot \frac{(k_{\text{инф}} + 1)^{3j-2}}{(k_d + 1)^{3j-2}} \quad (1)$$

Затраты на оборудование АСУ ТП и связи рассчитывались по следующей формуле:

$$Z_{\text{тс}} = k_s \cdot W \cdot S \cdot (k_g + 1) + \sum_{i=2}^{T_f} (k_s \cdot W_i \cdot S \cdot (k_g + 1)) \cdot \frac{(k_{\text{инф}} + 1)^{i-1}}{(k_d + 1)^{i-1}} \quad (2)$$

, где W – количество чел/час в год;

S – базовая стоимость 1 чел/час, равная 433 руб.;

k_s – коэффициент стоимости 1 чел/час в зависимости от выполняемых работ;

k_g – эксплуатационный коэффициент, расчетный коэффициент для оценки стоимости эксплуатации, равный 25%;

k_d – коэффициент дисконтирования, принятый равным 8%;

$k_{\text{инф}}$ – коэффициент инфляция, равный 0,05;

T_x – количество тех.обслуживаний (профилактический контроль и профилактическое восстановление) за расчетный период, равное 6;

T_f – полный расчетный период, равный 20 годам.

В соответствии с приведенными формулами, указанными СТО ФСК ЕЭС и данными, полученными от эксплуатации, были рассчитаны следующие значения:

Таблица III. Расчетное количество чел/час в год

		Тра д. ПС	1 вар	2 вар	3 вар	4 вар	5 вар	6 вар	7 вар
Устро йства РЗ	Сторо на 500кВ	44 0	44 0	72 0	36 0	11 7,6	0	0	0
	Сторо на 220 кВ	36 0	36 0	40 0	36 0	78, 4	0	0	0
	АТ1	12 0	12 0	12 0	60	19, 6	0	0	0
	АТ2	12 0	12 0	12 0	60	19, 6	0	0	0
	Сервер	0	0	0	14 0,4	42 1,2	14 0,4	0	0
	Итого	10 40	10 40	13 60	84 0	23 5,2	42 1,2	14 0,4	0
Шк+ УРЗ	Шкаф ы УСО	0	12 32	11 88	10 56	11 88	10 56	18 90	18 90
	Шкаф ы РЗ	15 60	11 44	14 12	86 8	25 9,2	0	0	0

		0	61, 2	53, 2	45, 2	37, 2	13 5,6	45, 2	45, 2
АСУ ТП	Шкаф ы ШСК	0	61, 2	53, 2	45, 2	37, 2	13 5,6	45, 2	45, 2
	АРМ	50, 16	50, 16	50, 16	50, 16	50, 16	50, 16	50, 16	0
	Шлюз ы ТМ	21, 2	21, 2	21, 2	21, 2	21, 2	21, 2	21, 2	21, 2
	Шкаф ы ШСК	35 4,2	25 0,4	21 8,4	18 6,4	15 4,4	37 2,8	18 6,4	13 9,8
	SCAD А- server	93, 6	93, 6	93, 6	46, 8	46, 8	46, 8	46, 8	46, 8
	Контр- ры АСУ ТП	19, 6	0	0	0	0	0	0	0
	Контр- ры прис-й	16 5	0	0	0	0	0	0	0
ИП	16 0	0	0	0	0	0	0	0	

Таблица IV. Сводная таблица стоимости эксплуатации систем РЗА и АСУ ТП за расчетный период, равный 20 годам. Цифры указаны в млн.руб.

		Тр ад. ПС	1 вар	2 вар	3 вар	4 вар	5 вар	6 вар	7 вар
Устройс тва РЗ	Сторо на 500кВ	1,6 4	3,2 7	5,3 6	3,4 2	1,1 2	0,0 0	0,0 0	0,0 0
	Сторо на 220 кВ	1,3 4	2,6 8	2,0 4	1,8 8	0,7 1	0,0 0	0,0 0	0,0 0
	АТ1	0,4 5	0,8 9	0,6 2	0,3 8	0,2 1	0,0 0	0,0 0	0,0 0
	АТ2	0,4 5	0,8 9	0,6 2	0,3 8	0,2 1	0,0 0	0,0 0	0,0 0
	Серве р	0,0 0	0,0 0	0,0 0	1,3 3	0,0 0	3,9 8	1,3 4	0,0 0
	Итого	3,8 8	7,7 3	8,6 4	7,3 9	2,2 5	3,9 8	1,3 4	0
Шкафы + устройс тва РЗ	Шкаф ы УСО	0,0 0	3,2 0	3,1 1	2,7 6	3,1 0	2,7 6	5,7 5	5,7 9
	Шкаф ы РЗ	5,8 0	6,0 0	7,4 2	4,5 7	1,3 6	0	0	0
	Шкаф ы ШСК	0,0 0	0,4 1	0,3 6	0,3 0	0,2 5	0,9 1	0,3 0	0,3 0
АСУ ТП	АРМ	0,3 4	0,3 4	0,3 4	0,3 4	0,3 4	0,3 4	0,3 4	0,0 0
	Шлюз ы ТМ	0,1 4	0,1 4	0,1 4	0,1 4	0,1 4	0,1 4	0,1 4	0,1 4
	Шкаф ы ШСК	2,3 8	1,6 8	1,4 7	1,2 5	1,0 4	2,5 0	1,2 5	0,9 4
	SCAD А- server	0,6 3	0,6 3	0,6 3	0,3 1	0,3 1	0,3 1	0,3 1	0,3 1
	Контр- ры АСУ ТП	0,1 3	0,0 0	0,0 0	0,0 0	0,0 0	0,0 0	0,0 0	0,0 0
	Контр- ры прис-й	1,1 1	0,0 0	0,0 0	0,0 0	0,0 0	0,0 0	0,0 0	0,0 0
	ИП	1,0 7	0,0 0	0,0 0	0,0 0	0,0 0	0,0 0	0,0 0	0,0 0

Итого		11,6	12,4	13,47	9,67	6,54	6,96	8,09	7,48
-------	--	------	------	-------	------	------	------	------	------

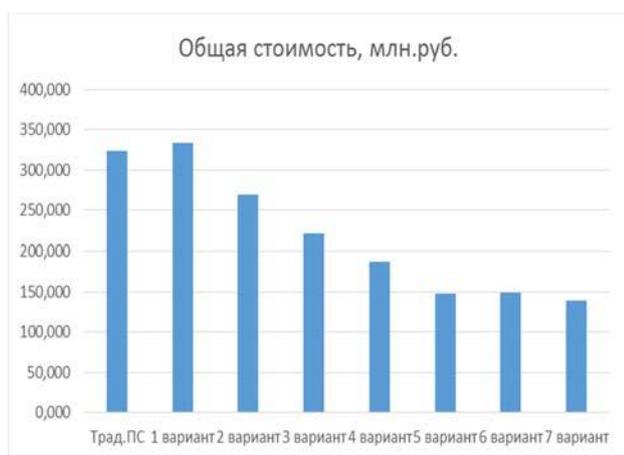


Рис. 2. Общая стоимость ПС при различных подходах к реализации комплекса РЗА

Трад. ПС – традиционная архитектура РЗА без применения «шины процесса».

1 вариант – традиционная архитектура РЗА с применением «шины процесса».

2 вариант – установка двух взаиморезервирующих МП терминалов РЗА для каждого защищаемого элемента с полным набором основных и резервных функций.

3 вариант – установка одного МП терминала РЗА на каждый защищаемый элемент с полным набором основных и резервных защит и централизованной защиты для всей ЦПС на базе высокопроизводительного сервера.

4 вариант – установка одного специализированного промышленного компьютера на каждый защищаемый элемент с полным набором основных и резервных функций с автоматическим перераспределением функций при отказе.

5 вариант – централизованная архитектура РЗА ЦПС.

6 вариант – установка интеллектуальных УСО с полным набором основных и резервных защит и централизованной защиты для всей ЦПС на базе высокопроизводительного сервера.

7 вариант – установка интеллектуальных УСО с полным набором основных и резервных защит с автоматическим перераспределением функций при отказе.

III. ВЫВОД

При анализе результатов необходимо учитывать, что указанные стоимости и цены получены методом

экспертных оценок и используются только для относительного сопоставления вариантов. Также необходимо учитывать тот факт, что в вариантах 4-7 стоимость программного обеспечения РЗА может варьироваться в широких пределах и влиять на итоговую стоимость комплекса РЗА и АСУ ТП. Помимо этого, необходимо отметить, что в рамках работы не учитывалась стоимость реализации АИИС КУЭ с применением «шины процесса».

Но с учетом принятых допущений проведенные исследования позволяют сделать следующие выводы:

1. Стоимость АСУ ТП с применением «шины процесса» существенно ниже стоимости АСУ ТП на традиционной подстанции.
2. Применение «типовой» архитектуры комплекса РЗА и архитектуры, базирующейся на установке двух взаиморезервирующих терминалов РЗА на каждый защищаемый элемент, ведет к увеличению эксплуатационных затрат, так как количество устройств РЗА, УСО и ЛВС существенно больше чем при реализации РЗА без «шины процесса», а сложность их эксплуатации существенно выше.
3. Реализация РЗА ЦПС с централизованной архитектурой ведет к уменьшению затрат на эксплуатацию, но необходимы специальные решения по устранению общих причин отказа централизованных серверов.
4. Необходимо также рассматривать совокупную стоимость владения ЦПС в целом, включая АИИС КУЭ, ПА и другие информационно-технологические системы (ИТС).
5. Для ИТС необходимо отдельно решать задачу технико-экономического обоснования выбора варианта построения.

Список литературы

- [1] Дьяков А.Ф., Волошин А.А., Жуков А.В., Нудельман Г.С. Применение оптимизационных методов при создании функционально интегрированных систем релейной защиты и автоматики. Релейщик. №1, 2016 г.
- [2] Волошин А.А., Волошин Е.А., Благоразумов Д.О., Грачева Н.П., Тяпкин Н.В., Чаругина А.В. Сравнение различных вариантов построения РЗА ЦПС. Передача и распределение. №2(41), 2017 г.
- [3] СТО 56947007-25.040.40.236-2016 «ФСК ЕЭС» «Правила технической эксплуатации АСУ ТП ПС ЕНЭС. Общие технические требования».
- [4] СТО 56947007-33.040.20.141-2012 «ФСК ЕЭС» «Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, автоматики, дистанционного управления и сигнализации подстанций 110-750 кВ»

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА МОНИТОРИНГА СЕТЕЙ

А.Ю. Янкович¹, М.А. Садохина¹, И.Н. Шушпанов¹

¹ ФГБОУ ВО «Иркутский Национальный Исследовательский Технический Университет»

Иркутск, Россия

E-mail: alinayankovich@mail.ru , mariasadokhina@gmail.com , ilis83@mail.ru

Чтобы обеспечить надежность и бесперебойность электроснабжения на питающей подстанции необходимо предусмотреть переключения, в случае аварийных ситуаций, без участия оперативного персонала. Это позволит сократить время на переключения в тех случаях, когда на подстанции нет оперативного персонала. Чтобы достигнуть данной цели применяют следующие интеллектуальные средства автоматики:

- Контроллер типа ИКИ-50 (данный контроллер нашел свое применение, как надёжный прибор, который можно использовать с целью оптимизации доступности и сокращения времени переключений в распределительных сетях);

- Реклоузер РВА/TEL (новое поколение коммутационного оборудования, объединившее в себе передовые технологии микропроцессорной релейной защиты и автоматики и коммутационной техники).

Совместное использование данной интеллектуальной автоматики позволит достигнуть поставленной цели в области надежности электроснабжения.

Данная статья посвящена исследованию применения интеллектуальных средств автоматики на промышленных предприятиях.

Ключевые слова — автоматизация; контроллер; мониторинг; надежность; реклоузер; оптимизация

INTELLIGENT SYSTEM OF NETWORK MONITORING

A.Yu. Jankovich¹, M.A. Sadokhina¹, I.N. Shushpanov¹

¹Irkutsk National Research Technical University

Irkutsk, Russian Federation

E-mail: alinayankovich@mail.ru, mariasadokhina@gmail.com , ilis83@mail.ru

To ensure the reliability and uninterrupted of electrical supply on the supply substation, it is necessary to provide for switching, in case of emergencies, without participation of operational personnel. This will reduce the time for switching at the substations where operational personnel is not available. To achieve this goal, the following intelligent automation tools are used:

- Controller type ИКИ-50 (this controller has found its application as a reliable device that can be used to optimize availability and reduce switching times in distribution networks);

- Recloser PBA / TEL (a new generation of switch-gear which combines advanced technologies of microprocessor relay protection, automation and switching device).

The combined use of these intelligent automation facilities will allow achieving the set goal in the field of reliability of electrical supply.

The report presents the study of the application of intelligent automation facilities in industrial enterprises.

Keywords — computer-aided adjustment; controller; monitoring; reliability; recloser; optimization

I. ВВЕДЕНИЕ

Чтобы обеспечить надежность и бесперебойность электроснабжения на промышленном предприятии необходимо предусмотреть переключения, в случае аварийных и послеаварийных ситуаций.

Внутреннее электроснабжение промышленных предприятий представляет собой сложную разветвленную структуру и конфигурацию электрической сети. Электроснабжение промышленных предприятий осуществляется от двух и более основных источников.

Надежная (бесперебойная) поставка электроэнергии является важнейшей составляющей жизнеобеспечения современной среды обитания людей, эффективного функционирования общественного производства. Перебои (особенно крупные) в электроснабжении по масштабам ущерба могут быть причислены к наиболее опасным видам бедствий, наносящим удар по национальной экономике и по благополучию людей. Поэтому обеспечение надежности электроснабжения потребителей требует особого внимания при любой форме экономических отношений в обществе.

Современные системы электроснабжения предприятий машиностроительного комплекса достигают таких размеров, при которых адекватное восприятие их структуры человеком оказывается невозможным и даже излишним, так как человеческий фактор начинает играть отрицательную роль в принятии решений по управлению. Неизбежная задержка в принятии таких решений недопустимым образом сказывается на качестве управления системой, приводя к значительному снижению показателей надежности, так как даже возможностей опытных диспетчеров с многолетней практикой работы оказывается недостаточно для формирования оптимальных коммутационных состояний. Очевидна необходимость (полная либо частичная) исключения человека из процесса принятия решений и замены его специальными комплексами автоматики, управляющими на уровне всей системы и отдельных ее объектов на основе формализованных методов формирования коммутационных состояний. В настоящее время единственным путем воплощения такой автоматики в практику эксплуатации системы электроснабжения машиностроительного комплекса является ее интеграция в существующие либо вновь проектируемые комплексы автоматизированных систем диспетчерского управления питающей энергосистемы [1].

Чтобы достигнуть данной цели применяют следующие интеллектуальные средства автоматики:

- Контроллер типа ИКИ-50;
- Реклоузер РВА/TEL.

Совместное использование указанных автоматик позволит достигнуть поставленной цели в области надежности электроснабжения.

II. СИСТЕМА МОНИТОРИНГА

Системы мониторинга и учета обеспечивают автоматическое управление и диспетчеризацию инженерного оборудования, работу агрегатов, поддержание заданных параметров работы технологических процессов и их изменение. Надежности подобных систем по предупреждению возможных проблем сегодня уделяется очень большое внимание. Круглосуточный мониторинг, комплексный анализ параметров работы оборудования, предупреждение отказов и минимальное время реакции — важнейшие требования к диспетчерским службам, контролирующим инженерные подсистемы.

Развертывание передовых систем мониторинга электросетей осложняется наличием множества международных стандартов, регламентирующих точность измерения электроэнергии. Для мониторинга доставки мощности в режиме реального времени, выявления отказов необходима высочайшая точность. Например, стандарт Евросоюза МЭК 62053 для оборудования класса 0,2 требует, чтобы точность измерений составляла 0,2% от номинальных значений тока и напряжения. Для точных измерений коэффициента мощности согласование фаз в момент замера должно быть не хуже 0,1% [2].

Надёжное электроснабжение является основой стабильной работы всех инженерных систем. Удобный

контроль и прозрачность — оптимальный путь к обеспечению энергобезопасности объекта в целом.

Задачи системы: понимать состояние сети и оборудования, обеспечивать учет и контроль мощности, контролировать качество электроэнергии, повысить надежность электроснабжения.

Эффект от внедрения: интеллектуальная мнемосхема электроснабжения, безопасность и удобство эксплуатации, экономия без ущерба надежности, визуализация параметров работы оборудования, оперативность принятия решений [3].

III. КОНТРОЛЛЕР ИКИ-50

Контроллер ИКИ-50, установленный в узлах распределения электроэнергии и подключения потребителей, позволяет реализовать и проводить непрерывный автоматизированный мониторинг системы электроснабжения.

Мониторинг тока нагрузки позволяет реализовать оптимальное использование пропускной способности сети. Данный контроллер нашел свое применение, как надёжный прибор, позволяющий применять его с целью оптимизации доступности, а также сокращения времени срабатывания в распределительных сетях.

A. Принцип работы

Данное решение для мониторинга устройства включает в себя непрерывное измерения средних значений тока и напряжения в сети. Это позволяет прогнозировать неисправности путем вывода информации при помощи индикации. Измерения потока осуществляются датчиком тока. В данном датчике измерение производится на основе процесса подобному «Роговской катушке». Датчики тока при подключении в сеть не требуют отсоединения кабеля. ИКИ-50 устанавливается вокруг действующего проводника, что упрощает применение данного датчика. На своей лицевой стороне датчик имеет обозначения «K» и «L». ИКИ-50 подключают по следующей схеме: стороной, обозначенной «K» необходимо подключать по направлению системы сборных шин подстанции, а стороной «L» по направлению к потребителю. Только в таком случае ИКИ-50 способен отображать правильное направление тока короткого замыкания. После установки, датчик готов к использованию и не требует каких-либо дополнительных манипуляций с ним.

Контроллер ИКИ-50 измеряет три фазы тока, а также при помощи вспомогательного устройства происходит проверка наличия напряжения на этих фазах. Эти измерения используются для расчета всех полученных значений необходимых для мониторинга нагрузки (мощность и коэффициент мощности). Доступны мгновенные, средние, максимальные и минимальные значения всех параметров, представляющих интерес для мониторинга. Таким образом, может быть реализован полный контроль нагрузки. Кроме того, можно наблюдать за качеством электрической энергии по средствам комплексного мониторинга предельных значений.

При использовании ИКИ-50 происходит обнаружение любых типов повреждений и их направлений сетях с изолированной и компенсированной нейтралью.

Индикация проходит от источника питания к месту повреждения. Данная система полностью автономна, то есть не требуется перенастройка при изменении режимов нейтрали, а также не требуется установка трансформаторов тока нулевой последовательности [4].

В. Обнаружение однофазного замыкания на землю

Любое замыкание на землю в сетях с изолированной и компенсированной нейтралью сопровождается переходным процессом, который обнаруживается устройством ИКИ-50.

Последующее установившееся $3U_0$, рассчитываемое на основании измеренных напряжений (через CAPDIS) является достаточным условием для определения данного повреждения. Направление в данном случае определяется по фазовому сдвигу.

При обнаружении замыканий на землю и индикации неисправности используются четыре различных метода обнаружения. Первый метод основан на напряжениях и токах, где можно сравнить друг с другом разность углов. Второй метод основан на коэффициентах $\sin\phi$ (автономные сети) и $\cos\phi$ (компенсированная сеть) и имеет такой же принцип, какой используется в ряде реле. Третий метод основан на анализе переходных процессов. Чтобы определить, направление повреждения значение сравнивается с нулем для первого полуцикла напряжения к первой полуволны тока нейтрали замыкания на землю, где отсчет ведется от начала времени. Если оба переходных процесса находятся в фазе или сдвинуты на 180 градусов по фазе по отношению друг к другу, это означает, что неисправные выходы. Последний метод основан на измерении числа переходных скачков напряжения. В данном методе устанавливается пик значения, по которому «находятся» признаки повреждения. Также устанавливается второе значение, которое играет роль «предупреждения» и отдает указания на диспетчерский пункт.

С. Варианты установки

В случае установки считывающего устройства на каждое присоединение, как показано на рисунке 1, контроль ведется по одному фидеру (ИКИ-50_1F).

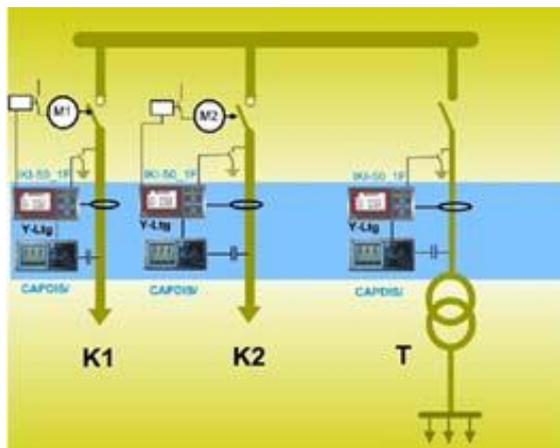


Рис. 1. Контроль по одному фидеру (ИКИ-50_1F)

С установкой одного считывающего устройства на два или три присоединения, как показано на рисунке 2,

контроль ведется по двум фидерам или параллельным кабелям (ИКИ-50_2F).

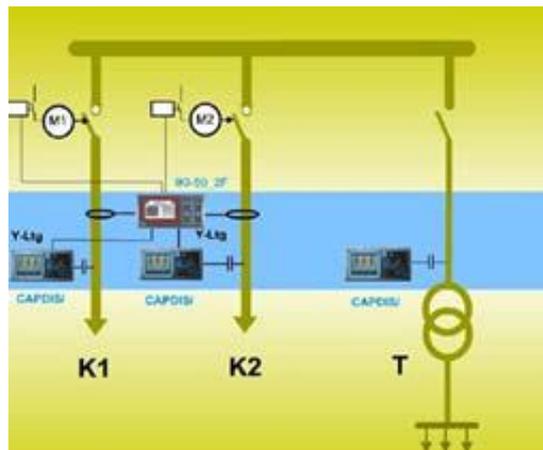


Рис. 2. Контроль по двум фидерам (ИКИ-50_2F)

При подключении трех присоединений определяются только токи первых двух. Токи третьего присоединения рассчитываются по токам двух других присоединений.

IV. РЕКЛОУЗЕР РВА/TEL

Реклоузер представляет собой специальный аппарат, объединяющий в себе вакуумный выключатель и микропроцессорную релейную защиту с автоматикой. Устанавливается на опоре для защиты воздушных линий электропередачи. Выполняет оперативные переключения в распределительной сети, автоматическое отключение поврежденного участка, автоматическое повторное включение линии, автоматическое выделение поврежденного участка, автоматическое восстановление питания на неповрежденных участках сети, сбор, обработку и передачу информации о параметрах режимов работы сети и состоянии собственных элементов. На протяжении всего срока службы реклоузер не обслуживается.

Реклоузер РВА/TEL представляет собой современное поколение коммутационного оборудования, объединившее в себе передовые технологии микропроцессорной релейной защиты и автоматики и вакуумной коммутационной техники.

А. Назначение

Реклоузер РВА/TEL нашел свое применение в воздушных распределительных сетях трехфазного переменного тока с изолированной или компенсированной нейтралью частотой 50 Гц и 60 Гц, номинальным напряжением 10(6) кВ в качестве:

- ячейки отходящего фидера на подстанции и распределительном пункте;
- автоматического пункта секционирования в сети с односторонним питанием;
- автоматического пункта секционирования в сети с несколькими источниками питания, в том числе пункта сетевого резервирования;
- ячейки на ответвлении сети [5].

В. Устройство и работа

Реклоузер состоит из трех отдельных модулей: коммутационного модуля OSM/TEL, который управляется посредством шкафа управления RC/TEL с микропроцессорной релейной защитой и автоматикой (РЗиА). Между собой эти модули связаны соединительным кабелем CC/TEL. Кроме того, имеется программное обеспечение TELUS для настройки параметров шкафа управления, ввода уставок РЗиА и просмотра накопленной реклоузером информации с персонального компьютера.

Реклоузер способен интегрироваться в систему телемеханики посредством использования любых каналов связи (кабель, радиоканал, оптоволоконный кабель и т.д.). Реклоузер способен полностью выполнять свои функции и без интеграции в систему телемеханики [6].

У. СОВМЕСТНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ИКИ-50 И РВА/ТЕЛ

На рисунке 3 представлена радиальная схема электроснабжения промышленного предприятия, где: Т1, Т2, Т3, Т4 - нумерация трансформаторов. Также на схеме указаны контроллеры ИКИ-50 в количестве 4 штук и реклоузер РВА/ТЕЛ.

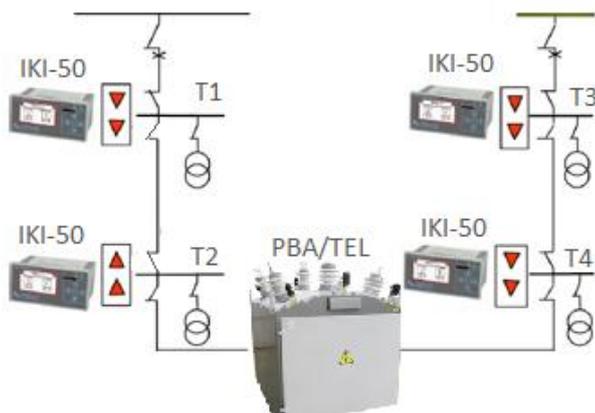


Рис. 3. Радиальная схема электроснабжения промышленного предприятия

Рассмотрим случай радиальной сети электроснабжения промышленного предприятия, питания которой происходит от двух мощных трансформаторов. Схема электроснабжения является радиальной только в нормальном режиме. При исчезновении напряжения на питающей линии к Т1, контроллер ИКИ-50 с помощью своей системы мониторинга обнаруживает повреждение и передает сигнал на реклоузер. Работа реклоузера в данном случае основана на релейной защите. В бестоковую паузу происходит отключение разъединителя около Т1. При этом необходимо также предусмотреть, чтобы в момент исчезновения напряжения оба выключателя на реклоузере включились. С помощью АВР реклоузера на линию к Т2 и Т1 подается напряжение, тем самым восстанавливается электроснабжения. Функция АВР полностью должна быть отключена, так как чаще всего на промышленном предприятии распространены кабельные линии электропередач.

Следует помнить, что данная схема является лишь временным решением и при первой же возможности

необходимо восстановить нормальную схему электроснабжения на промышленном предприятии.

У. ВЫВОДЫ

Данное решение по восстановлению электроснабжения на промышленном предприятии позволяет повысить надежность, при этом участие оперативного персонала не требуется.

Применение интеллектуальных технологий на промышленном предприятии позволяет значительно повысить экономическую эффективность каждого предприятия и страны в целом, ведь именно от дохода промышленных предприятий зависит экономическая обстановка в стране. При повышении надежности электроснабжения исключается вероятность бракованной продукции, а значит вероятность выхода на международный рынок резко возрастает.

Список литературы

- [1] Алиев Р.С. Системный анализ коммутационных состояний электрических сетей машиностроительного производства и управление их эксплуатационной надежностью: дис. ... канд. техн. наук: 05.13.01. - М., 2003.
- [2] Деньги сэкономит слежка за энергией // Деловая газета. Юг URL: http://www.dg-yug.ru/a/2013/12/20/Dengi_sberezhet_slezhka_za (дата обращения: 15.05.2017).
- [3] Учет, мониторинг и диспетчеризация инженерных систем // Корпорация Триол URL: <http://triolcorp.ru/accounting-monitoring-control-engineering-systems/> (дата обращения: 15.05.2017).
- [4] Jonna Ojala Vikadiagnostiikan kehittäminen muuntamoilla oleviin mittauksiin perustuvalla testijärjestelmällä: Diplomi-insinööri: Sähkö- ja energiatekniikan koulutusohjelma (DI). - Vaasassa, 2017.
- [5] Реклоузер вакуумный серии РВА/ТЕЛ // Таврида Электрик Украина URL: <http://tavrida-ua.com/products/vacuumrecloser.html> (дата обращения: 15.05.2017).
- [6] Реклоузер вакуумный серии РВА/ТЕЛ // GIS profi URL: <http://gisprofi.com/catalog/items259.html> (дата обращения: 15.05.2017).
- [7] Шушпанов И.Н., Сулов К.В., Воропай Н.И., Стычинский З., Фам Ч.Ш. Модель режимной надежности «активных» распределительных сетей // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2013. № 6. С. 70-79.

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ОЗЗ В СЕТЯХ 6-35 КВ НА БАЗЕ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ЗАЩИТ

Л.Г.Мигунова¹, П.С.Белова¹

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»
г.Самара, Россия

Аннотация

Состояние вопроса: Наиболее частым повреждением в электрических сетях 6-35 кВ является однофазное замыкание на землю (ОЗЗ). Эти замыкания возникают в следствие пробоя изоляции одной из трех фаз, или обрыва проводов воздушной линии. Работа электрической сети с замыканием на землю допускается в течении определенного времени, но является крайне нежелательной. Наибольшее влияние на выбор типа защиты от ОЗЗ в сетях 6 и 10 кВ оказывает режим заземления нейтрали. Микропроцессорные защиты от ОЗЗ основываются на измерении тока нулевой последовательности $3I_0$ и напряжения нулевой последовательности $3U_0$.

Материалы и методы: При проведении экспериментов на стенде с использованием микропроцессорных защит в качестве исследуемого объекта применялся терминал «Сириус-2Л» производителя ЗАО «Радиус Автоматика».

Результаты: Проведен сравнительный анализ действия механических и микропроцессорных защит (терминал «Сириус-2Л» ЗАО «Радиус Автоматика»).

Выводы: При сравнении действия защит от однофазных замыканий на землю, установленных на стенде, было выявлено, что микропроцессорные защиты наиболее быстро срабатывают и многофункциональны.

Ключевые слова: электрическая сеть, однофазное замыкание на землю (ОЗЗ), режим заземления нейтрали, релейная защита, микропроцессорная защита.

DEVELOPMENT OF ALGORITHM OF SINGLE-PHASE TO EARTH FAULT (SEF) IN NETWORKS OF 6-35 KV ON THE BASIS OF MICROPROCESSOR PROTECTION

L.G.Migunova¹, P.S.Belova¹

Samara State Technical University,
Samara, Russian Federation

Abstract

Background: The most frequent damage in electrical grid of 6-35 kV is single-phase to earth fault (SEF). These circuits arise as a consequence of the breakdown of the insulation of one of the three phases, or an open wire overhead line. Network with ground short-circuit allowed for a certain time, but is highly undesirable. The greatest influence on the choice of the type of protection single-phase to earth fault (SEF) in networks 6 kV and 10 kV having the neutral grounding mode. Microprocessor protection single-phase to earth fault (SEF) based on the measurement of the zero sequence current $3I_0$ and the zero sequence voltage $3U_0$.

Materials and Methods: While conducting experiments on the bench with the use of microprocessor protection relay as a test object used the terminal "Sirius-2L" producer JSC "Radius Automation".

Results: In the comparative analysis tested the mechanical protection and microprocessor protection (terminal "Sirius-2L" JSC "Radius Automation").

Conclusions: When comparing the actions of protection single-phase to earth fault, it was found that microprocessor protection most quickly respond and multifunctional.

Key-words: electrical grid, single-phase to earth fault (SEF), conditions of ground neutral, relay protection, microprocessor protection.

Причины возникновения однофазных замыканий на землю

Большинство аварийных режимов в энергосистеме создается замыканием одной из фаз трехфазной системы на землю или на элемент, электрически связанный с землей. Данное явление называется однофазное замыкание на землю (ОЗЗ) [1].

Процессы, протекающие в сети при возникновении такого замыкания, значительным образом зависят от режима работы нейтрали данной сети. Нулевой провод (нейтраль) необходим для выравнивания фазных напряжений нагрузки, когда сопротивления этих фаз различны. Тем самым сохраняется симметрия

энергосистемы. Однако, селективные защиты от замыканий на землю отсутствуют на 80% подстанций России [2].

При замыкании одной из фаз на землю значения фазных напряжений неповрежденных фаз становятся близкими к линейным, что недопустимо. В результате воздействия повышенного напряжения изоляция этих фаз подвержена ускоренному старению, что в конечном счете может привести к замыканию на землю других фаз и возникновению двойного замыкания на землю, являющегося коротким замыканием и требующего немедленного отключения поврежденного участка сети.

Способ заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ решает проблему надежности энергоснабжения, а также сохранность электрического оборудования, безопасности людей и животных, находящихся в местах прохождения электрических линий, и, в очень большой степени, на выбор принципов и типов устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), а также на способы использования этих устройств для отключения замыкания на землю или только для сигнализации.

Режимы заземления нейтрали

Классификация режимов нейтрали проводится в зависимости от значения напряжения на неповрежденных фазах. Поэтому режимы заземления нейтрали в сети 6-35 кВ можно разделить на:

- изолированная нейтраль;
- заземление нейтрали через дугогасительный реактор (ДГР);
- заземление нейтрали через резистор;
- заземление нейтрали через ДГР, зашунтированный резистором.

Режим заземления нейтрали определяет также и способ выполнения селективной защиты от замыканий на землю. При прочих равных условиях предпочтение должно быть отдано такому способу заземления нейтрали, при котором защита от замыкания на землю получается достаточно простой и надежной.

В настоящее время в России используются три способа заземления нейтрали в рассматриваемых сетях: изолированная, компенсированная и резистивно-заземлённая, начинает применяться и четвёртый – с резистором и дугогасящим реактором в нейтрали. Однофазные замыкания не относятся к коротким замыканиям и могут существовать 2 и более часов. За это время можно переключить нагрузку на другой источник, и уже после этого отключить линию [1].

Трудно создать универсальную защиту от ОЗЗ для таких разных типов электроустановок, как воздушные и кабельные линии, генераторы и электродвигатели, для разных режимов заземления нейтральных точек сети.

Виды применяемых защит от ОЗЗ

В настоящее время в России и за рубежом применяются следующие основные разновидности защит от ОЗЗ:

1. Защиты, измеряющие напряжение нулевой последовательности.
2. Ненаправленные защиты, регистрирующие составляющую промышленной частоты тока нулевой последовательности.
3. Направленные защиты, реагирующие на составляющие промышленной частоты тока и напряжения нулевой последовательности.
4. Защиты, фиксирующие «наложенный» ток с частотой, отличной от промышленной.
5. Защиты, реагирующие на высокочастотные составляющие в токе нулевой последовательности, возникающие естественным путём.
6. Защиты, реагирующие на составляющие тока и напряжения нулевой последовательности в переходном процессе ОЗЗ.

Защиты от однофазных замыканий на землю на линиях действуют на сигнал, тем не менее, применение этих защит целесообразно, так как место замыкания на землю нужно отыскать и устранить по возможности быстро, потому что упавший провод опасен для окружающих. В этом случае поиск места замыкания на землю производится путем поочередного отключения линий [3].

В сетях с изолированной нейтралью при замыкании на землю через место повреждения будут проходить емкостные токи, обусловленные напряжением и емкостью неповрежденных фаз. Включение в нейтраль активных или реактивных сопротивлений вызвано необходимостью ограничения емкостных токов на землю. Эти токи не должны превышать в нормальных режимах: в сетях 3—20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях, и во всех сетях 35 кВ — 10 А; в сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на воздушных линиях: при напряжении 3—6 кВ — 30 А, при 10 кВ — 20 А, при 15—20 кВ — 15 А.

В настоящее время в РФ в эксплуатации находится свыше 1 млн.600 тыс. устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) различных типов, и основную долю их составляют электромеханические устройства и микроэлектронные или с частичным использованием микроэлектроники. Показатель правильности срабатывания устройств РЗА стабилен и составляет 99,5%. Значительная доля (свыше 40%) случаев неправильной работы устройств РЗА происходит из-за неудовлетворительного состояния устройств и ошибок персонала РЗА при техническом обслуживании.

В новых экономических условиях приоритетным направлением, способствующим развитию систем релейной защиты и автоматики (РЗА) является создание свободного рынка конкурентоспособных технических средств систем РЗА. Таким образом, научно-техническая политика РАО «ЕЭС России» была ориентирована на внедрение микропроцессорных систем РЗА как отечественного производства, так иностранного, отвечающих требованиям РАО «ЕЭС России» по функциональным показателям и условиям эксплуатации [4].

Защита от ОЗЗ в составе терминала «Сириус-2-Л»

Самыми востребованными производителями устройств релейной защиты ИЦ «Бреслер», НПП «Бреслер», ЗАО «РАДИУС Автоматика», НПП «ЭКРА» и ИЦ «Энергосервис», ALSTOM, Siemens, ABB, General Electric, Merlin Gerin, PEЛCиC и другие предлагают микропроцессорную аппаратуру релейной защиты, которая соответствует современным требованиям и может быть использована для модернизации средств РЗА существующего электрооборудования, а также для новых объектов.

Микропроцессорное устройство «Сириус-2-Л» (производитель «РАДИУС Автоматика») предназначено для защиты воздушных и кабельных линий, а также трансформаторов, преобразовательных агрегатов и т.д. Данный терминал представлен на Рис.1 [5].

Устройство устанавливается в релейных отсеках КРУ, КРУН и КСО, на панелях и в шкафах в релейных залах и

пультах управления электростанций и подстанций 6–35 кВ.

Данное устройство выполняет следующие функции защит:

- трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем двух или трех фазных токов;

- автоматический ввод ускорения любых ступеней МТЗ при любом включении выключателя;

- защита от обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ);

- защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) по сумме высших гармоник;

- защита от однофазных замыканий на землю по току основной частоты;

- выдача сигнала пуска МТЗ для организации логической защиты шин.

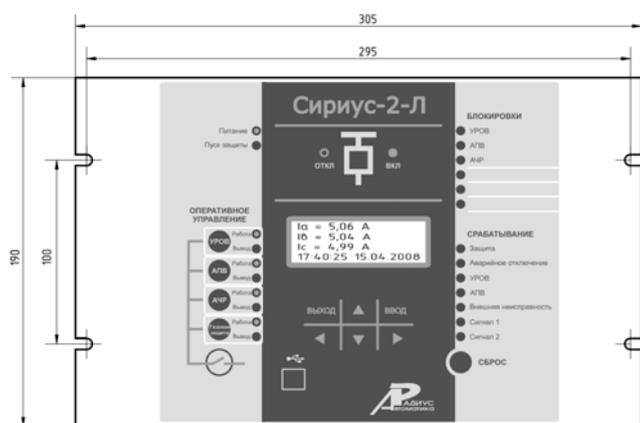


Рис.1. Вид спереди.

Помимо функций защит «Сириус-2Л» также выполняет функции автоматики (АПВ, АЧР, ЧАПВ, УРОВ и т.д.). Также в терминале предусмотрены дополнительные сервисные функции (определение места повреждения, дополнительная ступень МТЗ-4, измерение времени срабатывания защит и т.д.)

Защита от ОЗЗ разделена на защиты по сумме высших гармоник (3-й, 5-й, 7-й, 9й - выделяются цифровым фильтром, происходит подавление сигнала основной частоты 50 Гц) и току основной частоты 50 Гц (определяется ток основной частоты и его пороговое значение).

Параметры защиты от ОЗЗ на высших гармониках приведены в Таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Значение
1 Диапазон уставок по току $3I_0$ высших гармоник (во вторичных значениях), А:	0,005-0,500
2 Дискретность уставок по току $3I_0$ высших гармоник, А	0,001
3 Диапазон уставок по времени, с:	0,05-99,00
4 Дискретность уставок по	0,01

времени, с:	
5 Основная погрешность, от уставок, %:	
по току $3I_0$ высших гармоник	± 25
по времени	± 3
6 Коэффициент возврата	0,95-0,92

Значение тока высших гармоник при однофазном замыкании на землю составляет примерно 5% от тока первой гармоники, который появился бы в данной сети при отсутствии компенсации. Данный фактор следует учитывать при расчете уставок.

Параметры защиты по току основной частоты 50 Гц приведены в Таблице 2.

Таблица 2

Наименование параметра	Значение
1 Диапазон уставок по току $3I_0$ частоты 50 Гц (во вторичных значениях), А:	0,010-2,500
2 Дискретность уставок по току $3I_0$ частоты 50 Гц, А	0,001
3 Диапазон уставок по времени, с:	0,05-99,00
4 Дискретность уставок по времени, с:	0,01
5 Основная погрешность, от уставок, %:	
по току $3I_0$ высших гармоник	± 5
по времени	± 3
6 Коэффициент возврата	0,95-0,92

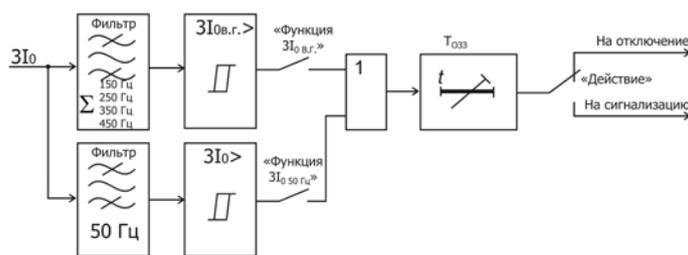


Рис.2. Фрагмент функциональной логической схемы защиты от ОЗЗ

Из Рис.2 видно, что защиты на высших гармониках и на основной частоте могут действовать совместно, но нельзя задать одновременно защиту по гармоникам на сигнал, а по основной частоте – на отключение.

Токи контролируемой линии поступают на входные измерительные трансформаторы, осуществляющие гальваническую развязку и согласование уровней сигналов. Далее они поступают на модуль микропроцессорного контроллера, где предварительно фильтруются, а затем оцифровываются аналого-цифровым преобразователем АЦП. Цифровой сигнальный процессор производит цифровую обработку сигналов. Полученные данные передаются главному процессору.

Сравнение и применение электромеханических и микропроцессорных защит

В настоящее время в РФ в эксплуатации находится свыше 1 млн.600 тыс. устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) различных типов, и основную долю их составляют электромеханические устройства и микроэлектронные или с частичным использованием микроэлектроники. Находящиеся в эксплуатации средства РЗ и ПА проектировались и вводились в эксплуатацию в 70-80 годы. В совокупности эти средства представляют собой сложную многоуровневую и резервируемую систему противо-аварийного автоматического управления (ПАУ). Сеть 500кВ оснащена электромеханическими устройствами РЗ и линейной автоматикой. Общее состояние устройств РЗА в энергосистемах характеризуется старением аппаратуры, измерительных приборов, контрольных кабелей, значительная часть которых находится в эксплуатации более 25 лет. По данным энергосистем РФ в среднем 38 % (в 1998 -35%, в 1997-33%) устройств проработали более 25 лет, морально и физически устарели, не отвечают требованиям надежности, удобства эксплуатации, требуют повышенных трудозатрат на их техническое обслуживание [6].

Отказ от электромеханических и статических реле, обладающих значительными габаритами, позволил более компактно размещать оборудование на панелях РЗА. Такие конструкции стали занимать значительно меньше места. При этом управление посредством сенсорных кнопок и дисплея стало более наглядным и удобным. Микропроцессорные терминалы более чувствительны к аварийным режимам. Однако полный отказ от электромеханических реле не совсем обоснован, так как имеющийся опыт эксплуатации микропроцессорных защит показал, что они не так уж и безупречны.

В общем случае, если для срабатывания электромеханического или электронного реле мгновенного действия достаточно 5–15 мс, то для микропроцессорного реле уже необходимо 30–40 мс (по данным производителей). В реальных же условиях оказывалось 80–100 мс. Это связано с тем, что, в отличие от электромеханического или аналогового электронного реле, микропроцессорное реле работает со входными величинами дискретно. В аварийных переходных режимах микропроцессору приходится обрабатывать большие массивы информации в режиме реального времени,

сопровождающегося быстрыми и значительными изменениями входных сигналов, и для этого ему необходимо определенное время (иногда сотни миллисекунд). Более того, если уже после запуска микропроцессора ситуация изменилась (например, замыкание на землю одной фазы перешло в двухфазное, а затем и трехфазное), то запущенный процесс вычисления прерывается и все измерения начинаются сначала.

Вывод

При проведении испытаний на стенде при однофазном коротком замыкании на землю с использованием микропроцессорной защиты «Сириус-2Л» и электромеханических реле было установлено, что быстродействие микропроцессорных защит выше, чем у электромеханических. Это можно объяснить тем, что на таком стенде невозможно заранее сымитировать все возможные комбинации и искажения сигналов, которые могут произойти в реальной ситуации. Невозможно заранее предусмотреть такие случаи и при разработке реле [7].

Список литературы

- [1] Шалин, А.И. Релейная защита от замыканий на землю в сетях с резистивным заземлением нейтрали. – Новосибирск, 2014. – 1 с.
- [2] Борухман, В.А. Об эксплуатации селективных защит от замыканий на землю в сетях 6-10 кВ и мероприятиях по их совершенствованию // Энергетик, 2000, №1. .20-22 с.
- [3] Езерский, В.Г. Комбинированная защита от однофазных замыканий на землю // ООО «НТЦ «Мехатроника»» – 2 с.
- [4] Белотелов, А.К. Научно-техническая политика РАО «ЕЭС России» в развитие систем релейной защиты и автоматики. Сборник докладов XV научно-технической конференции СИГРЭ в г.Москва “Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем”. – Москва. – 2002. – 3 с
- [5] Микропроцессорные устройства защиты «Сириус-2-Л», «Сириус-21-Л».Руководство по эксплуатации. ЗАО «РАДИУС Автоматика».- Москва- 4-13 с
- [6] Коновалов, Е.В. Основные результаты эксплуатации устройств РЗА энергосистем Российской Федерации. Сборник докладов XV научно-технической конференции СИГРЭ в г.Москва “Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем”. – Москва. – 2002. – 19-23 с
- [7] Гуревич В. Журнал «Новости электротехники». Микропроцессорные реле защиты. Новые перспективы или новые проблемы?.-Israel Electric Corporation, Израиль, г.Хаифа-2005-№6

УСТРАНЕНИЕ СРАБАТЫВАНИЯ ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ ПРИ РЕГУЛИРОВКЕ ПОД НАГРУЗКОЙ АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

Р.В. Майдак

Филиал ОАО «СО ЕЭС» Курское РДУ, Курск, Россия

E-mail: roman_maidak@mail.ru

Аннотация - одним из способов регулирования напряжения в электрических сетях является использование регулировки под нагрузкой, путём изменения коэффициента трансформации находящихся в работе автотрансформаторов. В отдельных схемно-режимных ситуациях создаются условия срабатывания дистанционной защиты автотрансформатора. Это приводит к ухудшению электроэнергетического режима, вплоть до отключения самих потребителей. Для исключения этого применяется контроль электрического угла между векторами активной и реактивной мощности, проходящей через автотрансформатор. Разработаны мероприятия, осуществляющие мониторинг угла и при необходимости его изменение. Реализуется в СК-2007, с выдачей предупредительной сигнализацией. Предлагаемая методика позволяет полностью устранить возможность отключения автотрансформатора при изменении его коэффициента трансформации.

Ключевые слова - электрический угол, дистанционная защита, коэффициент трансформации, активная и реактивная мощность, автотрансформатор.

THE ELIMINATION OF THE TRIGGERING DISTANCE PROTECTION IF THE ADJUSTMENT UNDER LOAD OF THE AUTOTRANSFORMERS

R. V. Maydak

The branch of JSC "so UES" RDU Kursk, Kursk, Russia

E-mail: roman_maidak@mail.ru

Abstract - one way to regulate voltage in electrical networks is the use of adjustment under load, by changing the transformation ratio in autotransformation. In a separate scheme-operational situations, the conditions of triggering of the distance protection of the autotransformer. This leads to deterioration of the power regime, up to disconnection of consumers. To avoid this, apply the control electrical angle between the vectors of active and reactive power flowing through the autotransformer. Measures have been developed that monitor the angle and if necessary change it. Implemented in the UK-2007, with the issuance of a warning alarm. The proposed method allows to completely remove the ability to disable the auto-transformer when you change its transformation ratio.

Keywords - electric angle, distance protection, transformation ratio, active power, reactive power, autotransformer.

I. ВВЕДЕНИЕ

Автотрансформаторы являются одними из основных элементов электрической схемы, от которых зависит надёжность и бесперебойность обеспечения потребителей электрической энергией. Аварийное отключение автотрансформаторов, особенно в ремонтных схемах часто, приводит к перегрузке оставшегося в работе электросетевого оборудования или отключению потребителей.

II. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Одной из причин, вызывающей отключение автотрансформатора является неправильное срабатывание дистанционных защит от токов нагрузки. Примером такой неправильной работы - аварийное отключение 13 апреля 2015 года автотрансформаторов на подстанции 500 киловольт Липецкая. Для пояснения каким образом произошло отключение, воспользуемся рисунком 1.

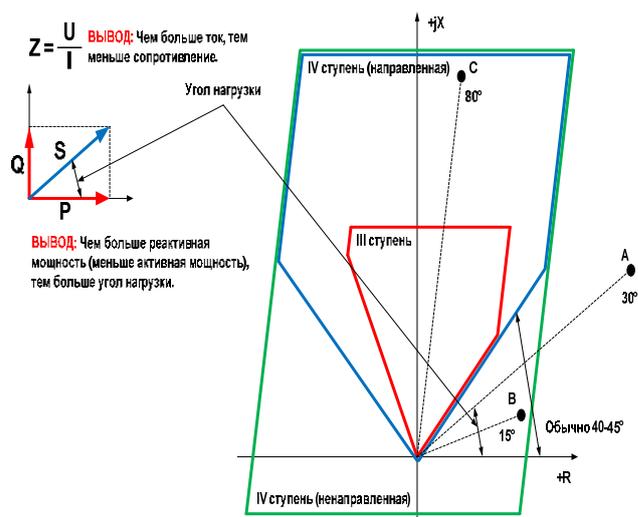


Рис. 1. Характеристика срабатывания дистанционной защиты автотрансформатора.

При токах нагрузки не входящих в зону срабатывания дистанционной защиты – точки А, В, дистанционная защита не срабатывает и, соответственно, отключение автотрансформатора не будет. Характеристика точки А отличается от точки В величиной тока нагрузки, в точке А он меньше, в точке В больше. Многоугольник синего цвета – это зона срабатывания дистанционной защиты. Точка С входит в зону срабатывания дистанционной защиты (по величине угла и тока), происходит отключение автотрансформатора. Для исключения неправильного срабатывания дистанционной защиты необходимо снизить переток мощности через автотрансформатор, как правило, применяют изменение перетока реактивной мощности. Изменяется режим загрузки генерирующего оборудования по реактивной мощности, изменяется состояния батарей статических компенсаторов, применяется деление электрической сети. Режим изменения активной мощности генераторов не используется, так как в этом случае придётся оплачивать загрузку или разгрузку электростанции. Это экономически не выгодно.

Особенно усложнится электроэнергетический режим в аварийной или ремонтной схеме, например, при нахождении в ремонте одного из автотрансформаторов и аварийном отключении другого. Условием, послужившем отключению оставшегося в работе трансформатора, может являться необходимость изменения напряжения с помощью регулировки под напряжением автотрансформатора. Так, до изменения анцапф положения автотрансформатора, угол находился в допустимых пределах, но в процессе изменения их положения угол нагрузки может перейти в зону срабатывания дистанционной защиты, произойдёт отключение автотрансформатора. Поэтому угол нагрузки нужно непрерывно рассчитывать и отслеживать, эта задача решается автоматически посредством автоматического расчёта программным обеспечением и выдачи информации на мониторы управления оперативного персонала энергообъектов или диспетчерского персонала. До момента срабатывания дистанционной защиты на отключение автотрансформатора, подаётся предупредительная сигнализация о приближении угла нагрузки в зону срабатывания защиты. В этом случае оперативный персонал энергообъектов должен принимать меры к приведению угла нагрузки в область несрабатывания. В случае неисправности программного обеспечения, при котором угол нагрузки рассчитывается непрерывно автоматически, угол можно просчитать вручную по формуле:

$$\text{Угол} = \arctg(Q/P), \quad (1)$$

где Угол. – угол нагрузки автотрансформатора, Q и P – реактивная и активная мощность, протекающая через автотрансформатор.

Если по расчётам угол нагрузки создаёт предпосылки срабатывания дистанционной защиты, то изменять коэффициент трансформации запрещается. Необходимо привести угол нагрузки в соответствие.

Если все мероприятия не позволяют привести угол нагрузки в зону несрабатывания дистанционной защиты, то применяют одно из радикальных мероприятий, при котором дистанционная защита автотрансформатора не

срабатывает при изменении положения анцапф автотрансформатора. Такой режим возникает при нахождении электрических станций на достаточном удалении от автотрансформатора, на котором требуется изменить коэффициент трансформации, изменить загрузку по реактивной мощности генераторов неэффективно, а также невозможности применить метод деления электрической сети, например, в ремонтной или аварийной схеме. Этим радикальным мероприятием является кратковременный вывод из работы отдельных ступеней дистанционной защиты. В основном выводится 3 зона дистанционной защиты. Дистанционная защита автотрансформатора является резервной защитой, безопасность эксплуатации автотрансформатора полностью обеспечивают основные защиты, которые остаются в работе. Поэтому эксплуатация автотрансформатора без 3 зоны дистанционной защиты вполне допустима, к тому же защита выводится кратковременно, на момент перевода анцапф автотрансформатора и вероятность возникновения в этот момент короткого замыкания крайне низка.

III. ВЫВОДЫ

При приближении угла нагрузки в область срабатывания дистанционной защиты необходимо изменять величину протекающей реактивной мощности через автотрансформатор или кратковременно выводить 3 зону дистанционной защиты. Таким образом, исключается неправильная работа дистанционной защиты автотрансформатора с его последующим отключением, в момент изменения положения анцапф автотрансформатора. Это достигается постоянным контролем угла нагрузки. Энергоэнергетический режим ведётся без опасений неправильного отключения автотрансформатора действием дистанционной защиты.

Список литературы

- [1] Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем. Москва, 2008. - С. 23.
- [2] Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» Релейная защита и автоматика. Москва. - 2012. - С. 29.
- [3] Шабад, М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Санкт Петербург. 2003. – 349 с.
- [4] Циглер, Г. Цифровая дистанционная защита: принципы и применение. Москва. - Энергоиздат. 2005. – 322 с.

Сравнение традиционных и волнового методов определения места повреждения по итогам опытов натурных испытаний на ЛЭП 220-330 кВ

Д.Н. Гура, А.Л. Корольков
Филиал АО "СО ЕЭС" Северокавказское РДУ
Пятигорск, Россия
GuraDN@skrdu.so-ups.ru, KorolkovAL@skrdu.so-ups.ru

Аннотация - для определения места короткого замыкания (КЗ) на линиях электропередач (ЛЭП) применяются приборы определения места повреждения (ОМП). В своей работе службы релейной защиты и автоматики (СРЗА) филиалов ОАО "СО ЕЭС" определяют эффективность работы приборов ОМП. Зачастую они сталкиваются с проблемой недостоверных показаний этих приборов. Это приводит к снижению надежности энергосистемы и к увеличению временных и экономических затрат на отыскание места КЗ. Наиболее достоверную информацию о точности работы приборов ОМП можно получить, используя метод натурных испытаний. Были проведены опыты натурных испытаний на ЛЭП 220-330 кВ на Северном Кавказе, в Сибири и на Дальнем Востоке. Для этого на ЛЭП были установлены различные приборы ОМП отечественных и зарубежных производителей, использующие существующие методы ОМП. Проведено моделирование опытов в системе RTDS для оценки достоверности итогов опытов. Проведен сравнительный анализ точности работы приборов ОМП различных производителей и целесообразности применения волновых и традиционных устройств ОМП. Проведена теоретическая и практическая проверка актуальности результатов натурных испытаний в программно-аппаратном комплексе моделирования в реальном времени (RTDS). По результатам опытов оборудование, использующее двухсторонний волновой метод, показало высокую точность. Были определены достоинства и недостатки каждого применявшегося устройства ОМП и сформулированы предложения по их совершенствованию. Предложены пути перспективного развития системы ОМП ЛЭП ЕНЭС для повышения точности и снижения эксплуатационных расходов, связанных с отысканием мест повреждения ЛЭП. Проверка результатов в системе RTDS доказала актуальность полученных моделей.

Ключевые слова - ОМП; надежность энергосистемы; натурные испытания; опыты; моделирование в RTDS

A comparison of conventional and wave methods for fault location according to the results of the experiments of full-scale tests on power lines 220-330 kV

Denis Gura, Alexander Korolkov
JSC "SO UPS" North Caucasus RDU
Pyatigorsk, Russia
GuraDN@skrdu.so-ups.ru, KorolkovAL@skrdu.so-ups.ru

Abstract - to determine the location of short circuit (SC) transmission lines (transmission lines) used instruments determining the place of damage (WMD). In the work of the service of relay protection and automation (SRSA) of the branches of JSC "so UES" determine the efficiency of instrument MTO. They often face the problem of false readings of these devices. This leads to reduced grid reliability and to increase the time and economic costs of finding the fault location. The most reliable information about the accuracy of the ISR devices can be obtained using the method of full-scale tests. Experiments were conducted full-scale tests on power lines 220-330 kV in the North Caucasus, in Siberia and in the far East. For this purpose, the power lines were installed a variety of instruments WMD domestic and foreign manufacturers using existing methods of the OMP. The simulation experiments in the RTDS system to assess the reliability of results of experiments. A comparative analysis of the accuracy of the ISR devices from different manufacturers and the feasibility of a wave and conventional devices the ISR. Theoretical and practical validation of the relevance of the results of field tests in the software-hardware complex for real-time simulation (RTDS). According to the results of the experiments the equipment using a two-way wave method, showed high accuracy. Were identified the advantages and disadvantages of each device used WMD, and offers recommendations for their improvement. Suggested ways of perspective development of the system of fault location of the UNEG, to improve the accuracy and reduce operating costs associated with the search of places of damage of power lines. Check the results in the RTDS system has proved the relevance of the obtained models.

Keywords - the reliability of the power system; full-scale tests; experiments; simulation on RTDS

I. ВВЕДЕНИЕ

В своей работе службы релейной защиты и автоматики (СРЗА) филиалов АО «СО ЕЭС» сталкиваются с проблемой недостоверных показаний фиксирующих приборов (ФП), регистраторов аварийных событий (РАС) и данными встроенных функций определения места повреждения (ОМП) микропроцессорных терминалов защит. Это приводит к снижению надежности энергосистемы, а также увеличению временных и экономических затрат на отыскание места КЗ [1].

В соответствии с директивными документами [2], специалисты СРЗА анализируют все случаи работы ФП и расследуют причины недостоверных показаний ОМП.

Анализ работы ФП, эксплуатирующихся в операционной зоне (ОЗ) Северокавказского РДУ (СК РДУ), за 2016 год показывает, что из 1521 случае срабатывания ФП было 87 случаев их неправильной работы.

Причиной этому были: переходное сопротивление в месте КЗ, нагрузки ЛЭП в предаварийном режиме, погрешность измерительных трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН), наличие сложных электромагнитных связей с другими линиями, физический и моральный износ устройств ОМП и т.д.

По результатам расчетов и информации о результатах осмотра ЛЭП производится анализ точности работы приборов ОМП, при необходимости уточнение (корректировка) методик расчета ОМП [3].

Наиболее достоверную информацию о точности работы приборов ОМП можно получить, используя метод натуральных испытаний.

За период 2014-2015 гг. в ЕЭС России были проведены 3 этапа опытов натуральных испытаний по оценке точности устройств ОМП.

II. ТИПЫ УСТРОЙСТВ ОМП

Все установленные для опытов натуральных испытаний устройства ОМП можно разделить на две группы:

- Традиционные устройства ОМП – это устройства ОМП, работающие по параметрам аварийного режима. Они основаны на анализе симметричных составляющих сигналов (токов и напряжений), возникающих в момент КЗ на ЛЭП, поскольку их величины зависят от места повреждения [4]. По методам ОМП они делятся на односторонние и двухсторонние. Последние одновременно используют информацию с обоих концов ЛЭП. К ним относятся ИМФ-3Р и Сириус-2-ОМП.
- Волновые устройства ОМП – это устройства ОМП, основанные на измерении разницы времени пробега электромагнитной волны, возникающей в момент повреждения, от точки повреждения к разным концам ЛЭП. Волновое ОМП является

двухсторонним и требует обязательной связи между устройствами, расположенными на концах ЛЭП [5]. К ним относятся Бреслер-0107.090; TWSFL8; СМВЛ, ТОР 100-ЛОК.

III. ЗАДАЧИ ИСПЫТАНИЙ

Задачи испытаний сводились к следующему:

- Проверка и сравнительный анализ точности различных дистанционных методов ОМП ЛЭП для линий различной конфигурации.
- Оценка и сравнение функциональности интерфейса человек-машина (ИЧМ) устройств ОМП ЛЭП различных производителей.
- Выбор перспективного пути развития системы ОМП ЛЭП ЕНЭС.
- Разработка мероприятий и рекомендаций по построению системы ОМП ЛЭП ЕНЭС для повышения точности с целью снижения эксплуатационных расходов, связанных с отысканием мест повреждения ЛЭП.

Уникальность методики проведения опытов заключается в том, что после включения линии в работу производится подтягивание капроновой нити, и в момент приближения медного каната к рогу происходит перекрытие, нить перегорает, а проволока начинает падать. По мере падения проволоки появляется дуга, которая растягивается и исчезает после отключения ЛЭП устройствами релейной защиты. В результате автоматического повторного включения линия остается в работе, этим обеспечивается непрерывность электроснабжения потребителей [6].

IV. ОПИСАНИЕ ОПЫТОВ НАТУРНЫХ ИСПЫТАНИЙ

A. Северный Кавказ

Первые опыты натуральных испытаний были проведены в сентябре 2014 года в ОЗ СК РДУ на ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный.

Для проведения натуральных испытаний к штатно установленным ИМФ-3Р и АУРА на ПС 330 кВ Владикавказ-2 и ПС 330 кВ Грозный были установлены Сириус-2-ОМП, Бреслер-0107.090, TWSFL8, СМВЛ со своим прикладным программным обеспечением (ПО) для ОМП.

Были проведены два типа однофазных КЗ на ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный:

- Опыт однофазного короткого замыкания на тело опоры производился в одной точке ЛЭП.
- Опыт однофазного короткого замыкания на землю через переходное сопротивление производился в одной точке ЛЭП.

Кроме ОМП при помощи вышеуказанных устройств, места КЗ были рассчитаны при помощи двух специализированных программных комплексов (ПК), используемым в СК РДУ. Результаты опыта №1, представлены в таблице I, а опыта №2 - в таблице II.

Таблица I. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТА №1

Опыт КЗ №1			
ПС 330 кВ	Тип устройства ОМП и ПК	Место КЗ, км	Относительная погрешность в %
Владикавказ-2	ИМФ-3Р	68,02	0,72
	Сириус-2-ОМП		1,64
	Бреслер-0107.090		0,33
	TWSFL8		0,29
	СМВЛ		0,20
	АУРА		3,33
	КО		2,63
АРМ СРЗА4	0,63		
Грозный	ИМФ-3Р	46,38	0,98
	Сириус-2-ОМП		7,97
	Бреслер-0107.090		0,34
	TWSFL8		0,29
	СМВЛ		0,20
	АУРА		0,68
	КО		2,63
АРМ СРЗА4	0,44		

Таблица II. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТА №2

Опыт КЗ №2			
ПС 330 кВ	Тип устройства ОМП и ПК	Место КЗ, км	Относительная погрешность в %
Владикавказ-2	ИМФ-3Р	94,6	0,79
	Сириус-2-ОМП		3,58
	Бреслер-0107.090		0,25
	TWSFL8		0,09
	СМВЛ		0,05
	АУРА		5,70
	КО		1,57
АРМ СРЗА4	0,62		
Грозный	ИМФ-3Р	19,8	2,53
	Сириус-2-ОМП		2,71
	Бреслер-0107.090		0,26
	TWSFL8		0,09
	СМВЛ		0,05
	АУРА		1,70
	КО		1,57
АРМ СРЗА4	0,45		

В. Сибирь

В октябре 2014 года опыты натурных испытаний устройств ОМП на искусственных дефектах изоляции были проведены на ВЛ 220 кВ Барнаульская – Бийская, МЭС Сибири.

Целью испытаний являлись:

- Проверка работоспособности устройства СМВЛ в условиях реальной эксплуатации в режиме мониторинга аварийных отключений ЛЭП.
- Проверка точности определения места повреждения (КЗ) на ЛЭП.

Были проведены два однотипных однофазных КЗ на ВЛ 220 кВ Барнаульская – Бийская:

- Опыт однофазного КЗ на землю при замыкании на вертикальный стержневой заземлитель на расстоянии 30 метров от опоры ЛЭП (опора №150). Расстояние 34,747 км от ПС 220 кВ Барнаульская.

- Опыт однофазного КЗ на землю при замыкании на вертикальный стержневой заземлитель на расстоянии 30 метров от опоры ЛЭП (опора №377). Расстояние 86,931 км от ПС 220 кВ Барнаульская.

Каждый опыт КЗ был зарегистрирован в штатном автоматическом режиме в “Журнале событий на ВЛ”. Время актуализации данных о событиях – опытах КЗ на АРМ СМВЛ составило 5-20 минут.

Результаты опытов натурных испытаний устройств ОМП на ВЛ 220 кВ Барнаульская – Бийская представлены в таблице III.

Таблица III. РЕЗУЛЬТАТЫ НАТУРНЫХ ИСПЫТАНИЙ

Номер опыта	Место КЗ: расстояние от ПС, номер опоры, фаза		Погрешность определения расстояния до места КЗ, м
	Фактическое, м	По данным СМВЛ, м	
Опыт №1	34 747 опора №150, фаза “С”	34 855 опора №150, фаза “С”	+108
Опыт №2	86 931 опора №377, фаза “В”	86 858 опора №377, фаза “В”	-73

С. Дальний Восток

В декабре 2015 года опыты натурных испытаний устройств ОМП были проведены на спаренных ВЛ 220 кВ Амурская – Короли/тяговая с отпайкой на ПС 220 кВ Белогорск и ВЛ 220 кВ Завитая – Короли/тяговая с отпайкой на ПС 220 кВ Хвойная, расположенных в филиале ПАО “ФСК ЕЭС” - МЭС Востока, Амурское ПМЭС.

Для проведения натурных испытаний к штатно установленным ИМФ-3Р, Сириус-2-ОМП, Бреслер-0107, Бреслер-0105 на ПС 500 кВ Амурская, ПС 220 кВ Белогорск, ПС 220 кВ Завитая и ПС 220 кВ Хвойная были дополнительно установлены Бреслер-0107.090, АУРА, ДЗЛ (ЭКРА), ТОР 100-ЛОК со своим прикладным ПО для ОМП:

Были проведены три типа КЗ на ЛЭП:

- Опыт однофазного КЗ на землю в режиме опробования ВЛ 220 кВ Завитая – Короли/тяговая с отпайкой на ПС 220 кВ Хвойная производился в одной точке ВЛ 220 кВ Завитая – Старт Короли/тяговая с отпайкой на ПС 220 кВ Хвойная.
- Опыт однофазного КЗ на землю через переходное сопротивление производился в одной точке ВЛ 220 кВ Завитая – Короли/тяговая с отпайкой на ПС 220 кВ Хвойная на отпайки на ПС 220 кВ Хвойная.
- Опыт междуфазного (двухфазного) КЗ производился в одной точке ВЛ 220 кВ Амурская – Короли/тяговая с отпайкой на ПС 220 кВ Хвойная.

Кроме ОМП при помощи вышеуказанных устройств, места КЗ были рассчитаны при помощи двух специализированных ПК, используемым в Амурском ПМЭС.

Результаты опытов №1, 2, 3 представлены в таблицах IV, V, VI соответственно.

Таблица IV. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТОВ №1

Опыт КЗ №1			
ПС	Тип устройства ОМП и ПК	Место КЗ, км	Относительная погрешность в % от длины ЛЭП
ПС 220 кВ Завитая	ИМФ-ЗР	48,51	0,59
	Бреслер-0107		0,02
	Бреслер-0107.090		5,64
	АУРА		0,06
	ДЗЛ (ЭКРА)		2,49
	ТОР 100-ЛОК		0,59
	WinBres		-
	АРМ СРЗА4		-

Таблица V. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТОВ №2

Опыт КЗ №2			
ПС	Тип устройства ОМП и ПК	Место КЗ, км	Относительная погрешность в % от длины ЛЭП
ПС 500 кВ Амурская	Сириус-2-ОМП	150,66	13,17
	Бреслер-0105		0,79
	Бреслер-0107.090		0,71
	АУРА		0,15
	ДЗЛ (ЭКРА)		-
	ТОР 100-ЛОК		0,23
	WinBres		0,03
	АРМ СРЗА4		0,69
ПС 220 кВ Завитая	ИМФ-ЗР	38,85	3,09
	Бреслер-0107		0,76
	Бреслер-0107.090		0,50
	АУРА		0,40
	ДЗЛ (ЭКРА)		-
	ТОР 100-ЛОК		0,03
	WinBres		0,03
	АРМ СРЗА4		0,70

Таблица VI. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТА №3

Опыт КЗ №3			
ПС	Тип устройства ОМП и ПК	Место КЗ, км	Относительная погрешность в % от длины ЛЭП
ПС 500 кВ Амурская	Сириус-2-ОМП	70,64	3,41
	Бреслер-0105		1,38
	Бреслер-0107.090		2,58
	АУРА		0,34
	ДЗЛ (ЭКРА)		0,16
	ТОР 100-ЛОК		0,55
	WinBres		1,51
	АРМ СРЗА4		3,19
ПС 220 кВ Завитая	ИМФ-ЗР	118,87	5,66
	Бреслер-0107		1,92
	Бреслер-0107.090		-
	АУРА		0,49
	ДЗЛ (ЭКРА)		0,83
	ТОР 100-ЛОК		0,81
	WinBres		1,51
	АРМ СРЗА4		3,28

V. ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

По итогам натурных испытаний сделаны следующие выводы:

1. Наибольшую точность ОМП в опытах КЗ показали устройства, использующие двухсторонний волновой метод. Целесообразно применение волнового способа в качестве основного способа ОМП для ЛЭП 330-750 кВ.

2. В настоящее время в Европе функционируют независимые испытательные центры, которые объединены в Международную ассоциацию испытательных центров

(STL). В России центры, обеспечивающие проведение полного цикла испытаний электротехнического оборудования, отсутствуют, поэтому назрела острая необходимость создать такой испытательный центр. Ввиду важности оценки точности работы приборов ОМП на системообразующих ЛЭП необходимо создание лаборатории для решения данных задач [7].

3. Персоналом эксплуатирующих организаций при проведении опытов натурных испытаний были выявлены следующие недостатки:

- Длительность выполнения расчета ОМП ПО Бреслер-0107.090.
- Частая неточность расчета ОМП ТОР 100-ЛОК.
- ПО ДЗЛ (ЭКРА) не предназначено для расчета ОМП.

Кроме того были сделаны следующие предложения:

- Необходимо предусмотреть передачу осциллограмм оперативным персоналом ПС в центр управления сетями (ЦУС) для ТОР 100-ЛОК.

На основе проведенных опытов натурных испытаний специалистами СК РДУ и ООО НПП “Экра” было проведено моделирование всех вышеуказанных опытов в ПАК RTDS. Проведенные исследования позволяют сделать вывод об актуальности моделей, полученных с помощью ПАК RTDS. Комплекс может использоваться для широкого круга задач и позволяет значительно сократить временные затраты на различные теоретические исследования и практические испытания устройств РЗА.

Список литературы

- [1] С.Б. Бухвалов. Экспериментальный метод настройки прибора ОМП на ЛЭП с высокой степенью неоднородности параметров // Релейщик. – 2010. – № 3. – с. 34-36.
- [2] Директивные документы:
- Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55438-2013 “Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и эксплуатации”;
- Положение о Службе РЗА Филиала АО “СО ЕЭС” Северокавказское РДУ (актуальная редакция).
- [3] СТО 56947007-29.240.55.159-2013 Типовая инструкция по организации работ для определения мест повреждения воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше. Стандарт организации ПАО “ФСК ЕЭС”.
- [4] Аржанников Е.А., Лукоянов В.Ю., Мисриханов М.Ш. Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях / Под ред. Шуина В.А. – М.: Энергоатомиздат, 2003.
- [5] Козлов В.Н., Бычков Ю.В., Ермаков К.И. О точности современных устройств ОМП // Релейная защита и автоматизация. – 2016. – №1. – С. 42-46.
- [6] Айзенфельд А.И., Аронсон В.Н., Гловацкий В.Г.. Фиксирующие индикаторы тока и напряжения ЛИФП-А, ЛИФП-В, ФПТ и ФПН. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
- [7] Хренников А.Ю., Мажурин Р.В. Мощный испытательный центр в России. Технические и организационные факторы // Новости ЭлектроТехники. – 2012. – № 3(75).

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ПРОВАЛОВ НАПРЯЖЕНИЯ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ ПРИ ПОМОЩИ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

К.Р. Бахтеев

ФГБОУ ВО "Казанский государственный энергетический университет", Казань, Россия

E-mail: kam1609@mail.ru

Аннотация - В работе основное внимание уделено применению накопителей электроэнергии для покрытия кратковременных нарушений электроснабжения (КНЭ), а именно для предотвращения провалов напряжения (ПН) вызванных удаленным КЗ в сети высокого напряжения, с которым классические устройства АВР и БАРВ предназначенные для восстановления питания потребителей не справляется, т.к. ПН происходит по обеим секциям шин от которых питается промышленный потребитель. Предложены методы по удержанию качества электроснабжения при ПН, а также возможность использования накопительных элементов для стабилизации послеаварийного режима. Применение накопителей электроэнергии может быть наиболее перспективным методом для развития технологий накопления электроэнергии для решения проблемы с ПН.

Ключевые слова - накопители электроэнергии; аккумуляторные батареи; суперконденсаторы; режимы работы; восстановление электроснабжения.

PREVENTION OF VOLTAGE DIP IN INDUSTRIAL ENTERPRISES WITH THE USE OF ELECTRICAL POWER STORAGE DEVICES

K.R. Bakhteev

Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russian Federation

E-mail: kam16.09.92@gmail.com

Abstract - Reliability of power supply is especially important for large industrial enterprises with continuous technological processes. In our work, the main attention is paid to the use of power storage devices to cover a short-term power failure, namely to prevent a voltage dip caused by a remote short circuit in a high voltage network with which the classical devices automatic switching over to a reserve source intended for restoring the power of consumers cannot cope. Voltage dip occurs on both sections of tires from which the industrial consumer feeds. Proposed methods for maintaining the quality of power supply in case of voltage dips, as well as the possibility of using storage elements for stabilization of the disaster mode. The use of power storage can be the most promising method for the development of power storage technologies to solve the problem with voltage dips.

Key words - accumulators of electric power; accumulator batteries; supercapacitors; modes of operation; power restoration.

1. ВВЕДЕНИЕ

С 2010 по 2016 год произошло серьезное снижение цен на аккумуляторные батареи - примерно на 80%.

В результате сегодня стоимость батареи оценивается в 227 долларов за киловатт-час.

Поэтому в связи с быстрым удешевлением накопителей электроэнергии, становится возможным их использование для предотвращения нарушения электроснабжения. Была создана имитационная модель накопитель - стабилизатор напряжения - инвертор - фильтры – нагрузка (рисунок 1). В качестве инструмента для исследования был использован метод математического моделирования в программной среде MATLAB Simulink [1].

В силу конструктивных и схемных особенностей промышленные потребители реагируют на кратковременные нарушения электроснабжения (КНЭ) длительностью порядка нескольких десятых секунды.

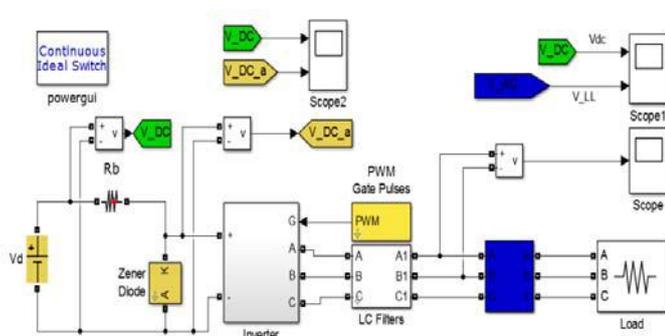


Рис. 1. Математическая модель электрической сети

Классические устройства автоматического включения резерва (АВР) предназначенные для восстановления питания потребителей, имеют время срабатывания порядка нескольких секунд. В результате при провалах напряжения (ПН) нарушается работа чувствительных потребителей. Характерной особенностью провалов

напряжения в отличие от других показателей, влияющих на качество электроэнергии, является случайно вероятностный характер их возникновения [2-4].

В связи с вышеперечисленным весьма актуальными являются вопросы повышения надёжности электроснабжения ответственных потребителей химических, нефтеперерабатывающих, машиностроительных и других предприятий за счёт мер по защите от провалов напряжения, вызванных повреждениями в распределительной сети.

II. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ КРАТКОВРЕМЕННЫХ НАРУШЕНИЙ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Проведенный анализ накопителей показал, что наиболее актуальным для предотвращения провалов напряжения становится использование суперконденсаторов, а так же натрий-солевых батарей. Использование таких систем накопления энергии для обеспечения комфортного электропитания потребителей путем компенсации провалов напряжения позволяет экономить значительные материальные ресурсы. Так, например, в России среднее промышленное предприятие имеет около 20 провалов напряжения глубиной в 10% от номинала и длительностью 0,1 сек. Последствия одного такого провала оценивается в среднем в 10 млн. руб. Таким образом, годовая экономия от использования систем электропитания на базе накопителей электроэнергии составляет более 200 миллионов рублей только для одного предприятия.

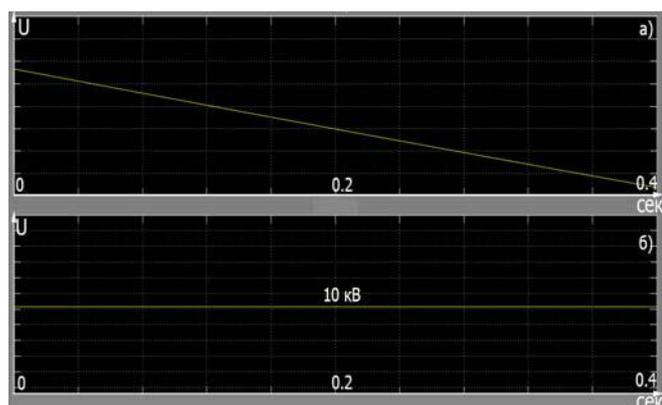


Рис. 2: а) Разряд батареи в момент аварии б) напряжение на выходе после стабилизатора

Как видно из осциллограммы, рис 2, применение накопителей позволяет подключенному к ним промышленному потребителю при пропадании электрического тока или при выходе его параметров за допустимые нормы, некоторое непродолжительное время продолжать работу. Накопитель стремительно разряжается (рис 2 а), в то время как напряжение на выходе после стабилизатора остается постоянным (рис 2 б) и как следствие напряжение на шинах промышленного потребителя также стабильно. Необходимо учитывать, что отдача электроэнергии нагрузке от накопителя производится при соблюдении параметров качества электроэнергии, что требует решения вопроса электромагнитной совместимости объектов при удовлетворительных экономических показателях для минимизации остаточной неиспользованной энергии накопителя.

III. Выводы

Полученные результаты позволяют сделать следующий вывод, применение накопителей электроэнергии, а именно суперконденсаторов может быть наиболее перспективным методом для развития технологий накопления электроэнергии для решения проблемы с ПН.

Список литературы

- [1] Черных И.В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink. 1-е издание, 2007 год, 288 стр., формат 17x24 см, мягкая обложка, ISBN 978-5-388-00020-0.Л.Я.
- [2] Фишман В.С. Провалы напряжения в сетях промышленных предприятий. Причины и влияние на электрооборудование // Новости электротехники. 2004. №5. С. 24-28.
- [3] Бахтеев К.Р. Использование накопителей электроэнергии для предотвращения кратковременных нарушений электроснабжения // «Молодежь и XXI век – 2017: Мат. VII
- [4] Беляев А.В. Противоаварийная автоматика в узлах нагрузки с мощными синхронными электродвигателями М: НТФ Энерго-прогресс, 2008. – 40 с. Библиотечка электротехника, приложение к журналу "Энергетик"; Вып. 9 (117).

АНАЛИЗ РАБОТЫ ДИСКРЕТНЫХ ВХОДОВ УСТРОЙСТВ МП РЗА

Н.А. Тойдеряков, И.А. Кошельков

ООО НПП «ЭКРА»

Чебоксары, Россия

toyderyakov_na@ekra.ru

Аннотация — Надежное срабатывание дискретных входов (ДВ) является одним из решающих факторов функционирования микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики. Известно, что на корректность работы ДВ влияют параметры и режимы работы сети оперативного постоянного тока (СОПТ). Сопротивление изоляции цепей питания оперативного постоянного тока напряжением 220 В в нормальном режиме работы должно быть не ниже 10 МОм. Для этого СОПТ должна быть снабжена устройством для непрерывного контроля изоляции, позволяющим сигнализировать о снижении сопротивления изоляции любого из полюсов до 20 кОм.

В работе применялись методы математического анализа, законы теоретических основ электротехники. При выполнении экспериментальной части использовался цифровой программно-аппаратный комплекс (ПАК) RTDS. Моделирование выполнялось в программной среде RSCAD указанного комплекса. За основу модели взят микропроцессорный терминал РЗА производства ООО НПП «ЭКРА».

Рассмотрены результаты испытаний дискретных входов микропроцессорных терминалов РЗА производства ООО НПП «ЭКРА» при различных величинах перекаса напряжений СОПТ с применением ПАК моделирования реального времени RTDS. Оценено влияние параметров схемы СОПТ на величину перекаса напряжений полюсов.

Результаты проведенных с помощью RTDS испытаний ДВ микропроцессорных терминалов серии БЭ2704 при различных величинах перекаса напряжений СОПТ в расчётных режимах соответствуют теоретическим. Длительность сработавшего состояния ДВ при пробое изоляции зависит от ёмкости сети и может превышать рекомендуемое время отстройки от помех. Для уменьшения величины перекаса напряжений полюсов и, как следствие, уменьшения длительности времени сработавшего состояния ДВ независимо от выбранного устройства контроля изоляции целесообразно применять выравнивающие резисторы. Номинал выравнивающих резисторов должен выбираться наименьшим допустимым по условиям эксплуатации.

Ключевые слова — дискретный вход, СОПТ, RTDS, моделирование, релейная защита.

THE ANALYSIS OF THE OPERATION OF DISCRETE INPUTS DEVICES MP RELAY PROTECTION AND AUTOMATION

N.A. Toyderyakov, I.A. Koshelkov

EKRA ltd

Cheboksary, Russian Federation

toyderyakov_na@ekra.ru

Abstract — Reliable triggering of digital inputs is one of the decisive factors in the operation of microprocessor devices of relay protection and automation. It is, known, that the correct operation of the digital inputs is influenced by the parameters and operation modes of DC control. Insulation resistance of power circuits operating DC voltage of 220 V in normal operation should not be below 10 M Ω . For that DC control should be provided with a device for the continuous monitoring of isolation that allows you to signal the lowering of the insulation resistance of any of the poles to 20 ohms.

The paper applies the methods of mathematical analysis, the laws of theoretical fundamentals of electrical engineering. When performing the experimental part was used the digital PAC RTDS. The modeling was done in RSCAD software environment of this complex. Based on the model taken for the microprocessor terminal of relay protection and automation production EKRA ltd.

The results are described for tests of digital inputs in microprocessor protection relays by EKRA for different voltage deviations in DC control circuits using real time digital simulation set RTDS. The influence of system parameters on deviations in voltage poles for DC control circuits is also described.

The results of performed using the RTDS test digital inputs microprocessor terminals of series БЭ2704 for different values of the bias voltages of DC control in the design modes correspond to the theoretical. The duration of the actuated condition of digital inputs in the breakdown of insulation depends on the capacity of the network and may exceed the recommended time tuning. To reduce the magnitude of the bias voltages of the poles and, consequently, reduce the time duration of the actuated condition of digital inputs regardless of the insulation control device is advisable to use equalizing resistors. The value equalizing resistors should be chosen according to the lowest allowable operating conditions.

Key words — digital input, DC control, RTDS, simulation, relay protection.

Надежное срабатывание дискретных входов (ДВ) является одним из решающих факторов функционирования микропроцессорных устройств (МП) релейной защиты и автоматики (РЗА). Известно [1], что на

корректность работы ДВ влияют параметры и режимы работы СОПТ. Согласно [2] (п.п. 2.6.16, 2.10.20), сопротивление изоляции цепей питания оперативного постоянного тока напряжением 220 В в нормальном режиме работы должно быть не ниже 10 МОм. Для этого СОПТ должна быть снабжена устройством для непрерывного контроля изоляции, позволяющим сигнализировать о снижении сопротивления изоляции любого из полюсов до 20 кОм.

В работе сделана попытка определения параметров СОПТ, при которых возможно срабатывание ДВ терминала РЗА вследствие возникновения перекосов напряжений полюсов и оценка параметров, оказывающих влияние на длительность сработавшего состояния ДВ при пробое изоляции положительного полюса.

Для проведения испытаний ДВ терминала серии БЭ2704 производства ООО НПП «ЭКРА» с целью верификации результатов, полученных при использовании аналитического метода, была создана модель традиционной (мостовой) схемы СОПТ [3] с помощью ПАК RTDS (Real Time Digital Simulator) [4]. Схема испытаний представлена на рис. 1, где: АБ – аккумуляторная батарея, Е – эквивалентная ЭДС АБ, SF – вводной автомат, $R_{дел+} = R_{дел-} = R_{дел}$ – сопротивления выравнивающих резисторов традиционной схемы контроля сопротивления изоляции, $R_{изол+}$, $R_{изол-}$ – сопротивления изоляции полюсов относительно «земли», C_+ , C_- – емкости полюсов СОПТ, U_+ , U_- – напряжение полюсов, УК – управляющий контакт, обеспечивающий внешнее воздействие на ДВ, КЗ – моделируемая точка пробоя изоляции на «землю».

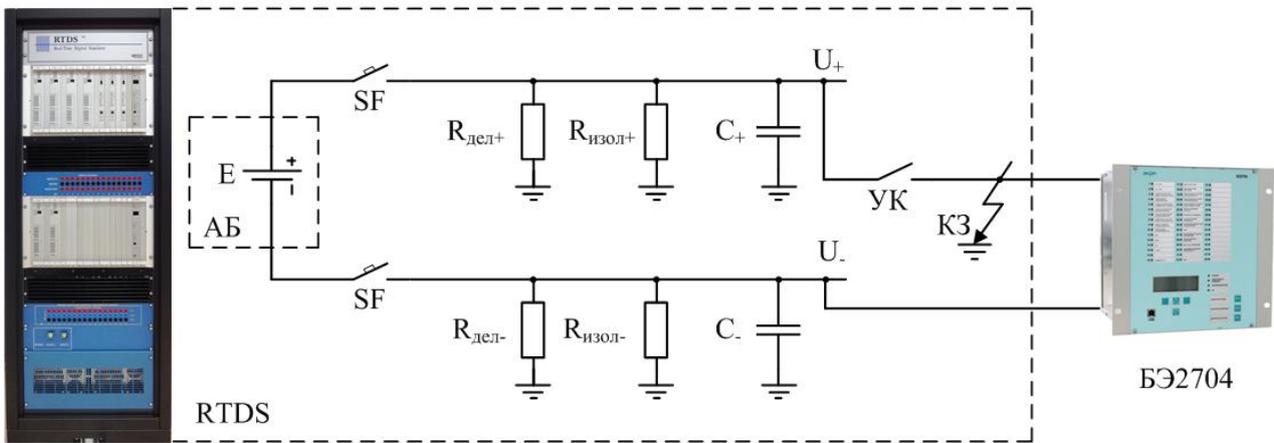


Рис. 1. Схема испытаний ДВ с использованием модели СОПТ.

Для схемы (рис. 1) были выведены аналитические выражения, описывающие зависимости напряжений полюсов схемы СОПТ от её параметров:

$$U_+ = E \cdot \frac{R_{изол+} \cdot (R_{дел+} + R_{изол-})}{R_{дел+} \cdot R_{изол+} + R_{дел-} \cdot R_{изол-} + 2 \cdot R_{изол+} \cdot R_{изол-}}, \quad (1)$$

$$U_- = -E \cdot \frac{R_{изол-} \cdot (R_{дел+} + R_{изол+})}{R_{дел+} \cdot R_{изол+} + R_{дел-} \cdot R_{изол-} + 2 \cdot R_{изол+} \cdot R_{изол-}}$$

В выражении (1) сопротивления $R_{изол+}$, $R_{изол-}$ зависят от реального состояния изоляции полюсов, а $R_{дел}$ определяется используемой конкретной схемой СОПТ.

На рис. 2 представлен график зависимости разности (перекоса) напряжений на полюсах $\Delta U = |U_+ - U_-|$ от отношения сопротивлений изоляции полюсов $R_{изол+}/R_{изол-}$ для ряда значений сопротивлений выравнивающих резисторов $R_{дел}$ и при их отсутствии. Из рис. 2 очевидно, что с увеличением значения сопротивления $R_{дел}$, перекося напряжений, обусловленный износом изоляции, также увеличивается, а без выравнивающих резисторов достигает своего максимального значения для величины отношения $R_{изол+}/R_{изол-}$ менее 100. Для сопротивления неповрежденного полюса не менее 10 МОм эта величина отношения соответствует сопротивлению изоляции

поврежденного полюса равному 100 кОм. Известно, что величина сопротивления изоляции $R_{изол} = 100$ кОм является типовой уставкой действия на сигнал для многих современных устройств контроля изоляции. Другая величина отношения $R_{изол+}/R_{изол-} = 500$ соответствует сопротивлению изоляции поврежденного полюса $R_{изол} = 20$ кОм ($R_{изол+}/R_{изол-} = 10 \text{ МОм}/20 \text{ кОм} = 500$), при котором устройство контроля изоляции должно действовать на сигнал согласно [2].

Для сопротивлений выравнивающих резисторов $R_{дел} \geq 200$ кОм очевидно, что если сопротивление изоляции на поврежденном полюсе составит 20 кОм, разность напряжений на полюсах превысит рекомендованную [5] величину срабатывания ДВ устройства МП РЗА (заштрихованная область). Из этого следует, что, при ухудшении изоляции возможны перекосы напряжения полюсов СОПТ, способные привести к срабатыванию ДВ терминала РЗА.

Длительность сработавшего состояния ДВ при пробое изоляции зависит от ёмкости сети, которая связана с длиной кабелей между аккумуляторной батареей и управляющим контактом. С целью упрощения расчеты проводились для ряда емкостей 1, 2, 3, 4 и 5 мкФ, что при удельной емкости кабеля равной 0,3 мкФ/км [6] соответствует для одного кабеля длине примерно 3, 6, 9,

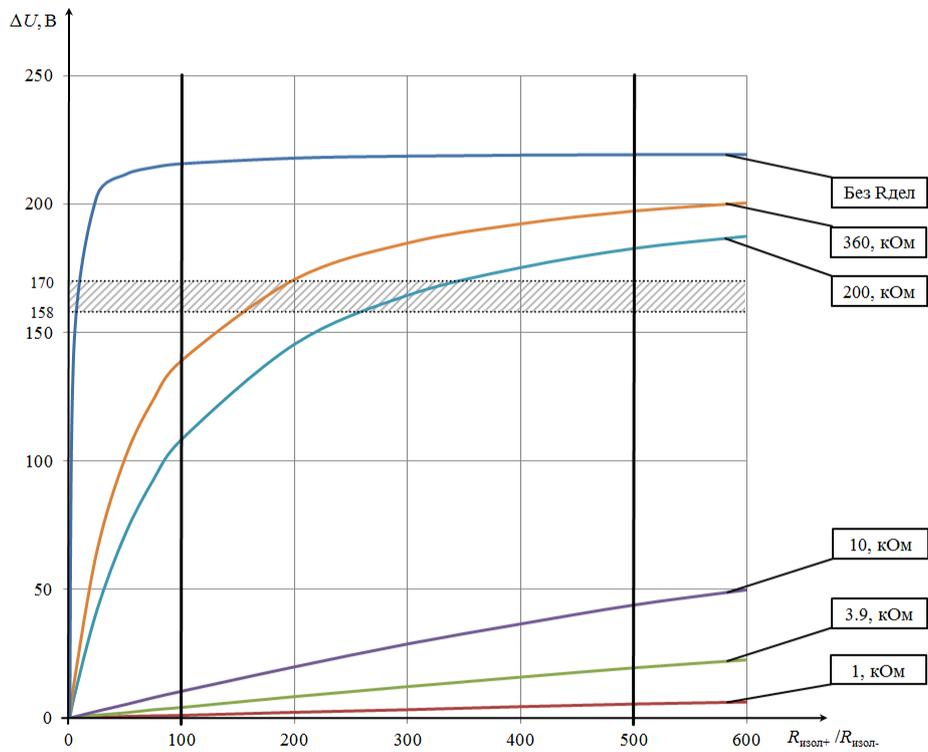


Рис. 2. Зависимость разности напряжения на полюсах от отношения сопротивлений полюсов.

12 и 15 км. Реально фактическая ёмкость может отличаться в большую сторону.

Зависимость изменения напряжения на ДВ во времени после пробоя изоляции положительного полюса на «землю» в точке КЗ (рис. 1) при наличии предварительного перекоса напряжений полюсов СОПТ описывается выражением:

$$U(t) = U_0 \cdot e^{-\frac{t}{RC}}, \quad (2)$$

где U_0 – значение напряжения на полюсе схемы, определяемое по (1), R – эквивалентное сопротивление схемы замещения СОПТ, C – эквивалентная ёмкость схемы замещения СОПТ (рис. 1).

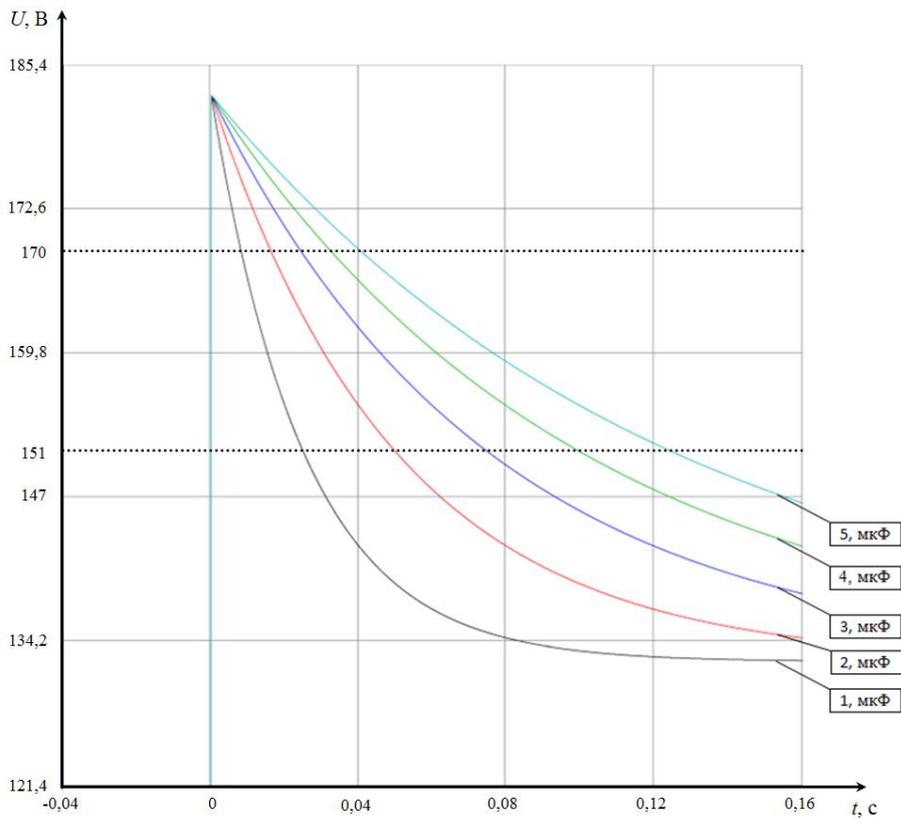


Рис. 3. Напряжение на дискретном входе при пробое изоляции при различных емкостях сети.

На рис. 3 представлен расчётный график изменения напряжения на ДВ во времени для выбранного ряда значений ёмкостей сети. Сопротивление выравнивающего резистора $R_{дел}$ в расчетах было принято равным 200 кОм, при этом сопротивление изоляции поврежденного полюса составляет 50 кОм (координата 200 по оси абсцисс на рис. 2).

Результаты экспериментов проведенных при подключении ДВ терминала БЭ2704 к установке RTDS полностью совпали с результатами, полученными при теоретических расчетах. Испытуемый дискретный вход соответствует требованиям [5], напряжение срабатывания входа составило 170 В, а напряжение возврата – 151 В. При пробое изоляции напряжение на ДВ терминала превышает уставку срабатывания, равную 170 В и затем резко снижается с постоянной времени, зависящей от емкости сети. Учитывая величину напряжения срабатывания входа, легко заметить, что ДВ будет находиться в состоянии срабатывания длительное время, превышающее 20 мс – максимальное значение выдержки времени для отстройки от помех рекомендуемое [5].

В случае пробоя изоляции с предварительным повреждением изоляции одного из полюсов длительность нахождения ДВ терминала в состоянии срабатывания составила от 34 мс до 154 мс в зависимости от моделируемой ёмкости сети. Испытания для величин выравнивающих резисторов $R_{дел}$ равных 10 кОм, 3,9 кОм и 1 кОм, показали, что при условиях, приведённых в статье, срабатывания ДВ терминала происходить не будет.

Выводы.

1. Результаты проведенных с помощью RTDS испытаний ДВ микропроцессорных терминалов серии БЭ2704 при различных величинах перекоса напряжений СОПТ в расчётных режимах соответствуют теоретическим.

2. В случае отказа от мостовой схемы контроля изоляции перекосы напряжений полюсов СОПТ, возникающие вследствие повреждения изоляции, могут достигать величин, превышающих регламентированные значения напряжения срабатывания ДВ.

3. Длительность сработавшего состояния ДВ при пробое изоляции зависит от ёмкости сети и может превышать рекомендуемое время отстройки от помех.

4. Для уменьшения величины перекоса напряжений полюсов и, как следствие, уменьшения длительности времени сработавшего состояния ДВ независимо от выбранного устройства контроля изоляции целесообразно применять выравнивающие резисторы. Номинал выравнивающих резисторов должен выбираться наименьшим допустимым по условиям эксплуатации.

Список литературы

1. Быков К.В., Галкин И.А., Лопатин А.А. Разработки ООО НПП «ЭКРА» в области контроля изоляции в сети оперативного постоянного тока электрических станций и подстанций // Релейная защита и автоматизация. – Чебоксары. – 2016. №3 (34). – С. 29-35.
2. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, М., 2005
3. Кошельков И.А., Алимов Ю.Н. Исследование зависимости поведения дискретных входов микропроцессорных устройств РЗА от процессов в сетях оперативного постоянного тока с традиционной схемой контроля изоляции// Электроэнергетика глазами молодежи. 2013. -Т2, -С.95-99.
4. Real Time Digital Simulation for the Power Industry [Цифровое моделирование в режиме реального времени для энергетики; материалы фирмы-производителя программно-аппаратного комплекса RTDS] // RTDS Technologies Inc., Winnipeg, Manitoba Canada, 2009.
5. СТО 56947007-29.120.40.102-2011 / Методические указания по инженерным расчетам в системах оперативного постоянного тока для предотвращения неправильной работы дискретных входов микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики, при замыканиях на землю в цепях оперативного постоянного тока подстанций ЕНЭС; ОАО «ФСК ЕЭС». 2011.
6. Электротехнический справочник Т.3 / Производство, передача и распределение электрической энергии; под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. И доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.

Способ передачи дискретных сигналов по существующим высокочастотным каналам связи для устройств резервной релейной защиты

Э.Т. Уразов, П.С. Киреев

ФГБОУ ВО "Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова"
Новочеркасск, Россия
E-mail: darik757@mail.ru

Аннотация — состояние вопроса: одним из перспективных методов повышения чувствительности релейной защиты к повреждениям в энергосистеме является расширение её информационной базы, которое не может быть достигнуто без проведения многостороннего анализа параметров режима в одной или нескольких точках энергосистемы. При реализации релейных защит, осуществляющих контроль параметров режима в нескольких точках энергосистемы, необходимо формирование каналов передачи данных между устройствами защиты, которые могут быть выполнены, например, с использованием новых высокочастотных или волоконно-оптических линий связи, что сопряжено со значительными капитальными затратами. Результаты: в статье предложен способ передачи дискретных сигналов по существующим высокочастотным каналам связи основных защит линии, заключающийся в генерации устройствами релейной защиты пакетов высокочастотных сигналов с различными, не кратными друг другу периодами повторения. Материалы и методы: при разработке данного способа были использованы методы математического моделирования и оптимизации. Выводы: предложенный способ передачи дискретных сигналов может быть использован при реализации релейных защит дальнего резервирования ответственных подстанций распределительных электрических сетей, осуществляющих контроль параметров режима в нескольких точках энергосистемы.

Ключевые слова — короткое замыкание (КЗ), электроэнергетическая система (ЭЭС), резервная релейная защита, высокочастотные каналы связи.

Way of discrete signal transmission by the existing high-frequency communication channels for devices of reserve relay protection

E.T. Urazov, P.S. Kireev

Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI)
Novocherkassk, Russia
E-mail: darik757@mail.ru

Abstract — background: the extension of information basis is one of the perspective methods of increasing the relay protection sensitivity to power supply system faults, which can't be reached without means of the all-round analysis of regime parameters in one or several points of the power supply system. Creation of transmission channels between protection devices is necessary for the implementation of the relay protection, which perform control of the regime parameters in several points of a power supply system. This channels can be created by implementation of the new high-frequency or fiber communication channels. It is accompanied by the considerable capital expenditure. Results: the way of discrete signals transfer by the existing high-frequency communication channels of the power line main protection is described in the article. This way is consisting in generation of high-frequency signal packages with the various, not multiple each other, repeatability periods by devices of relay protection. Materials and Methods: methods of mathematical modeling and optimization have been used during the developing of this way. Conclusions: the offered way of discrete signal transmission can be used at implementation of remote backup relay protection for branch substations of the distributive electric network, which controls regime parameters in the several points of a power supply system.

Keywords — short circuit, electric power system, backup relay protection, high-frequency communication channels.

1. ВВЕДЕНИЕ

Обеспечение устойчивого электроснабжения потребителей в сетях 6-110 кВ невозможно без использования защит ближнего и дальнего резервирования (ДР). Однако, чувствительность последних не всегда является достаточной, из-за большой разветвленности сетей 6-110 кВ, наличия промежуточных и ответвительных подстанций, выполненных по упрощенным схемам [1]. В настоящее время для решения этой проблемы предлагается использование ряда нетрадиционных релейных защит (РЗ): с принудительным искажением тока питающей воздушной линию (ВЛ), с контролем приращений реактивной составляющей или прямой последовательности вторичного тока ВЛ, и т.д. [1-7]. Особое место в классификации РЗ ДР занимают устройства, осуществляющие контроль параметров режима в нескольких точках электроэнергетической системы (ЭЭС). Из за расширения информационной базы данные устройства обладают повышенной чувствительностью к удаленным коротким замыканиям (КЗ), однако их реализация сопряжена с повышенными затратами из-за необходимости создания дополнительных каналов связи.

II. ОПИСАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМОГО СПОСОБА

В статье предлагается способ передачи дискретных сигналов между резервными защитами по существующим ВЧ каналам связи, например, основных защит ВЛ [8-10]. Суть способа заключается в передаче полукомплектами резервной защиты пакетов ВЧ сигналов в положительные полуволны тока прямой последовательности с различными, не кратными друг другу периодами повторения. Отличие суммарного сигнала в ВЧ канале от передаваемого полукомплексом свидетельствует о наличии сигнала противоположного комплекта. Рассмотрим данный способ подробнее применительно к схеме рис.1. Центральным элементом данной сети является линия $W1$, связывающая питающие подстанции А и Б, а также ответвительную подстанцию В. К шинам ПС Б, В подключена нагрузка S_{H1} , S_{H2} соответственно. Питание сети осуществляется системами $G1$, $G2$. Функции резервной защиты выполняют полукомплекты $AK1$, $AK2$, объединенные каналом связи.

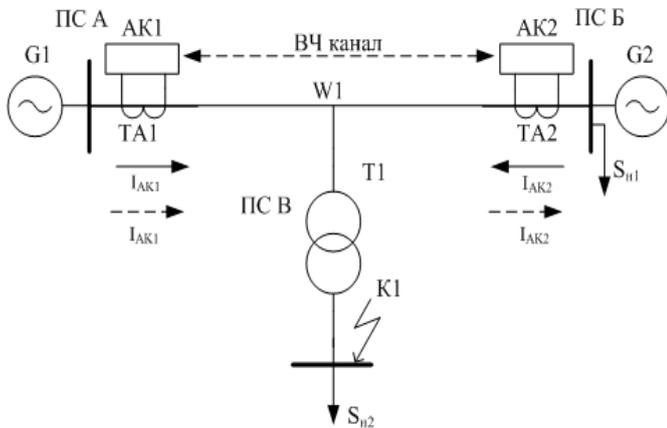


Рис. 1. Схема рассматриваемой сети

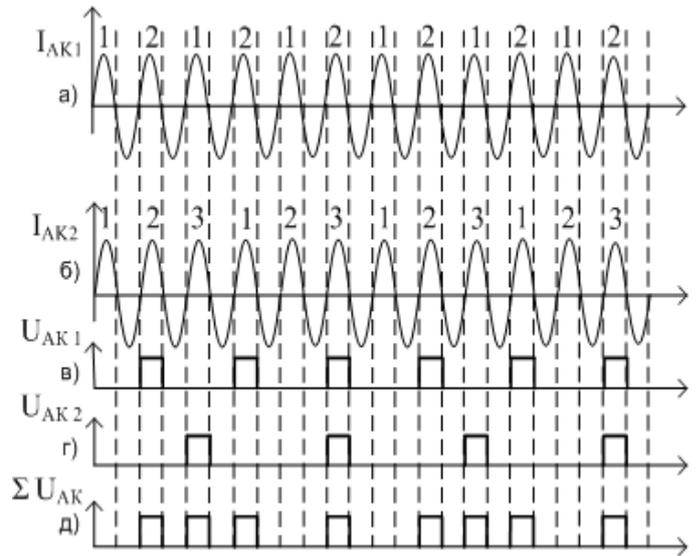


Рис. 2. Осциллограммы токов и напряжений при отсутствии транзита мощности по ВЛ $W1$

При возникновении КЗ в точке $K1$, согласно известным алгоритмам [2-7] происходит срабатывание органов полукомплектов $AK1$, $AK2$ (например, органов контроля аварийных составляющих параметров режима) и пуск их прямо-передатчиков. Направление тока прямой последовательности I_{AK1} в месте установки защиты $AK1$ может либо совпадать с направлением тока I_{AK2} в месте установки защиты $AK2$, либо нет (определяется мощностью трансформатора $T1$ и величиной нагрузки S_{H1}). Рассмотрим случай протекания токов I_{AK1} , I_{AK2} из шин ПС А и Б в линию $W1$ (на рис.1 показано сплошными линиями). Пусть передатчик полукомплекта $AK1$ формирует пакеты ВЧ сигналов каждую 2-ю положительную полуволну тока I_{AK1} , а передатчик $AK2$ - каждую 3-ю положительную полуволну тока I_{AK2} (осциллограммы токов I_{AK1} , I_{AK2} и сигналов передатчиков U_{AK1} , U_{AK2} показаны на рис.2,а-г).

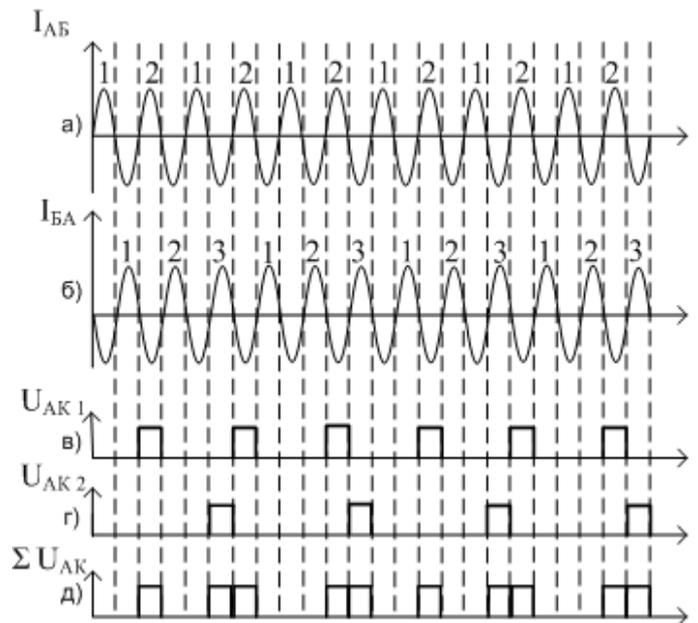


Рис. 3. Осциллограммы токов и напряжений при наличии транзита мощности по ВЛ $W1$

При этом отличие суммарного сигнала в ВЧ канале ΣU_{AK} (рис.3,д) от сигнала U_{AK1} свидетельствует полукомплекту $AK1$ о наличии сигнала U_{AK2} , а отличие ΣU_{AK} от U_{AK2} свидетельствует полукомплекту $AK2$ о наличии U_{AK1} . При отсутствии срабатывания органов суммарный сигнал ΣU_{AK} будет идентичен U_{AK1} , U_{AK2} , либо вовсе отсутствовать. На рис.3,а-д показаны осциллограммы аналогичных сигналов при протекании тока I_{AK1} из шин в линию, I_{AK2} – из линии в шины (на рис. 1 показано пунктирными линиями). Стоит отметить, что в данном случае требование некратности периодов повторения отправки пакетов ВЧ сигналов полукомплектами не является критичным из-за разнесенности по времени положительных токов I_{AK1} , I_{AK2} .

Рассмотрение комплекса осциллограмм с различными начальными порядковыми номерами полувольт токов I_{AK1} , I_{AK2} подтверждает работоспособность предложенного способа без дополнительных синхронизирующих сигналов. На время работы основных защит ВЛ доступ резервных защит ВЛ должен блокироваться, что не является критичным из-за значительных выдержек времени последних.

III. АНАЛИЗ ВОЗМОЖНЫХ КОМБИНАЦИЙ ПЕРИОДОВ ПОВТОРЕНИЯ ОТПРАВКИ ПАКЕТОВ ВЧ СИГНАЛОВ

Величины периодов повторения отправки пакетов ВЧ сигналов 2 и 3 периода промышленной частоты, использованные в рассмотренном выше примере, являются частным случаем. В общем случае величины данных периодов могут задаваться произвольно, не кратно друг другу (3 и 7 периодов промышленной частоты, 4 и 5, 3 и 5 и т.д.). Сравним различные пары периодов повторения отправки пакетов ВЧ сигналов по критерию времени обмена дискретными сигналами между полукомплектами резервной защиты.

Анализ осциллограмм сигналов передатчиков рис.2,в-д и рис.3,в-д показывает, что при условии наличия сигналов от обоих полукомплектов, минимальное количество пакетов ВЧ сигналов N_{min} , переданных одним из устройств защиты и не совпадающих с пакетами, отправленными другим устройством, можно определить:

$$N_{min} = \left\lceil X \cdot \frac{T_{PP} - 1}{T_{PP}} \right\rceil \quad (1)$$

где X – количество пакетов, переданных полукомплексом, T_{PP} – период отправки пакетов ВЧ сигналов противоположным полукомплексом (в периодах промышленной частоты), $\lceil \rceil$ - операция округления до ближайшего меньшего.

Фактически, N_{min} представляет собой количество пакетов ВЧ сигналов, переданных полукомплексом защиты и принятых противоположным устройством, по которым последнее может судить о наличии ожидаемого сигнала. С учетом того, что при передаче пакетов ВЧ сигналов возможно возникновение электромагнитных помех, величина N_{min} при реализации рассматриваемого способа должна быть не менее 2 (в зависимости от качества канала связи). При этом максимальное число

пакетов ВЧ сигналов X_{max} , которое должен отправить полукомплект защиты для передачи дискретного сигнала из (1) может быть найдено:

$$X_{max} = \left\lceil \frac{N_{min} \cdot T_{PP}}{T_{PP} - 1} \right\rceil \quad (2)$$

где $\lceil \rceil$ - операция округления до ближайшего большего.

Требуемое время передачи дискретного сигнала $t_{ПЕР}$ в периодах промышленной частоты может быть рассчитано:

$$t_{ПЕР} = T_{CB} \cdot \left\lceil \frac{N_{min} \cdot T_{PP}}{T_{PP} - 1} \right\rceil \quad (3)$$

где T_{CB} - период отправки пакетов ВЧ сигналов полукомплексом (в периодах промышленной частоты).

В качестве основного критерия для сравнения различных комбинаций периодов повторения отправки пакетов ВЧ сигналов необходимо рассматривать минимум времени обмена дискретными сигналами между полукомплектами:

$$\max(t_{ПЕР1}, t_{ПЕР2}) \rightarrow \min \quad (4)$$

где $t_{ПЕР1}$, $t_{ПЕР2}$ – время передачи дискретного сигнала первым и вторым полукомплектами соответственно.

В качестве дополнительного критерия (для сравнения комбинаций периодов с равными величинами критерия (4)) можно использовать минимум времени передачи дискретных сигналов:

$$\min(t_{ПЕР1}, t_{ПЕР2}) \rightarrow \min \quad (5)$$

Сравнение различных комбинаций периодов повторения отправки пакетов ВЧ сигналов по критериям (4), (5) иллюстрируют гистограммы рис.4, рис.5.

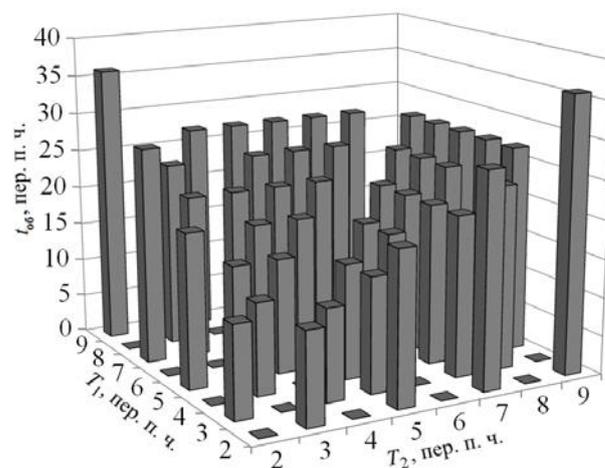


Рис. 4. Сравнение комбинаций периодов повторения отправки пакетов ВЧ сигналов по времени обмена дискретными сигналами $t_{обс}$

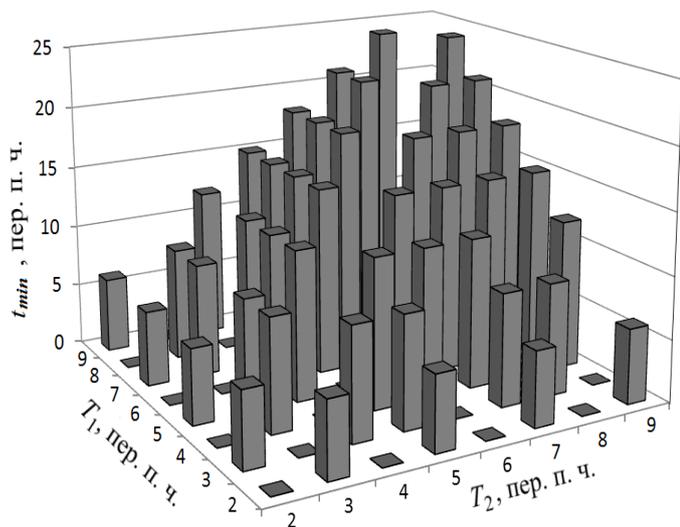


Рис. 5. Сравнение комбинаций периодов повторения отправки пакетов ВЧ сигналов по минимальному времени передачи дискретных сигналов t_{min}

При построении данных гистограмм N_{min} принималось равным 2, периоды повторения отправки пакетов ВЧ сигналов первого (T_1) и второго (T_2) полукомплектов варьировались в диапазоне 2-9 периодов промышленной частоты.

Согласно рис.4, время обмена дискретными сигналами ($t_{об}$) является минимальным при комбинациях периодов повторения отправки пакетов ВЧ сигналов 2 и 3 периода промышленной частоты, а также 3 и 4 периода и составляет 12 периодов промышленной частоты. При этом первая комбинация имеет меньший критерий (5) (рис.5).

Таким образом, с точки зрения минимизации времени обмена дискретными сигналами, наилучшей комбинацией периодов повторения отправки пакетов ВЧ сигналов является комбинация 2 и 3 периода промышленной частоты.

IV. Выводы

Реализация предложенного способа позволит осуществить совместное использование ВЧ каналов связи основными (например, дифференциально-фазными) и резервными защитами с контролем параметров режима в нескольких точках сети, что существенно снизит затраты на реализацию последних. Наилучшей комбинацией периодов повторения отправки пакетов ВЧ сигналов с точки зрения минимизации времени обмена дискретными сигналами является комбинация 2 и 3 периода

промышленной частоты соответственно. При этом необходимо отметить, что при реализации рассматриваемого способа в качестве тока манипуляции вместо тока прямой последовательности может использоваться ток I_1+kI_2 , применяемый при построении дифференциально-фазных защит [8-10].

Данная работа выполнена под руководством заведующего кафедрой «Электрические станции и электроэнергетические системы» ЮРГПУ (НПИ) имени М.И. Платова, доктора технических наук, профессора В.И. Нагая

Список литературы

- [1] Нагай, В. И. Релейная защита ответственных подстанций электрических сетей / В. И. Нагай // М., Энергоатомиздат — 2002.
- [2] Кузник, Ю.С. Возможности дальнейшего резервирования защит трансформаторов. – Журнал Электрические станции, 1994, №10.
- [3] Ильин, В. А. Способ адаптации дистанционной защиты и определителя места повреждения линии электропередачи с использованием ее модели / В. А. Ильин, Ю. Я. Лямец, В. А. Ефремов, Н. В. Подшивалин — Патент РФ №2088012.- 1997. БИ №23.
- [4] Васильев Д. С. Приложение информационного анализа к дистанционному принципу релейной защиты. // Сборник тезисов докладов VIII открытой конференции-фестиваля научного творчества учащейся молодежи "Юность Большой Волги" / Чебоксары, 2006. С. 212-213.
- [5] Еремеев, Д. Г. Адаптивная защита дальнего резервирования «Бреслер-0301» / Д. Г. Еремеев, А. О. Павлов //Тез. докл. всеросс. науч.-тех. конф. "Релейная защита и автоматика энергосистем 2004", М., ФСК ЕЭС России. -2004.- С. 311 -315..
- [6] Васильев Д.С. Особенности работы логической схемы защиты дальнего резервирования / Д.С. Васильев, Д.П. Журавлев // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. Специальный выпуск "Диагностика энергооборудования" 2010. - С. 80-83.
- [7] Лямец Ю.Я. Принцип информационного совершенства релейной защиты / Ю.Я. Лямец, Е.Б. Ефимов, Г.С. Нудельман, Я. Законьпек // Электротехника. 2001. — №2. - С. 30-34.
- [8] В.И. Пуляев, Ю.В. Усачев. Совершенствование эксплуатации электросетей. Использование дифференциально-фазных защит в сетях различных классов напряжения. Новое в российской электроэнергетике. — №11 -2002. С. 34—38.
- [9] Руководящие указания по наладке, проверке и эксплуатации релейной части дифференциально-фазной высокочастотной защиты типа ДФЗ-2. М.: Госэнергоиздат, 1957.
- [10] Концепция построения дифференциально-фазной защиты ЛЭП./ О.Н. Григорьев, В.А. Ефремов, В.Н. Козлови др. / сб. тез. докл. XV науч.-техн. конф. «Релейная защита и автоматика энергосистем 2002». — М.: ЦДУ ЕЭС России, 2002. С.91-93.

РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ВЛ 110-220 кВ В ФАЗНЫХ КООРДИНАТАХ

А.С. Ведерников, А.А. Щобак

ФГБОУ ВО "Самарский государственный технический университет", Самара, Россия
ShonSamara@gmail.com

Аннотация — в современных условиях при растущем повышении требований к точности моделирования устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) и решении задач по определению места повреждения (ОМП), расчет токов коротких замыканий методом симметричных составляющих не всегда является достаточным. При представлении трехфазной системы симметричных составляющих происходит выравнивание параметров фаз и теряется пофазное различие в параметрах. Метод симметричных составляющих при анализе сложных несимметричных режимов требует применения сложного математического аппарата и не является универсальным. В этих случаях он не имеет заметного преимущества перед методом фазных координат.

Для расчета несимметричных коротких замыканий были смоделированы повреждения на двухцепных ЛЭП. Произведен расчет токов короткого замыкания методом симметричных составляющих и методом фазных координат в программном комплексе Matlab.

Произведён анализ повреждений двухцепной ЛЭП. Обоснованы преимущества метода фазных координат относительно метода симметричных составляющих. Приведено сравнение погрешностей в расчетных методах. Предложен алгоритм расчета повреждений двухцепных ЛЭП.

Анализ методик по расчету токов короткого замыкания двухцепной ЛЭП позволяет произвести оценить параметры переходного процесса, а также получить уставки устройств РЗА. Смоделированные повреждения в программном комплексе Matlab автоматизируют процесс обработки данных.

Ключевые слова — линия электропередачи, метод фазных координат, несимметричные короткие замыкания.

SHORT-CIRCUIT ESTIMATION ON HIGH-VOLTAGE POWER LINE 110-220 kV BY PHASE COORDINATE METHOD

A.S. Vedernikov, A.A. Schobak

Samara State Technical University, Samara, Russian Federation
ShonSamara@gmail.com

Abstract — in modern conditions with growing requirements for veracity of modeling devices, estimation of asymmetric short circuit by symmetrical component method is not always sufficient. Imagination phase parameters of three-phase system by symmetrical components are equalized and phase segregated difference are lost. Symmetrical component method is not universal in the analysis unbalanced conditions and require the use of complex mathematical apparatus. In these cases, he has no noticeable advantage over the method of the phase coordinates.

For the calculation of asymmetric fault currents damage was modeled on a double-circuit power line. The calculation of short-circuit currents by the method of symmetrical components and phase coordinates in the Matlab program complex.

Asymmetrical double circuit power line damage are analyzed. The advantages of the method of phase coordinates concerning to the method of symmetrical components are justified. Comparison of modeling uncertainty are described. Algorithm for calculation asymmetrical damage on double-circuit power line are proposed.

Calculation analysis of asymmetric short circuits double circuit transmission line allows to calculate the transient process parameters and to receive setting of relay protection and automation devices. Modelled damage Matlab software system automate data processing.

Key words — Power line, phase coordinate method, asymmetric short circuit.

ВВЕДЕНИЕ

Основным условием нормального режима работы трехфазной сети переменного тока низкого, среднего и высокого напряжения является симметрия параметров нагрузочных режимов передачи и характеристик электрических элементов системы. Однако при работе

встречаются режимы, не удовлетворяющие представленному условию.

Так, для расчетов любых несимметричных режимов необходимо учитывать собственные и взаимные параметры всех фаз линии. Для этого используют параметры в трехфазной системе координат симметричных составляющих или в фазных координатах. При этом параметры в трехфазной системе координат

симметричных составляющих справедливы лишь для симметричной линии, а фазные координаты учитывают пофазное различие параметров.

К настоящему времени метод фазных координат распространен гораздо меньше метода симметричных составляющих. Только сейчас, благодаря широкому распространению компьютерных технологий стало возможным применение этого метода.

ПРЕДМЕТ ИССЛЕДОВАНИЯ

В двухцепной воздушной линии (далее – ДВЛ) электропередачи электромагнитный процесс переходного режима (далее – ПР) представляет собой связанные продольный и поперечный магнитные динамические процессы. Для общепринятых расчетных моделей они приближенно отображаются в формате обобщенной многопроводной схемы замещения с сосредоточенными параметрами, как сочетания продольных и поперечных отдельных схем. В связи с этим при расчете линий электропередачи в общем случае применяют упрощенные однолинейные Т- и П-образные схемы замещения с сосредоточенными параметрами [1]. Такой подход подразумевает отказ от учета принципиальной несимметрии трехфазной ДВЛ, что негативно сказывается на точности конечного результата расчета ПР.

Общеизвестным подходом в решении инженерных задач анализа режимов в электрических системах является применение, как основополагающей идеи, математического представления данных физических процессов с помощью уравнений Максвелла для электрических и магнитных полей. Методические проблемы при этом решаются при помощи рекомендаций, изложенных в основополагающей работе Г.А. Гринберга [2].

При расчете в фазных координатах напряжения и токи в любом месте сети содержат соответствующие фазные значения:

$$\dot{\mathbf{U}} = \begin{bmatrix} \dot{U}_a \\ \dot{U}_b \\ \dot{U}_c \end{bmatrix}; \quad \dot{\mathbf{I}} = \begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{bmatrix}. \quad (1)$$

Следуя принципам, описанным в [3] смоделирован участок энергосистемы - ВЛ 220 кВ Куйбышевская – Зубчаниновская, где первый участок представляет собой две одноцепные ВЛ, идущие в коридоре на расстоянии 90 м, затем объединяющиеся на втором участке в одну двухцепную опору (Рис. 1).

Матрица токов КЗ в операторной форме имеет вид:

$$\mathbf{I}(p) = |\mathbf{E}(p)| \times |\mathbf{Z}(p)|^{-1} \quad (2)$$

где $|\mathbf{E}(p)|$ - матрица со значением ЭДС в каждой фазе в операторной форме.

$|\mathbf{Z}(p)|$ - матрица сопротивлений, учитывающая

взаимовлияние фаз и грозозащитного троса.

Используя телеграфные уравнения, описанные в [4] были построены матрицы, учитывающие, в зависимости от конструктивных особенностей опоры ДВЛ, взаимовлияние фаз. Дальнейшие расчеты будут приведены на очном этапе конференции.

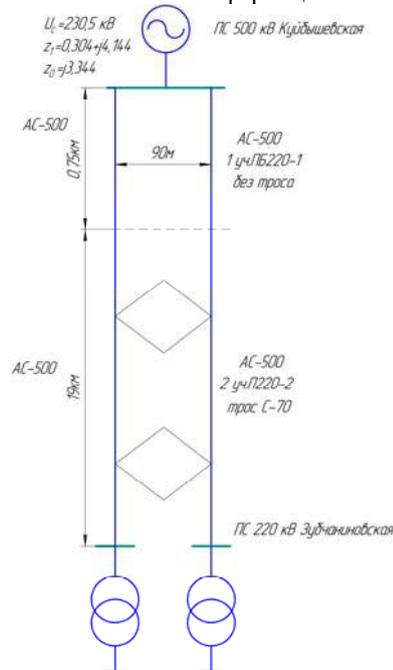


Рис.1 – Схема расчетной сети

ВЫВОД

В данной работе была построена схема расчетной сети (рис.1) в фазных координатах, с помощью ПК Mathcad и ПК Matlab Simulink смоделированы методики расчета. Для сравнения относительно метода симметричных составляющих, данная энергосистема была смоделирована также в ПК АРМ СРЗА. В данной работе предполагается выявление существенного различия в результатах расчета, что в дальнейшем позволит провести подобное сравнение с реальными токами КЗ.

Список литературы

- [1] Евдокунин Г.А. Электрические системы и сети. – СПб: Изд-во Сизова М.П., 2001. – 304 с.
- [2] Гринберг Г.А. Избранные вопросы математической теории электрических и магнитных полей. - М.; Л.: Изд-во АН СССР.1948., с.727
- [3] Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи. - М.: Высшая школа,1996. – с.119-121
- [4] Кадомская К.П., Ю.А. Лавров, А.А. Рейхердт. Перенапряжение в электрических сетях различного назначения и защита от них: Учебник. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2004. с.11-24

СОДЕРЖАНИЕ

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

<i>А.С. Ведерников, В.Г. Гольдштейн, А.Л. Фролов</i> Развитие теории анализа установившихся режимов многопроводных несимметричных воздушных ЛЭП	22
<i>А.Г. Фишов А.Г., А.К. Ландман А.К., О.В. Сердюков</i> SMART технологии для подключения к электрическим сетям и управления режимами малой генерации	27
<i>С.Е. Кокин, А.В. Паздерин</i> Создание интеллектуальной технологической платформы для повышения энергоэффективности и надежности транспорта, распределения и потребления электроэнергии мегаполисов	35
<i>А. Б. Лоскутов, А. А. Лоскутов, Д. В. Зырин, Е. Н. Соснина</i> Современные подходы к построению систем энергоснабжения мегаполисов	39
<i>Н.И. Воробей Ю.В.А. Стенников</i> Инновационные технологии и направления развития систем энергоснабжения мегаполисов	49
<i>П.И. Бартоломей, А.О. Егоров, П.М. Ерохин, Ю.А. Куликов</i> Электроэнергетическое инженерное образование в России. Обсуждение проблемы и результаты	53
<i>С.П. Чеклецова, П.О. Шарыпанов, А.А. Шутенко, И.А. Москвин</i> Опыт АО «СО ЕЭС» по организации специализированной подготовки бакалавров и магистров на профильных кафедрах базовых российских вузов	58
<i>С.П. Чеклецова, П.О. Шарыпанов, А.О. Егоров, А.А. Шутенко, И.А. Москвин</i> Концепция и первоочередные задачи ММСЭ по организации и учебно-методическому сопровождению специализированной подготовки бакалавров и магистров для электроэнергетических компаний на профильных кафедрах базовых российских вузов	64

1. ОСНОВНОЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

<i>М.А. Садохина, М.А. Чекан, Г.Г. Константинов</i> Особенности проектирования турбогенератора для АЭС и автоматизация электромагнитных расчетов	70
<i>А.А. Сатаев, А.В. Дунцев</i> Исследование процессов смешения неизотермических потоков оборудования ядерных энергетических установок	74
<i>А.С. Петров, И.А. Ростунцова</i> Повышение эффективности парогазовой установки 420 МВт Няганской ГРЭС	76
<i>М.Е. Гольдштейн, А.А. Поснов, А.Д. Поснова</i> Форсировка синхронных генераторов с тиристорными системами самовозбуждения при близких коротких замыканиях в энергосистеме	78
<i>Д.М. Баннов, С.В. Малышев</i> Совершенствование метода диагностирования повреждений обмотки ротора асинхронных двигателей	82
<i>С.В. Новичков, А.А. Глебов</i> Анализ характеристик котельного агрегата при сбросе уходящих газов ГТУ типа V64.3A	86
<i>В.И. Полищук, В.Д. Можжаев, Д.А. Гнетова, А.М. Биктурганов</i> Совершенствование технической диагностики обмотки ротора синхронного генератора	88
<i>Н.Д. Батеев, И.А. Ростунцова</i> Повышение энергоэффективности ПГУ КЭС	91
<i>А.А. Нусенкис, М.В. Охотников</i> Обоснование применения современных программных комплексов при разработке и оптимизации конструкции электрофильтров нового поколения	93
<i>С.В. Малышев, Д.М. Баннов, В.И. Полищук</i> Совершенствование методики определения эффективности разрабатываемых защитно-диагностических устройств диагностирования цепей ротора асинхронного двигателя	97
<i>М.В. Крицкий, В.И. Полищук, А.Р. Игамов</i> Методика определения места установки датчика магнитного потока защитно-диагностической системы обмотки ротора турбогенератора	99
<i>М.А. Вольман, В.К. Семенов</i> Определение нейтронно-физических характеристик на основе обращенных решений уравнений динамики реактора	102
<i>Т.С. Тайлашева, Е.С. Воронцова, Д.А. Крюков, С.Н. Дронова</i> Функциональное представление работы подразделений объекта энергетики по приемке и контролю топлива	104
<i>И.Д. Абрамов, И.А. Ростунцова</i> Совершенствование системы технического водоснабжения	108

АЭС

- И. Р. Мухаметгалеев* Сокращение перетоков (присосов) воздуха из воздушного тракта в газовый в хвостовой части котлоагрегатов 110
- Н.А. Бурмистров, Р. А. Осипов* Перспективные направления перевооружения действующих ТЭС на базе газовых надстроек 112
- И.Н. Мадьшиев, О.С. Дмитриева, А.В. Дмитриев* Определение эффективности контактной ступени декарбонизатора ТЭС со струйно-пленочными устройствами 114

2. ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И СИСТЕМ

- В.В. Ивонин* Математическая модель импульсного сопротивления вертикального заземлителя 120
- Л.Ф.Зиялtdинова., Е.М. Федосов, А.И. Раскулова* Моделирование дефекта в изоляции кабельной линии с использованием программного обеспечения MathLAB 124
- О.В. Залесова* Расчет наведенного напряжения на отключенных линиях электропередачи, вызванных электромагнитным влиянием железных дорог переменного тока, в зоне высокоомных грунтов 126
- Е.А. Кротков, Г.И. Точилкин, Д.В. Лозовой* Быстродействующее шунтирование однофазных замыканий на землю в кабельных сетях 6 – 10 кВ с изолированной нейтралью 128
- В.С. Исаков* Моделирование управляемого шунтирующего реактора в расчетах уставок дистанционной защиты воздушных линий электропередачи 132
- А.Ю. Янкович, И.Н. Шушпанов* Анализ работы трансформатора для расчета компенсации реактивной мощности на стороне низкого напряжения 136
- В.М. Мякишев, Е.А. Керженцева, М.П. Кашина, Д.Н. Чугунов* О согласовании динамических параметров объектов энергосистемы 140
- А.Л. Фролов, В.Г. Гольдштейн, А.Б. Мадениятов* Анализ пропускной способности разомкнутых самокомпенсирующихся ЛЭП использующих стандартные конструкции проводов и опор 144
- В.П. Закарюкин, А.В. Крюков, И.М. Авдиенко* Снижение несимметрии в электрических сетях, питающих тяговые подстанции железных дорог 146
- Д.О. Крюков, В.З. Манусов* Разработка сверхпроводящего трансформатора с функцией токоограничения. Исследование перенапряжений в обмотках 150
- А.А. Воронин, В.А. Одрозова, Т.Б. Наурзов* Система автоматизированного выбора гибких сборных шин распределительных устройств 154
- Ю. П. Кубарьков, И. С. Кулаев, М. Р. Баталова, Я.М. Саматов* Регулирование напряжения в сетях с активно-адаптивными элементами 158
- А.С. Подгорный, П.А. Николаев, А.Д. Николаев* Выбор шага перестройки по частоте при испытаниях электромобилей на внешнее электромагнитное воздействие 162
- А.И. Орлов, Д.В. Бортник* Перспективы применения параллельных активных фильтров гармоник в распределительных сетях низкого напряжения 164
- Д.В. Гуков, С.А. Новиков, С.Д. Загуляев* Исследование возможности снижения сечения магнитопровода асинхронного двигателя за счёт исключения режима холостого хода 168
- Д. А. Поляков, К. И. Никитин, И. В. Комаров, В. Н. Пугач, А. С. Татевосян* Определение критерия возникновения пробоя СПЭ-изоляции кабелей для исследования процессов ее старения 172
- В.В. Вахнина, А.В. Дайнеко* Влияние насыщения стали магнитопровода силового трансформатора при включении в режим холостого хода на искажение синусоидальной формы кривых напряжения и тока 176
- К.В. Желнина, М.Е. Гольдштейн* Функциональные различия в управлении режимами электрических сетей с передачей постоянного тока на базе преобразователей тока и напряжения 180
- В.Е. Антропов, А.В. Канивец, И.А. Шишкин* Особенности проектирования измерительных трансформаторов напряжения для современных устройств защиты и автоматики 184

<i>М.Д.Сенюк, А.И. Хальясмаа, С.А. Ерошенко</i> Модель расчетов токов коротких замыканий для комплексного прогнозирования остаточного ресурса коммутационного оборудования	188
<i>А.Ю. Андреев, Л.М. Инаходова, И.А. Сенчев, А.А. Казанцев</i> Экономические показатели применения новых силовых трансформаторов в современных электрических сетях	192
<i>К.С. Аверьянова, Н.В. Безменова, В.П. Степанов, С.Г. Фаттахлы</i> Защитные экраны в распределительных устройствах напряжением 6(10) кВ	196
<i>А.Ю. Андреев, А.В. Назарова, Л.М. Инаходова, А.А. Казанцев</i> Анализ применения азота в качестве средства защиты масляной системы в современных силовых трансформаторах	198
<i>А.А.Комухов, М.С.Кустикова, А.А.Мартиросян, И.А.Москвин</i> Применение управляемого устройства продольной компенсации с целью повышения выдачи мощности Саяно-Шушенской ГЭС	200
<i>Д.А. Ивановский</i> Исследование диагностических параметров опорных изоляторов комплектных экранированных генераторных токопроводов	204
<i>А.Ю. Андреев, М.А. Ветер, Л.М. Инаходова, А.А. Казанцев</i> Токи короткого замыкания в силовых трансформаторах инновационных конструкций	208
<i>А.В. Иванов, Н.В. Безменова</i> Совершенствование расчета магнитных полей от токоведущих шин КРУ 6(10) кВ с учетом защитных экранов	211
<i>И.А. Сунчелеев, В.М. Дашков, А.В. Чемпинский</i> Анализ способов определения места повреждения силовых кабелей	213
<i>А.И. Хальясмаа</i> Модель управления жизненным циклом электросетевого оборудования с учетом анализа технических рисков	215
<i>Ю.С. Чебрякова</i> Исследование манипуляционно-исполнительного модуля диагностического комплекса для высоковольтного оборудования	219
<i>А.О. Егоров, А.А. Ларионова</i> Объемная 3D печать элегазовых трансформаторов тока 35, 110, 220, 330 и 500 кВ серии ТРГ УЭТМ	223
<i>А.А. Максименко, Д.А. Гусев</i> Расчет электрической прочности и отключающей способности высоковольтного элегазового выключателя	227
<i>Г.В. Аверьянов, И. В. Колесник, А. А. Тишков</i> Система контроля состояния электрической изоляции в сетях напряжением до 1000 В с глухозаземленной нейтралью	231
<i>О.Н. Калачева, Н.С. Кофтаев, А.М. Сахаров</i> Обоснование секционирования шин полуторной схемы распределительных устройств электростанций	235
<i>Э.А.-З. Джендубаев, А.-З.Р. Джендубаев</i> Постоянный ток как основа электроэнергетики будущего	239
<i>А.И. Раскулова, А.Р. Валеев, Л.Ф. Зиялtdинова</i> Исследование потерь электрической энергии при различной нагрузке трансформаторов	243
<i>В.М. Дашков., А.В. Пиманов, Т.А. Хасиев</i> Инструментальная оценка успешности срабатывания автоматических выключателей в системе электроснабжения 0,4 кВ при однофазных коротких замыканиях	245
<i>В.Р. Басенко, В.В. Максимов</i> Метод спектрального анализа портебляемого тока статора для диагностики неисправностей асинхронных двигателей	247
<i>А.В. Проничев, Е.О. Солдусова, Е.М. Шишков, В.Г. Гольдштейн</i> Анализ пропускной способности самокомпенсированных воздушных линий электропередачи	249
<i>К.А. Осинцев, М.М. Зуев, В.С. Смирнов</i> Применение низкоомного резистивного заземления нейтрали в кабельных и воздушных электрических сетях 20 кВ	253
<i>О.С. Дмитриева, А.В. Дмитриев</i> Совершенствование работы системы охлаждения масляных трансформаторов	259
<i>Д. А. Поляков, К. И. Никитин, Д. А. Юрчук, Г. А. Коцук</i> Исследование процесса старения СПЭ-изоляции кабелей под воздействием температуры	261
<i>G.A. Evdokunin, N.N. Petrov</i> Damage of overhead transmission line due to indirect lightning	265
<i>Н.М. Александров, И.Т. Галиев, Р.В. Мажурин, П.С. Радин, И.А. Шкуронат, А.Ю. Хренников</i> Д иагностика механического состояния обмоток силовых трансформаторов	269

методом анализа частотного отклика (SFRA)	
<i>А.Ю. Сыркин, М.Е. Гольдштейн</i> Особенности перевода двухцепной линии электропередач на постоянный ток	273
<i>М.В. Дубинин</i> Моделирование тока намагничивания силового трансформатора в условиях геомагнитного возмущения	275
<i>С.А. Петренко, Т.В. Корбакова, А.Г. Сошинов</i> Датчик измерения продольного тяжения фазного провода ВЛЭП	279
<i>А.О. Егоров, С.А. Ерошенко, М.Р. Загидуллин, К.А. Зиновьев, М.Д. Сенюк</i> Исследование уровней токов коротких замыканий в Свердловской энергосистеме	281
<i>А.Н. Мельник, В.Е. Шмелёв</i> Оценка необходимости транспозиции экранов кабельной линии 110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена	285
<i>А.И. Хальясмаа, Я.В. Сандаков</i> Система оценки состояния воздушных линий электропередач	287

3. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ

<i>А.С. Верзилова, А.Е. Воевода, Е.В. Платонова</i> Методика оценки влияния вариаций геомагнитного поля на работу микропроцессорных релейных защит	292
<i>В.В. Гречушников, С.Н. Паиковский</i> Использование активной составляющей тока для обеспечения работы защиты от замыканий на землю в компенсированных сетях с учетом влияния угловых погрешностей трансформаторов тока	296
<i>А.Ю. Янкович, М.А. Садохина, И.Н. Шушпанов</i> Интеллектуальная система мониторинга сетей	300
<i>Н.С. Соколов</i> Актуальные подходы к реализации ближнего резервирования автотрансформаторов и линий 110-220 кВ	304
<i>А.Ф. Шарифуллин</i> Особенности реконструкции РЗА в рамках строительства ГТУ на примере Казанской ТЭЦ-3	308
<i>О.О. Ахмедова, А.Н. Шилин, А.Г. Сошинов</i> Исследование влияния условий окружающей среды на параметры воздушных линий электропередачи для корректировки уставок систем релейной защиты в реальном времени	310
<i>Е.В. Альмендеева</i> Особенности выбора параметров срабатывания ОАПВ линий 500 кВ при качаниях в режиме работы двумя фазами в цикле ОАПВ при больших углах качаний	314
<i>Т.С. Просвирякова, Е.С. Якупова, А.С. Федоров</i> Новые предложения по изменению алгоритма работы блокировки при качаниях	318
<i>Е.Л. Кокорин, С.А. Дмитриев</i> Оптимизация системы технического обслуживания релейной защиты и автоматики	321
<i>Л. Г. Мигунова, А. И. Тимофеева</i> Разработка технического задания для создания программно-технического комплекса автоматизированной системы управления технологическим процессом подстанции	325
<i>С.И. Страхов, Д.Н. Олейников, Д.Н. Гура, А.Л. Корольков</i> Создание программы автоматической проверки микропроцессорных устройств определения мест повреждений. Преимущества от внедрения	327
<i>М.В. Андреев, А.Е. Андрейченко</i> Разработка математической модели трансформатора тока с использованием метода направленных графов и ее исследование	329
<i>А.Д. Купчинов</i> Экспериментальное исследование установившихся и переходных процессов заряда аккумуляторов электростанций и подстанций	333
<i>П.А. Вивчарь, В.И. Лыхманова, А.Д. Дьяченко, Е.А. Захарова</i> Моделирование работы устройства Сириус–2–Л с помощью испытательного комплекса OMICRON CMC 356	337
<i>Н.А. Кечина Л.Г. Мигунова</i> Сравнительный анализ аналоговых и цифровых систем регистрации аварийных событий	339
<i>А.Е. Басова, В.А. Шуин</i> Анализ методики расчета тока небаланса в продольной дифференциальной токовой защите	341
<i>М.В. Савватин, Т.Г. Климова</i> Способы минимизации влияния низкочастотных колебаний на работу синхронных генераторов в энергосистеме	345

<i>С.Б. Здоренко</i> Модернизация резервных защит автотрансформатора для обеспечения ближнего резервирования при коротких замыканиях на стороне низкого напряжения	349
<i>Ф.Р. Сиразутдинов</i> Повышение надежности защиты автотрансформатора с учетом ближнего резервирования	351
<i>П.С. Полонянкин</i> Сравнительный анализ микропроцессорных устройств, реализующих дифференциальную защиту силовых трансформаторов и автотрансформаторов	353
<i>А.Л. Куликов, В.Ю. Вуколов, А.А. Колесников</i> Дифференциальная защита параллельных линий с применением метода двойной записи	357
<i>А.С. Беляев</i> Автоматическое регулирование частоты и активной мощности с использованием управления по прогнозным моделям	361
<i>А.Б. Аскарлов, Н.Ю. Рубан, М.В. Андреев</i> Анализ возможностей Всережимного моделирующего комплекса реального времени электроэнергетических систем в качестве программно-аппаратного комплекса сертификации устройств АРВ и АЛАР	365
<i>Б.М. Гиёев, Я.Л. Арцишевский, А. Масуд</i> Влияние запаздывания в канале АЧР на реализацию способа отключения нагрузки на уровне 0,4 кВ	369
<i>А.А. Шлепенков, Н.Д. Мухлынин</i> Оценка погрешности работы цифровой дифференциальной защиты силового трансформатора при заданных характеристиках срабатывания	373
<i>А.И. Марутов</i> Хронолог событий сложных аварийных отключений вл 110-220 кВ («Хронолог аварийных событий»)	377
<i>А.С. Корчанова, Д.С. Федосов, Т.Д. Яковлева</i> Разработка моделей и исследование работы дифференциальных реле с насыщающимися трансформаторами	381
<i>М.В. Андреев, Д.В. Антонов</i> Исследование фильтра низких частот баттерворта 3-его порядка с использованием метода направленных графов	385
<i>М.В. Андреев, С.С. Жидов</i> Моделирование алгоритмов аналого-цифрового преобразования релейной защиты	389
<i>А.С. Корчанова, Д.С. Федосов, Т.Д. Яковлева</i> Разработка моделей и исследование работы дифференциальных реле с насыщающимися трансформаторами	393
<i>А.М. Дмитренко, В.А. Наумов, А.В. Солдатов, Д.П. Журавлев</i> О расчете токов небаланса дифференциальных защит трансформаторов с использованием обобщенных параметров трансформаторов тока	397
<i>А.А. Волошин, Д.О. Благоразумов, Н.П. Грачева, Н.В. Тяпкин, А.В. Чаругина</i> Сравнение различных вариантов построения РЗА ЦПС	401
<i>А.Ю. Янкович, М.А. Садохина, И.Н. Шушпанов</i> Интеллектуальная система мониторинга сетей	405
<i>Л.Г. Мигунова, П.С. Белова</i> Разработка алгоритма озз в сетях 6-35 кВ на базе микропроцессорных защит	409
<i>Р.В. Майдак</i> Устранение срабатывания дистанционной защиты при регулировке под нагрузкой автотрансформаторов	413
<i>Д.Н. Гура, А.Л. Корольков</i> Сравнение традиционных и волнового методов определения места повреждения по итогам опытов натуральных испытаний на ЛЭП 220-330 кВ	415
<i>К.Р. Бахтеев</i> Предотвращение провалов напряжения на промышленных предприятиях при помощи накопителей электроэнергии	419
<i>Н.А. Тойдеряков, И.А. Кошельков</i> Анализ работы дискретных входов устройств МП РЗА	421
<i>Э.Т. Уразов, П.С. Киреев</i> Способ передачи дискретных сигналов по существующим высокочастотным каналам связи для устройств резервной релейной защиты	425
<i>А.С. Ведерников, А.А. Щобак</i> Расчет токов короткого замыкания на ВЛ 110-220 кВ в фазных координатах	429

Научное издание

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ – 2017

Материалы VIII Международной молодежной
научно-технической конференции
02 – 06 октября 2017 года

Том 1

Печатается в авторской редакции.

" " 0 0
Дизайн обложки 0 0 Качинской

Подписано в печать 18.09.2017.
Формат 60x84/8. Бумага офсетная.
Усл. печ. л. 50,67. Уч.-изд. л. 54,48.
Тираж 60 экз. Рег. № 155/17. Заказ № 669

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Самарский государственный технический университет»
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244. Главный корпус

Отпечатано в типографии
Самарского государственного технического университета
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244. Корпус № 8

