



ФСК



VIII Международная молодежная научно-техническая конференция

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ – 2017

2–6 октября



Самара, 2017

МАТЕРИАЛЫ КОНФЕРЕНЦИИ

Том 2

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 «РОССТЕТИ»
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 2

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 2. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – 370 с.

Во второй том сборника трудов включены доклады, принятые программным комитетом конференции, в которых отражены результаты исследований по основным научным направлениям секций «Управление электроэнергетическими режимами энергосистем»: установившиеся режимы энергосистем, переходные режимы энергосистем, мониторинг переходных режимов планирование электроэнергетических режимов режимная автоматика энергосистем, противоаварийная автоматика энергосистем, ликвидация аварий в энергосистемах; «Информационные и телекоммуникационные системы в электроэнергетике»: автоматизированные системы диспетчерского и технологического управления, системы измерения, сбора и передачи информации в электроэнергетике, кибербезопасность в электроэнергетике. 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 978-5-7964-2032-4

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:

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

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»;

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

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

А.А. Воронин, к.т.н., доцент кафедры «Электрические станции» ФГБОУ ВО «СамГТУ»;

А.С. Гнеушев, старший преподаватель кафедры «Электрические станции» ФГБОУ ВО «СамГТУ»;

П.М. Ерохин, д.т.н., советник директора по управлению персоналом АО «СО ЕЭС»;

И.А. Москвин, к.т.н., ведущий эксперт отдела развития персонала Департамента управления персоналом АО «СО ЕЭС»;

А.Ю. Антонов, главный специалист отдела электрических режимов и организации ремонтов филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Волги;

Ю.Ф. Лыков, к.т.н., доцент кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» ФГБОУ ВО «СамГТУ»;

М.О. Скрипачев, старший преподаватель кафедры «Электрические станции» ФГБОУ ВО «СамГТУ»;

М.В. Распопов, начальник Службы автоматизированных систем диспетчерского управления Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги;

А.А. Рожков, начальник Службы телекоммуникаций Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги;

А.Н. Бородачев, начальник Отдела эксплуатации ИСиСС филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Волги;

ISBN 978-5-7964-2030-0

ISBN 978-5-7964-2032-4

© 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
«Надёжная смена»

При поддержке



Министерства энергетики Российской
Федерации



Министерства образования и науки
Российской Федерации

Информационные партнёры конференции



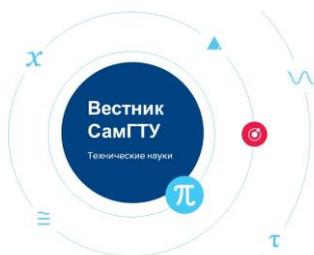
Журнал «Электроэнергия.
Передача и распределение»



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»

Секция № 4

УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

- Установившиеся режимы энергосистем
- Переходные режимы энергосистем, мониторинг переходных режимов
- Планирование электроэнергетических режимов
- Режимная автоматика энергосистем
- Противоаварийная автоматика энергосистем
- Ликвидация аварий в энергосистемах



Section № 4

ELECTRIC POWER SYSTEMS CONTROL

- Power systems steady states
- Power system transients, transients monitoring
- Planning of power system operating conditions
- State automatics of power systems
- Emergency control schemes
- Elimination of emergencies in power systems

Математическая модель отказов силовых трансформаторов 110 кВ Пензенской энергосистемы

Н.Н. Денисова¹, Ю.А. Шатова², В.Я. Горячев²

¹Филиал АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ

²ФГБОУ ВО "Пензенский государственный университет"

Пенза, Россия

E-mail: yivi@mail.ru

Аннотация — считается, что количество отказов силовых трансформаторов зависит от срока эксплуатации, класса номинального напряжения и т.п. При этом не учитывается сезонное изменение условий эксплуатации силовых трансформаторов. Количество отказов в течение года принимается равным постоянному значению. Разрешение данного противоречия является актуальным в связи с существующей необходимостью повышения надежности работы электроэнергетических систем в целом и ее отдельных составных элементов. Законы распределения отказов силовых трансформаторов определены на основе анализа статистической информации за период 2009-2013 гг. В процессе анализа отказы были разделены на группы по времени года и в зависимости от вызвавших их причин. Для работы с большими массивами данных и построения графических зависимостей использовались Microsoft Excel и Mathcad 15. Выявлено, что отказы силовых трансформаторов имеют сезонный характер в совокупности всех причин, а вероятность отказа складывается из суммы вероятностей отказов по указанным причинам. Составлена математическая модель, описывающая функцию распределения количества отказов во времени. Пренебрежение нестационарностью потока повреждений силовых трансформаторов приводит к занижению или значительным ошибкам при определении математического ожидания числа их отказов. Результаты исследования имеют многогранное применение: для комплексной оптимизации технических решений с учетом надежности, при технико-экономическом анализе последствий отказов, при разработке стратегии на этапе планирования ремонтных кампаний в энергосистемах.

Ключевые слова — причины отказов силовых трансформаторов 110 кВ; закон распределения отказов; математическая модель.

Mathematical model of 110 kV power transformers refusals in the power system of Penza Region

Natal'ya Denisova¹, Yliya Shatova², Vladimir Goryachev²

¹ Branch of Joint-stock Company «System Operator of the United Power System» Regional dispatching office of Penza

² Penza state university

Penza, Russian Federation

E-mail: yivi@mail.ru

Abstract — it is considered that the number of refusals transformers is variable depending on the age of exploitation, rated voltage etc. But it does not take into account seasonal changes in the operating conditions of power transformers. The number of refusals during the year is accepted equal to a constant value. Meanwhile, the resolution of this contradiction is relevant due to the current need to improve the reliability of electric power systems and its individual components. The law of distribution of refusals 110 kv power transformers breakers are determined based on an analysis of statistical information for the period 2009-2013. In the process of analyzing refusals were divided into groups according to the time of year and, depending on their causes. To work with large data sets and building graphical dependencies used Microsoft Excel and Mathcad 15. It was revealed that the power transformers are seasonal in nature in the aggregate of all causes, and the probability of refusal is the sum of the probabilities of refusal for these reasons. Based on them are made up mathematical models describing the distribution function of the number of refusals in time. Neglect of unsteady flow power transformers refusals leads to an underestimation or significant errors in determining the expected number of denials. Results of the study have a multifaceted application: for integrated optimization of technical solutions based on reliability, with the technical and economic analysis of the consequences of denials, in the development of strategies in the planning stage repair campaigns in power systems.

Keywords — causes of refusals 110 kv power transformers; distribution law of refusals; mathematical model.

Вопросы повышения надежности электроснабжения вызваны высокой степенью физического и морального износа основного энергетического оборудования. По многим видам оборудования эта степень значительно превысила 50-70 %. Низкая надежность изношенного оборудования на существующих электростанциях, подстанциях и в электрических сетях заставляют держать в резерве дополнительные мощности [1].

В связи с этим, является актуальной задача прогнозирования возникновения отказов оборудования с как можно более высокой степенью точности. При ее решении необходимо определение математических законов, описывающих частоту их возникновения, на основе статистической информации [2].

Авторами была обработана информация по отказам силовых трансформаторов напряжением 110 кВ Пензенской энергосистемы. Общее количество силовых трансформаторов 110 кВ составляет 233 шт. Анализу подверглись отказы, произошедшие в период 2009-2013 гг. Перечень отказов содержал также информацию о возможной причине, благодаря чему стало возможным выделить отдельные группы отказов.

Всего в процессе анализа было выявлено 43 случая отказа силовых трансформаторов 110 кВ. Они были вызваны следующими причинами:

- а) по неустановленной причине;
- б) повреждения другого силового оборудования – повреждение проходных изоляторов 10 кВ шинного моста, неисправность трансформаторов тока, отгорание шлейфов трансформаторных разъединителей;
- в) собственные повреждения силовых трансформаторов, в т.ч., возгорание силовых трансформаторов, межвитковые КЗ в обмотках;
- г) ложное или неправильное срабатывание устройств РЗА, приведшее к отключению силовых трансформаторов, повреждения в цепях управления приводами РПН;
- д) неудовлетворительное состояние трансформаторного масла – снижение уровня или течь масла;
- е) перекрытие вводов трансформатора в результате попадания животного;
- ж) ошибочные действия обслуживающего персонала;
- з) плохие погодные условия.

Рассмотрим статистику отказов силовых трансформаторов по месяцам года (рис. 1).

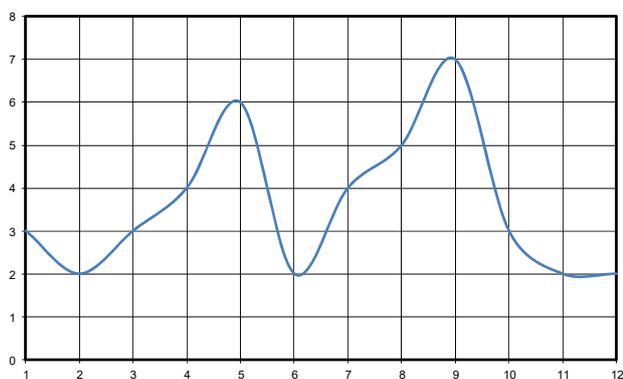


Рис.1. График распределения количества отказов силовых трансформаторов по месяцам.

Как следует из полученных данных, 16,3 % общего числа отказов силовых трансформаторов приходится на май, 14 % - на сентябрь, 11,6 % - на август, по 9,3 % – на апрель и июль. За остальные месяцы года динамика отказов постоянна - по 4,7 - 7 %.

Наиболее частой причиной отказов силовых трансформаторов является ложное или неправильное срабатывание устройств РЗА (отказ по этой причине произошел 14 раз). На втором месте по частоте появления находятся отказы из-за повреждений другого силового оборудования (10 раз). Отказы из-за собственных повреждений трансформаторов произошли 5 раз.

Распределение отказов по причинам в зависимости от анализируемого года представлено в таблице 1.

Таблица 1. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОТКАЗОВ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Причина \ Год	Год					Итого	Отношение к общему кол-ву отказов, %
	2009	2010	2011	2012	2013		
Не установлена	1	-	1	1	3	6	13,95
Повреждение другого оборудования	1	5	1	3	-	10	23,26
Собственное повреждение	2	2		1	-	5	11,63
РЗА	2	2	7	2	1	14	32,56
Недостатки масла	-	1	-	-	-	1	2,33
Попадание животного	-	2	2	-	-	4	9,3
Ошибка персонала	-	-	-	1	-	1	2,33
Погодные условия	-	-	-	-	2	2	4,65

Как следует из данных таблицы 1, в относительном выражении 32,56 % всех отказов силовых трансформаторов произошли по причине РЗА. Причем данный показатель присутствует постоянно во всем анализируемом периоде с 2009 по 2013 гг., а максимальное влияние оказал в 2011 г.

Отказы по причине собственной неисправности трансформаторов, включая неудовлетворительное состояние трансформаторного масла, в сумме составляют лишь 13,96 % от общего количества отказов. Таким образом, можно утверждать, что силовые трансформаторы сами по себе являются достаточно надежным элементом.

Рассмотрим статистику появления определенных причин отказов трансформаторов по месяцам года.

Общая статистическая информация представлена в таблице 2.

Таблица II. СТАТИСТИКА ПОЯВЛЕНИЯ ПРИЧИН ОТКАЗОВ

Причина Месяц	Не уст.	Поврежд. др. оборуд.	Собств поврежд.	РЗА	Масло	Животн.	Ошибка перс.	Погод. услов.
Январь	1	1	0	1	0	0	0	0
Февраль	0	0	2	0	0	0	0	0
Март	1	0	0	2	0	0	0	0
Апрель	2	1	0	1	0	0	0	0
Май	1	0	1	3	0	0	1	0
Июнь	0	1	1	0	0	0	0	0
Июль	1	2	0	1	0	0	0	0
Август	0	1	1	3	0	0	0	0
Сентябрь	0	1	0	1	1	2	0	2
Октябрь	0	3	0	0	0	0	0	0
Ноябрь	0	0	0	0	0	2	0	0
Декабрь	0	0	0	2	0	0	0	0

Максимальное количество отказов по причине РЗА происходит в мае и в августе - переходных месяцах.

Традиционной причиной отказов из-за ложной работы РЗА в период грозоактивности (май - август) принято считать атмосферные перенапряжения, которые способны вызвать появление помех и наведение ложных сигналов во вторичных цепях.

Собственные отказы силовых трансформаторов наиболее часто зафиксированы в феврале, единичные случаи отмечены в мае, июне и августе - месяцах с высокими дневными температурами, а, следовательно, с плохими условиями естественного охлаждения.

Из анализа данных таблицы 2 можно сделать вывод о том, что отказы силовых трансформаторов 110 кВ по отдельным причинам не имеют ярко выраженной сезонной зависимости. Кроме того, для соответствующих корректных заключений необходим больший объем выборки статистической информации по отказам силовых трансформаторов.

Поэтому на данном этапе анализа примем, что отказы силовых трансформаторов имеют сезонный характер лишь в совокупности всех выявленных причин, а вероятность отказа трансформатора складывается из суммы вероятностей отказов по всем указанным причинам.

Для представления функции зависимости количества отказов от времени воспользуемся аппроксимированными функциями.

Для повышения точности расчетов определим дополнительные точки через средние значения отказов в течение месяца. Получаем 12 дополнительных значений и вектор - строку количества отказов в зависимости от времени:

$$d(u) = \begin{pmatrix} 1,5; 3; 2,5; 2; 2,5; 3; 3,5; 4; 5; 6; 4; 2; 3; 4; 4,5; 5; \\ 6; 7; 5; 3; 2,5; 2; 2; 2 \end{pmatrix}$$

Таким образом, суммарное количество точек для построения функции становится равным 24.

Представим зависимость количества отказов в виде ряда Фурье. При учете 10 гармоник получаем функцию вида:

$$d(x) = A_0 + A_1 \cdot \sin(x + \varphi_1) + A_2 \cdot \sin(2 \cdot x + \varphi_2) + A_3 \cdot \sin(3 \cdot x + \varphi_3) + A_4 \cdot \sin(4 \cdot x + \varphi_4) + A_5 \cdot \sin(5 \cdot x + \varphi_5) + \dots + A_{10} \cdot \sin(10 \cdot x + \varphi_{10}) \quad (1)$$

$$A_0 = \frac{\sum_{i=1}^{24} d_i}{24}$$

где A_0 - среднее значение функции

количества отказов, найденное из данных вектора - столбца количества отказов $d(u)$;

$$A_1 = 2 \sqrt{\left(\frac{\sum_{i=1}^{24} d_i \cdot \sin \alpha_i}{24} \right)^2 + \left(\frac{\sum_{i=1}^{24} d_i \cdot \cos \alpha_i}{24} \right)^2}$$

амплитуда первой гармоники ряда Фурье;

$\alpha = 15 \dots 30 \dots 360^\circ$ - угол, представляющий временной интервал с середины января до конца декабря, при представлении полного интервала времени через 2π или 360° и числе точек равном 24;

$x = 15 \dots 360^\circ$ - угол, представляющий временной интервал с середины января до конца декабря, при представлении полного интервала времени через 2π или 360° ;

$$\varphi_1 = \arctg \frac{\left(\frac{\sum_{i=1}^{24} d_i \cdot \cos \alpha_i}{24} \right)}{\left(\frac{\sum_{i=1}^{24} d_i \cdot \sin \alpha_i}{24} \right)}$$

- начальная фаза

первой гармоники ряда Фурье;

$$A_2 = 2 \sqrt{\left(\frac{\sum_{i=1}^{24} d_i \cdot \sin 2\alpha_i}{24} \right)^2 + \left(\frac{\sum_{i=1}^{24} d_i \cdot \cos 2\alpha_i}{24} \right)^2}$$

амплитуда второй гармоники ряда Фурье;

$$\varphi_2 = \arctg \frac{\left(\frac{\sum_{i=1}^{24} d_i \cdot \cos 2\alpha_i}{24} \right)}{\left(\frac{\sum_{i=1}^{24} d_i \cdot \sin 2\alpha_i}{24} \right)}$$

- начальная фаза

второй гармоники ряда Фурье и т.д.

Подставим соответствующие цифровые значения в (1) и получим:

$$k(x) = 3,542 + 1,33 \cdot \sin(x + 4,145) + 0,945 \cdot \sin(2 \cdot x + 4,527) + \\ + 1,066 \cdot \sin(3 \cdot x + 0,503) + 0,212 \cdot \sin(4 \cdot x + 3,671) + \\ + 0,274 \cdot \sin(5 \cdot x + 4,576) + 0,591 \cdot \sin(6 \cdot x + 4,576) + \\ + 0,17 \cdot \sin(7 \cdot x + 1,788) + 0,044 \cdot \sin(8 \cdot x + 2,66) + \\ + 0,279 \cdot \sin(9 \cdot x + 2,561) + 0,035 \cdot \sin(10 \cdot x + 2,857).$$

Для сравнения исходной и полученной в результате представления ряда Фурье зависимостей, зададим необходимую точность их соответствия в виде максимального отклонения значений функций, не превышающей $\pm 0,2$ в абсолютном выражении.

Вычтем из функции $k(x)$ функцию исходной зависимости отказов $d(u)$, получим:

$$\Delta = k(x) - d(u),$$

$$\Delta = (0,091; -0,094; 0,088; -0,081; 0,067; -0,05; 0,039; - \\ 0,017; 0,015; 0,008; -0,027; 0,02; -0,013; 0,024; - \\ -0,004; 0,006; 0,031; -0,03; 0,027; -0,07; 0,079; -0,093; \\ 0,111; -0,116)$$

Из полученного ряда значений отклонения Δ максимальным является $-0,116$, что соответствует заданной точности $\pm 0,2$.

Таким образом, функция $k(x)$ может быть принята в качестве зависимости количества отказов силовых трансформаторов 110 кВ во времени.

Построим на одной координатной плоскости графики зависимости количества отказов в течение года по исходным данным (обозначена пунктирной линией) и функции, полученной в результате представления в виде ряда Фурье (обозначена сплошной линией) «Рис.2».

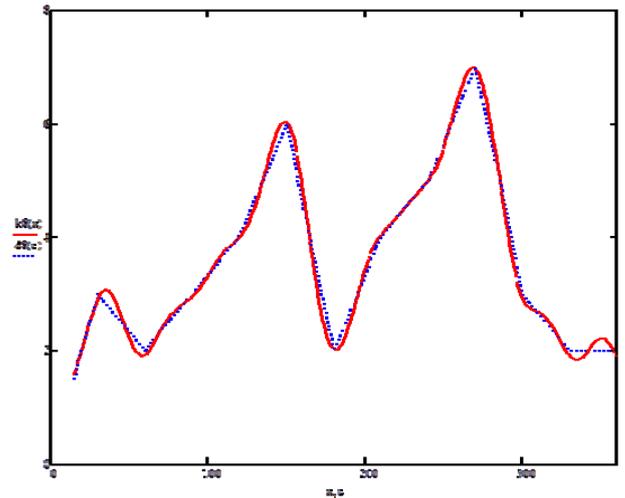


Рис.2. График зависимости количества отказов в течение года по исходным данным и функции, полученной в результате представления в виде ряда Фурье.

Как видно из «Рис.2», графики зависимостей совпадают с достаточно большой точностью.

В заключение необходимо отметить, что с точки зрения повышения качества оперативного управления и эксплуатационного обслуживания оборудования электрических сетей наиболее ценной будет математическая модель, которая позволит соответствующему оперативному или административно-техническому персоналу прогнозировать факт предстоящего отказа оборудования в ближайшей перспективе и своевременно принимать меры для его предотвращения либо устранения.

Для того, чтобы составить аналогичные модели для других объектов (например, выключателей) нужны соответствующие статистические данные, после анализа которых возможно определить причины возникновения отказов и составить перечень характерных причин с выявлением их сезонной зависимости, а также составить математическую модель возникновения отказов.

Список литературы

- [1] Бурман А.П. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем: учебное пособие / А.П. Бурман, Ю.К. Розанов, Ю.Г. Шакарян. - М.: Издательский дом МЭИ, 2012. - 336 с.
- [2] Розанов М.Н. Надежность электроэнергетических систем. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1984. 176 с.

Исследование установившихся режимов работы участка районной электрической сети при реконструкции

Д.Р. Залялиев, Д.А. Кретов, З.Р. Джафаров
ФГБОУВО "Тольяттинский государственный университет"
Тольятти, Россия
E-mail: zalialiew.d@yandex.ru

Аннотация — исследуемый участок районной электрической сети расположен в Самарской области вблизи г. Тольятти. В состав исследуемого участка входят подстанции 500 кВ "Азот", 110 кВ "Выселки", "Стройбаза", 35 кВ "Русские Выселки", "Тепличная", "Кирпичная". Подстанция 35/10 кВ "Русские выселки" работает на пределе своей мощности и служит для электроснабжения потребителей с.п. Выселки. Подстанция "Русские Выселки" получает питание от шин 35 кВ подстанции "Стройбаза" по одноцепной воздушной линии напряжением 35 кВ. В настоящее время на рассматриваемом участке районной электрической сети возникают большие потери в сети из-за ее схемного решения. В случае аварии на линии 35 кВ "Стройбаза"- "Русские Выселки" произойдет отключение подстанции "Русские Выселки", что приведет к перерыву электроснабжения потребителей. В с.п. Выселки построена новая подстанция 110/35/10 кВ "Выселки". Строительство воздушной линии, соединяющей подстанции "Выселки" и "Русские Выселки", повысит надежность электроснабжения потребителей и снизит потери мощности в сети. В статье проанализированы режимы работы сети до и после реконструкции, выполнено сравнение потерь мощности в сети до и после реконструкции. При исследовании установившихся режимов работы участка районной электрической сети до и после реконструкции использованы методы математического моделирования в программе RastrWin. Предложена установка конденсаторных батарей на шинах низкого напряжения подстанций, входящих в участок районной электрической сети. При расчете воздушной линии 35 кВ "Стройбаза"- "Русские Выселки", выборе конденсаторных батарей и выборе оптимальных коэффициентов трансформации использованы методы инженерного проектирования. В результате анализа режимов работы участка районной электрической сети получены значения потерь мощности до и после реконструкции, а также значения напряжений на шинах подстанции. В результате предлагаемых мероприятий потери активной мощности в сети уменьшились на 45,2 %, реактивной - на 33,6 %, полной мощности на 33,7 %. Разработаны модели участка районной электрической сети в программе RastrWin до и после реконструкции с указанием напряжений на шинах подстанций, перетоков и потерь мощности. Строительство воздушной линии "Стройбаза"- "Русские Выселки" и установка устройств компенсации реактивной мощности позволит снизить потери и повысить надежность электроснабжения потребителей с.п. Выселки.

Ключевые слова — *RastrWin*, установившийся режим, потери мощности, районная электрическая сеть, компенсация реактивной мощности.

Study of the installed operating modes of work of the site of the district electrical network at the reconstruction

Damir Zalialiew, Dmitriy Kretov, Zaur Djafarov
"Togliatti State University"
Togliatti, Russia
E-mail: zalialiew.d@yandex.ru

Abstract — The investigated section of the regional power grid is located in the Samara region near Togliatti. The structure of the investigated area includes 500 kV Substations "Azot", 110 kV "Vyselki", "Stroybaza", 35 kV "Russkie Vyselki", "Teplichnaya", "Kirpichnaya". The 35/10 kV substation "Russkie Vyselki" operates at the limit of its capacity and serves to supply electricity to consumers of Vyselki. The substation "Russkie Vyselki" receives power from 35 kV buses of the substation "Stroybaza" on a single-circuit air line with a voltage of 35 kV. There are large losses in the network because of its schematic solution. In the event of an accident on the line 35 kV "Stroybaza"- "Russkie Vyselki", the substation "Russkie Vyselki" will be disconnected, which will lead to a break in the power supply to consumers of the first, second and third categories. New substation 110/35/10 kV "Vyselki" was built in the Vyselki. The construction of an overhead line connecting the substations "Vyselki" and "Russian Vyselki" will increase the reliability of electricity supply to consumers and reduce the power losses in the network. The article analyzes network operation modes before and after reconstruction, and compares power losses in the network before and after reconstruction. During the study of steady-state operating conditions of a section of regional electrical network, methods of mathematical modeling in the RastrWin program were

used before and after reconstruction. The installation of capacitor batteries on low-voltage buses of substations that are part of the district electric network is proposed. When calculating the air line of 35 kV "Stroybaza"- "Russkie Vyselki", choosing capacitor batteries and choosing the optimal transformation coefficients, engineering design methods were used. As a results of the analysis of the operation modes of the section of the regional electric network, the values of the power losses before and after reconstruction, the values of the voltages on the substation buses were obtained. The graphs for visualizing the changes in power losses are structured. Losses of active power in the network decreased by 45.2%, reactive power - by 33.6, full capacity - by 33.7%. The RastrWin program developed models of the district electrical network before and after reconstruction, indicating the voltages on substation tires, overflows and power losses. The construction of the air line "Stroybaza"- "Russkie Vyselki" and the installation of reactive power compensation devices will reduce losses and increase the reliability of electricity supply to consumers of Vyselki.

Keywords — RastrWin, steady state, power loss, regional electric network, reactive power compensation.

1. ВВЕДЕНИЕ

Трансформаторная подстанция 35/10 кВ "Русские Вyselki" служит для электроснабжения потребителей первой, второй и третьей категории по надежности электроснабжения. Данная подстанция запитана по одноцепной воздушной линии 35 кВ от шин 35 кВ подстанции 110/35/6 кВ "Стройбаза" [1]. При аварийном отключении данной воздушной линии произойдет перерыв электроснабжения потребителей с.п. Вyselki. К тому же ввиду схемного решения участка районной электрической сети, в состав которой входят подстанции 500 кВ "Азот", 110 кВ "Стройбаза", "Вyselki", 35 кВ "Тепличная", "Кирпичная", "Русские Вyselki", имеются высокие потери мощности. Анализ режимов работы сети позволит оценить потери мощности, рассчитать напряжения на шинах подстанции и предложить меры по повышению надежности и снижению потерь мощности. В частности предложено строительство воздушной линии 35 кВ между подстанциями 110/35/10 кВ "Вyselki" и 35/10 кВ "Вyselki".

II. АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ УЧАСТКА РАЙОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Анализируемый участок районной электрической сети до реконструкции представлен на Рис. 1.

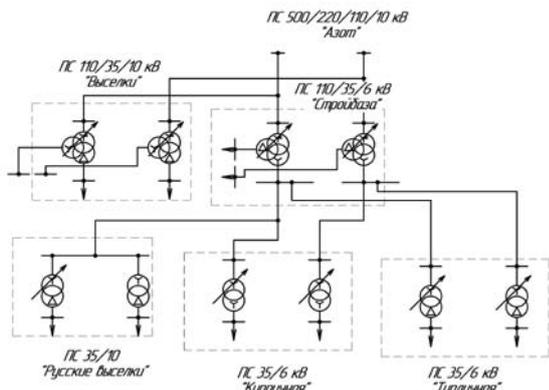


Рис. 1. Участок районной электрической сети до реконструкции.

Далее представлены нагрузки на шинах подстанций участка сети. Активные и реактивные нагрузки на шинах 6 кВ №1 и №2 подстанции "Тепличная" равны по

величине: 5,7 МВт, 2,73 МВАр. Нагрузки 6 кВ на сборной шине № 2 подстанции "Кирпичная" равны 2,3 МВт и 1,24 МВАр, на шине № 1 - равны 5 МВт, 3,16 МВАр. Нагрузки на сборной шине 10 кВ № 1 подстанции "Русские Вyselki" равны 6,2 МВт и 2,64 МВАр, на шине № 2 - равны 4 МВт и 1,7 МВАр. Нагрузки на сборных шинах 10 кВ № 1,2 подстанции "Вyselki" равны соответственно 2 МВт и 0,85 МВАр. Обмотки 35 кВ трансформаторов на подстанции "Вyselki" работают на холостом ходу. Нагрузки на сборной шине 6 кВ № 1 подстанции "Стройбаза" равны 2,3 МВт и 1,26 МВАр, на шине 6 кВ № 2 - равны 1,58 МВт и 0,9 МВАр. Так как подстанции 110/35/10 кВ "Вyselki" и 35/10 "Русские Вyselki" расположены близко друг к другу, решено сконструировать воздушную линию 35 кВ, отходящую от шины 35 кВ подстанции "Вyselki" и питающей в нормальном режиме (когда трансформаторы на подстанции работают раздельно) наиболее мощный трансформатор подстанции "Русские Вyselki" - 6,3 МВА. Тем самым возможно максимально сократить пути передачи электроэнергии от системных шин (шин подстанции "Азот") до подстанции "Русские Вyselki". Схема сети после реконструкции представлена на Рис. 2. Пунктирная линия на Рис. 2 - спроектированная воздушная линия 35 кВ.

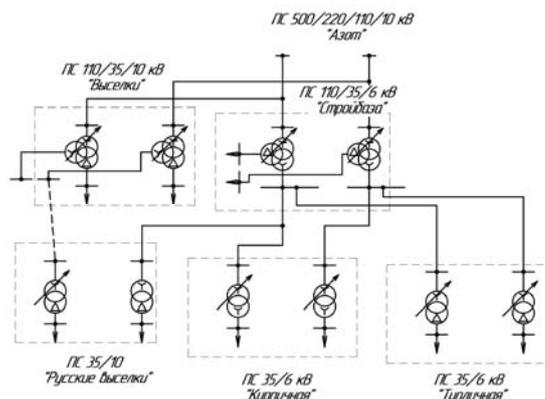


Рис. 2. Участок районной электрической сети после реконструкции.

Сокращение пути передачи электроэнергии позволит уменьшить потери электроэнергии, выровнять напряжение на шинах. Также строительство новой линии позволит увеличить надежность в послеаварийном режиме (в случае отключения существующей воздушной линии 35

кВ "Выселки"- "Русские Выселки". В программе RastrWin [2] рассчитаны режимы работы электрической сети до и после реконструкции. При расчете электрическая схема в программе RastrWin представлена в виде узлов и ветвей. Каждой ветви соответствует одна шина подстанции или средняя точка трансформатора в схеме замещения (для трехобмоточного трансформатора). Ветви расположены между каждыми двумя узлами. Каждый узел промаркирован двузначным числом. После внесения значений параметров узлов и ветвей районной электрической сети в графическом редакторе программы составлены схема с узлами и ветвями (Рис. 3).

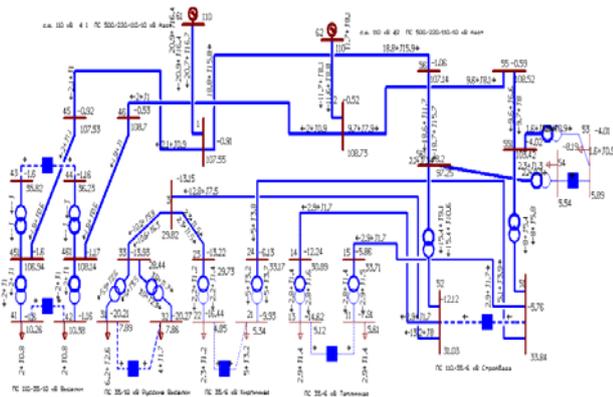


Рис. 3. Схема сети в программе RastrWin3.

С помощью команды "Режим" программа RastrWin3 автоматически рассчитывает все параметры режима работы электрической сети: напряжение на шинах подстанции, угол напряжений, указывает потоки и потери мощности. По результатам расчета установившегося режима работы сети до реконструкции построена диаграмма потерь в ветвях сети (Рис. 4). По оси ординат показаны значения активной мощности (МВт), по оси абсцисс - маркировка ветвей

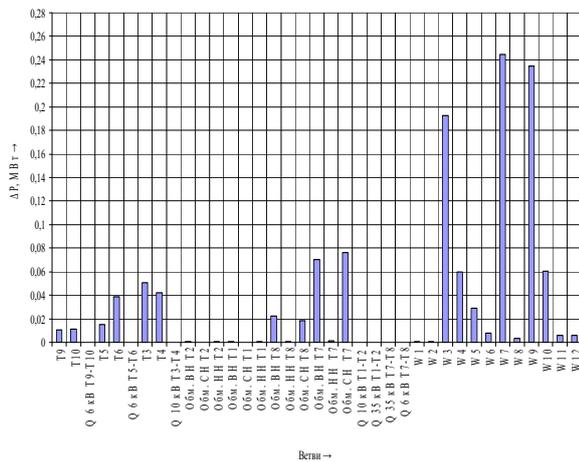


Рис. 4. Диаграмма потерь активной мощности до реконструкции.

Потери напряжений в ветвях сети представлены на Рис. 5. Суммарные потери активной мощности в сети равны 1,206286 МВт, реактивной мощности 8,585647 МВАр. Наибольшие потери выделяются в линии электропередачи 35 кВ питающую подстанцию "Русские Выселки". Линия выполнена из провода марки АС-70. Ток, протекающий по данному проводу при работе подстанции "Русские Выселки" на полную мощность (все

потребители подключены), равен 185 А при максимально допустимом токе 265 А. Коэффициент загрузки линии равен 0,698.

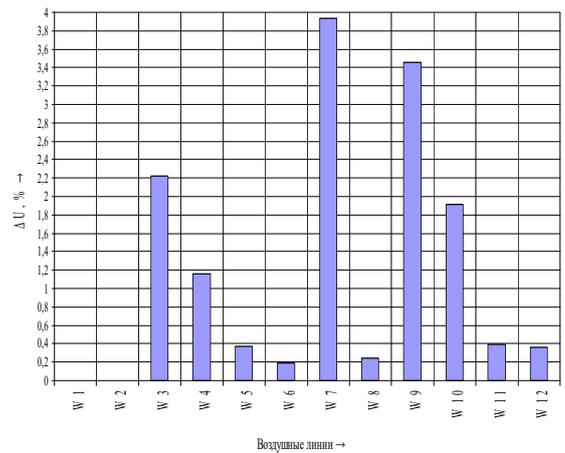


Рис. 5. Диаграмма потерь напряжений в сети до реконструкции.

При анализе диаграммы потерь напряжений в сети до реконструкции также установлено, что наибольшие потери напряжения имеют место в той же воздушной линии 35 кВ.

Строительство новой воздушной линии 35 кВ "Выселки"- "Русские Выселки" позволит разгрузить существующую линию 35 кВ, уменьшить потери мощности и напряжения в сети, сократить пути перетоков мощности, и повысить надежность в аварийном режиме. Новая воздушная линия 35 кВ выполнена проводом марки АС 120/19. Выбор сечений проводников произведен по экономической плотности тока. Для проверки проводников на термическую стойкость произведен расчет токов коротких замыканий при наиболее неблагоприятном и тяжелом режиме работы сети. Ток короткого замыкания в конце проектируемой воздушной линии равен 1,585 кА, что удовлетворяет требованию термической стойкости. План сети после реконструкции изображен на Рис. 6.

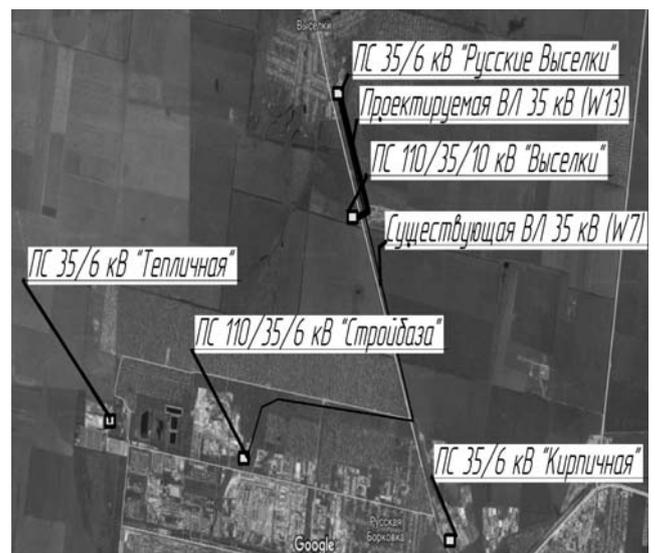


Рис. 6. План сети после реконструкции.

Спроектированная воздушная линия выполнена на металлических анкерно-угловых опорах типа У35-1 (которые используются также в качестве концевых) и промежуточных железобетонных опорах типа ПБ-35-3.1. Выполнена проверка механических характеристик воздушной линии. После проверки установлено, что при всех климатических условиях тяжение проводов не превышает допустимого значения, а стрела провеса не превышает максимально допустимой 6,5 м. Длина пролета между промежуточными опорами равна 180 м. Для повышения коэффициента мощности и снижения реактивной составляющей передаваемой по линиям электропередачи мощности на подстанции решено установить компенсирующие устройства. В качестве устройств компенсации предложены конденсаторные батареи. Суммарная мощность конденсаторных батарей, установленных на подстанции "Тепличная" равна 750 кВАр, на подстанции "Кирпичная" - 1950 кВАр, на подстанции "Русские Выселки" - 675 кВАр, на подстанции "Выселки" - 300 кВАр, на подстанции "Стройбаза" - 825 кВАр.

При подключении конденсаторных батарей к шинам подстанции суммарная передаваемая реактивная мощность уменьшилась. С учетом установки конденсаторных батарей внесены соответствующие изменения параметров узлов в программу RastrWin (изменена суммарная потребляемая реактивная мощность). Спроектированная воздушная линия электропередачи представлена новой ветвью. Смоделирован новый режим работы сети с учетом компенсирующих устройств и новой воздушной линии. Суммарные потери активной мощности в сети (в линиях электропередачи и трансформаторах) равны 0,661498 МВт, потери реактивной мощности равны 5,70384 МВАр. Диаграмма потерь активной мощности в сети изображена на Рис. 7.

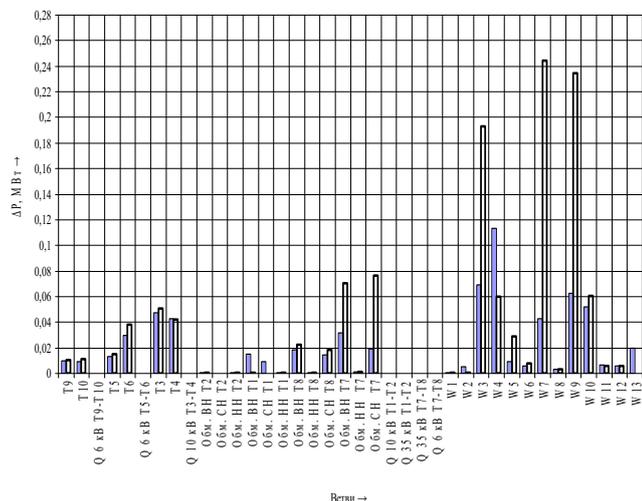


Рис. 7. Диаграмма потерь активной мощности после реконструкции

Диаграмма потерь реактивной мощности изображена на Рис. 8. В результате реконструкции участка районной электрической сети потери активной мощности

уменьшились на 45,2 %, потери реактивной мощности уменьшились на 33,6 %, потери полной мощности уменьшились на 33,7 %.

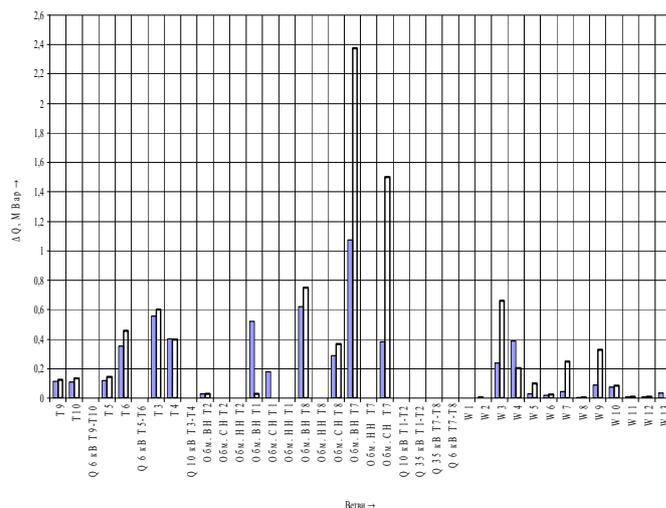


Рис. 8. Диаграмма потерь реактивной мощности после реконструкции

В результате реконструкции удалось значительно снизить потери в электрической сети, разгрузить воздушную линию питающую подстанцию 35/10 кВ "Русские Выселки". Строительство новой воздушной линии 35 кВ позволит увеличить надежность работы в сети в послеаварийном режиме. Сечение проводов марки АС-120/19 позволяет также передавать мощность для питания двух трансформаторов подстанции "Русские Выселки". Тем самым в послеаварийном режиме (когда существующая воздушная линия отключена) не будет необходимости для работы только одного трансформатора с перегрузкой в 40%. Это предотвратит преждевременный износ изоляции от нагрева и не допустит увеличения потерь в трансформаторе при повышенной нагрузке.

Список литературы

- [1] Генеральный план сельского поселения Выселки муниципального района Ставропольский Самарской области [Текст] : разработан в соответствии с договором № 2316 от 30.09.2009.
- [2] Неуймин, В.Г., Машалов, Е. В., Александров, А. С., Багрянцев, А. А. Программный комплекс "RastrWin3". Руководство пользователя // RastrWin. - 2012. - С. 1-243.

Определение оптимального способа анализа электрических режимов и выбор средств снижения несимметрии напряжений в районах с высокой долей потребления электроэнергии тяговой нагрузкой

О.С.Стремилова¹, И.М.Кац², В.В.Дикович³, П.Б.Завьялов⁴

^{1,2} ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»,
Томск, Россия

³ Филиал АО «СО ЕЭС» Бурятское РДУ
Улан-Удэ, Россия

⁴ Филиал АО «СО ЕЭС» Забайкальское РДУ
Чита, Россия
E-mail: katz@tpu.ru

Аннотация — На примере характерного участка проанализированы способы учёта тяговой нагрузки при моделировании электрических режимов. Сформулированы принципы определения наиболее неблагоприятных с точки зрения несимметрии напряжений режимов. Определено влияние различных технических средств на снижение несимметрии напряжения.

Ключевые слова — анализ электрических режимов, тяговые потребители электроэнергии, несимметрия напряжений, устройства компенсации реактивной мощности, FACTS.

DETERMINATION OF AN OPTIMAL ANALYTICAL METHOD FOR ELECTRICAL MODES AND TOOL SELECTION FOR VOLTAGE UNBALANCE REDUCTION IN REGIONS WITH HIGH PERCENTAGE OF ELECTRIC POWER CONSUMPTION BY DRAFT LOADING

O.S. Stremilova¹, I.M. Katz², V.V. Dikovich³, P.B. Zavyalov⁴

^{1,2} National Research Tomsk Polytechnic University
Tomsk, Russian Federation

³ Branch of “System Operator of the Unified Power System” JSC the Buryat Regional Dispatch Administration
Ulan-Ude, Russian Federation Russia

⁴ Branch of “System Operator of the Unified Power System” JSC the Transbaical Regional Dispatch Administration
Chita, Russian Federation
E-mail: katz@tpu.ru

Abstract — The article analyzes registration methods of traction load influence to the electrical mode simulation process. The authors define determination principles for the most unfavorable modes from the perspective of voltage unbalance. The research reveals an impact of various technical tools on voltage unbalance reduction.

Keywords — analysis of electrical modes, electrically propelled vehicles, voltage unbalance, reactive-power compensation devices, FACTS.

I. ВВЕДЕНИЕ

Негативное влияние тяговой нагрузки на режим работы электроэнергетических систем (ЭЭС) возрастает в случаях, когда потребление электроэнергии электроподвижными составами занимает большую долю от общего потребления в энергорайоне, а источник питания, например электростанция, значительно удален от источника несимметрии. К таким участкам относятся система внешнего электроснабжения (СВЭ) Байкало-Амурской магистрали, восточный транзит 220 кВ Забайкальской энергосистемы и т.д.

Несогласованность действий основных потребителей электроэнергии и энергоснабжающих организаций является основной причиной, по которой учет тяговой нагрузки и ее влияние на электрический режим осуществляется приближенно. Это приводит к неверным расчётам электрических режимов, и, как следствие, к частому срабатыванию защит, непредвиденному отказу оборудования и перерывам в электроснабжении потребителей. Во избежание этого необходимо рассмотреть способы анализа электрических режимов с учётом тяговой нагрузки и предложить меры по снижению несимметрии напряжений в питающей сети.

Целью данной работы является исследование влияния тяговой нагрузки на электроэнергетический режим транзита 220 кВ ПС Холбон – ПС Могоча Забайкальской энергосистемы и определение оптимального способа анализа электрических режимов с учетом тяговой нагрузки, а так же выбор средств снижения несимметрии напряжений.

II. ОПИСАНИЕ ХАРАКТЕРНОГО ЭНЕРГОРАЙОНА И РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ

Транзит 220 кВ ПС Холбон – ПС Могоча, схема которого представлена на Рис.1, входит в Юго-Восточный энергорайон Забайкальской энергосистемы и представляет собой сеть узловых и опорных подстанций. Наиболее крупными из них являются ПС 220 кВ Холбон, ПС 220 кВ Зилово, ПС 220 кВ Могоча. Общая протяженность транзита составляет 413 км. В случае отсутствия работы Забайкальского преобразовательного комплекса (ЗабПК) на ПС 220 кВ Могоча ближайшим источником электрической энергии является Харанорская ГРЭС.

Данный участок энергосистемы характеризуется значительным влиянием тяговой нагрузки на электрический режим. В 2016 г. на данном участке Забайкальской ЭЭС доля потребления электрической энергии железнодорожным транспортом составила 61 % от общего потребления в этом районе. Также в Забайкальской ЭЭС в целом наблюдается рост тяговой нагрузки. С 2013 г. по 2016 г. доля потребления Забайкальской железной дороги увеличилась с 34% до 37,9 % от общего потребления электроэнергии в крае.[1]

Основными проблемами, вызванными несимметрией токов и напряжений, являются:

- останов поездов на перегоне;
- нарушение режимов работы золотодобывающего предприятия ЗАО «Рудник Александровский»;
- отключение преобразователей напряжения (ПН) Забайкальского преобразовательного комплекса (ЗабПК);
- отключение блоков Харанорской ГРЭС ТЗОП;
- перегрузка/снижение напряжения и выход из строя/отключение электрооборудования в сетях 110 кВ и ниже.

Для регулирования напряжения на участке ПС 220 кВ Холбон – ПС 220 кВ Могоча установлены СКРМ: нерегулируемые ШР на ПС 220кВ Бушулей и ПС 220 кВ Урюм, а так же ТКРМ и устройства СТАТКОМ на ПС 220 кВ Могоча. Устройства СТАТКОМ, входящие в состав ЗабПК, оказывают благоприятное влияние на электрический режим. Стоит отметить, что алгоритм работы ЗабПК в режиме СКРМ и ВПТ не включает в себя компенсации обратной последовательности.

III. ВЫБОР МЕТОДА РАСЧЕТА

В районах с высокой долей тяговой нагрузки очень остро стоит вопрос совместного учёта СТЭ и СВЭ. Стоит отметить, что в проектных организациях железнодорожного транспорта и службах электроснабжения железных дорог зачастую СТЭ рассматривают отдельно от СВЭ. А при моделировании электрических режимов тяговая нагрузка принимается эквивалентной трехфазной. Оба этих фактора приводят к ряду негативных последствий рассмотренных выше.

Для исследования рассматриваемой проблемы использовался метод имитационного моделирования в ПК Matlab Simulink. В ходе исследований электрических режимов транзита 220 кВ ПС Холбон – ПС Могоча был смоделирован рассматриваемый энергорайон. В качестве исследуемой была принята нормальная схема электрических соединений. Работа ЗабПК в предварительном анализе не рассматривалась. Точка раздела между ОЭС Сибири и ОЭС Востока расположена на ПС 220 кВ Могоча. В модели были учтены параметры линий, трансформаторов, фазировки тяговых подстанций. Для более корректной оценки влияния тяговой нагрузки на режим транзита была также смоделирована СТЭ от ПС 220 кВ Чита-1 до ПС 110 кВ Могоча, а так же выполнено моделирование генерирующего оборудования Харанорской ГРЭС и Читинской ТЭЦ-1.

Модель контактной сети была построена в соответствии с [2] и [3]. Тяговые нагрузки были приняты для типовых поездов, имеющих веса 4500, 6300, 6800, 7100 и 12000 тонн. Усредненная мощность электровозов, проходящих по данному участку железной дороги, с учетом рекуперации составляет 3 МВт. Средний межпоездной интервал равен 25 минутам. Средний коэффициент мощности равен 0,8.

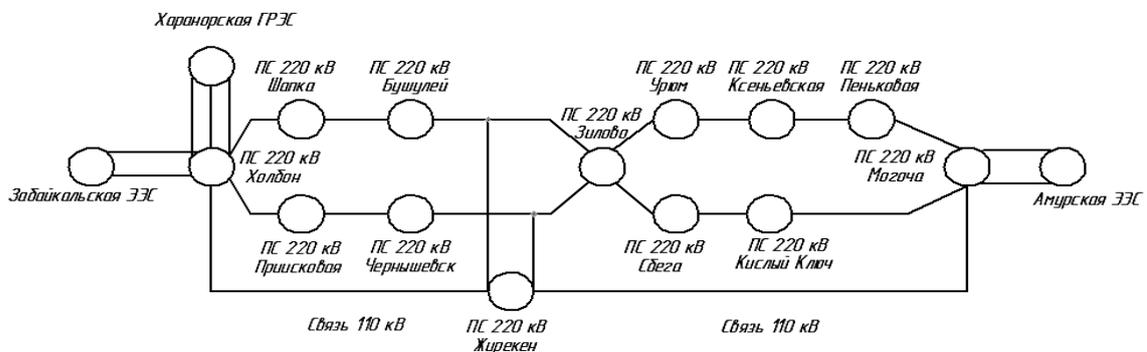


Рис.1. Упрощенная схема транзита 220 кВ ПС Холбон - ПС Могоча

Для расчета СТЭ используются методы, основанные на использовании заданного графика движения, метод равномерно распределенной нагрузки и метод расчета по заданным размерам движения. Однозначно невозможно сказать какой метод расчета СТЭ и СВЭ является наиболее приемлемым, поэтому было решено провести эксперименты, используя методы равномерно распределенной нагрузки, метод характерного сечения графика движения и вероятностный метод расчета.

Рассмотрим метод равномерно распределенной нагрузки по транзиту. Для начала определим влияние места нахождения нагрузки на коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности (K_2U). В качестве нагрузки примем единичный поезд мощностью 26 МВт, установленный в начале, середине или конце каждой межподстанционной зоны (МПЗ). Результаты моделирования представлены на Рис.2.

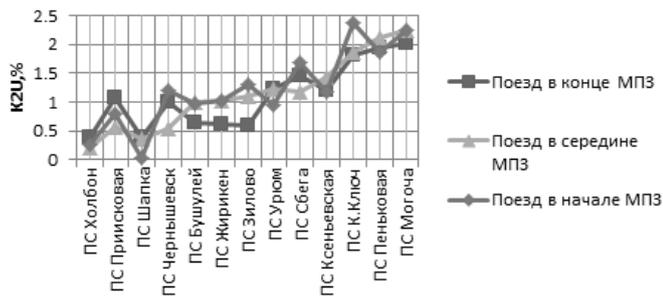


Рис.2 Распределение уровня K_2U (%) по транзиту 220кВ при разном расположении поездов

Согласно полученным результатам расчетов, представленных на Рис.2, наименее благоприятным режимом является нахождение поезда в начале каждой межподстанционной зоны.

Далее, проведем исследование влияния мощности поезда на K_2U . В качестве нагрузки рассматривались единичные поезда мощностью 6, 13 и 26 МВт, установленные в начале каждой МПЗ. Результаты моделирования представлены на Рис.3.

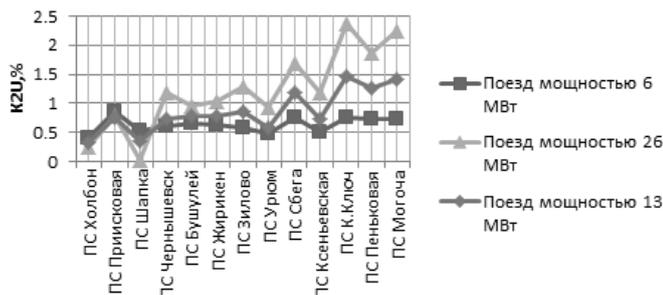


Рис.3 Распределение уровня K_2U (%) по транзиту 220кВ при разной мощности поездов, находящихся в начале МПЗ

Полученные результаты показали, что увеличение мощности подвижного состава приводит к увеличению уровня несимметрии. Во всех рассмотренных режимах наблюдается увеличение потребления электрической энергии в фазе В, и уменьшение потребления в фазе А СВЭ. Так же можно отметить, что при равномерной

загрузке транзита коэффициент несимметрии по обратной последовательности удовлетворяет требованиям [4].

Также в работе был рассмотрен метод характерного сечения графика движения. Для этого была выполнена неравномерная загрузка транзита в соответствии с графиком движения поездов для случаев больших и малых межпоездных интервалов с количеством 29 и 55 поездов. Результаты моделирования представлены на Рис.4.

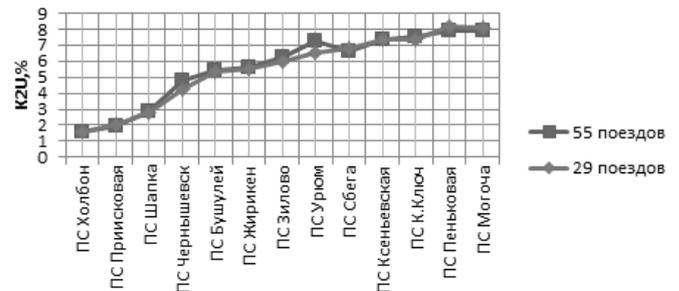


Рис.4 Распределение уровня K_2U (%) по транзиту 220кВ при загрузке транзита в соответствии с графиком движения

Как видно из Рис. 4, в рассматриваемых случаях коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности отличается незначительно. Стоит отметить, что при высокой загрузке транзита наблюдается отклонение напряжений ниже допустимых значений.

Для использования вероятностного метода необходимо определить закон распределения нагрузки. Анализ справочных данных показал, что тяговая нагрузка распределена по нормальному закону распределения [2]. Для задания закона распределения нагрузки необходимо знать его параметры: математическое ожидание величины и её среднеквадратическое отклонение.

Для вычисления математического ожидания необходимо оценить число поездов, одновременно находящихся на участке, их единичную мощность и межпоездной интервал (указаны выше). Число поездов можно определить согласно (1). Средняя скорость поезда выбрана согласно исследованиям, проведенным в [5].

$$n_i = \frac{60 * L_i}{v * \theta} \quad (1)$$

где L_i – длина межподстанционной зоны, км;

v – средняя скорость поезда, км/ч;

θ – средний межпоездной интервал, мин.

За среднеквадратическое отклонение была принята мощность единичного локомотива.

При проведении исследований использовался метод Монте-Карло. Согласно [6], при его использовании необходимо определить требуемое число опытов, которое позволит получить результаты моделирования нагрузки с заданной доверительной вероятностью. Как показали расчеты, для получения результатов с доверительной вероятностью 0,95 и точностью 0,1, необходимо провести 600 опытов.

На Рис. 5 и 6 приведены результаты моделирования рассматриваемого энергорайона при вероятностном подходе к заданию тяговой нагрузки. Как видно из Рис. 5, закон распределения K_2U подчиняется нормальному закону. Аналогичная ситуация наблюдается и для отклонений напряжения в узлах, а так же токов обратной последовательности электростанций. Основным преимуществом данного подхода является возможность оценки не только влияния единичных тяговых потребителей на режим работы СВЭ, но и сочетаний вариантов потребления электрической энергии в различных межподстанционных зонах, что в свою очередь, как видно из Рис. 6, оказывает значительное влияние на результаты расчета распределения K_2U . Также, предложенный подход позволяет оценить, какие из вариантов потребления нагрузки являются наиболее вероятными и учесть тот факт, что нагрузка поезда при его движении по пути является переменной величиной и зависит от большого числа факторов.

Могоча

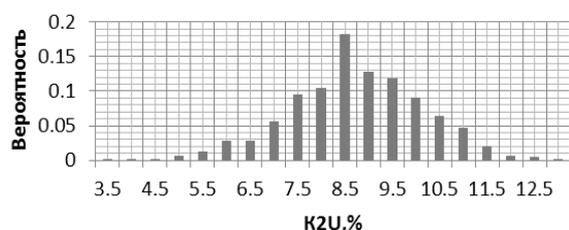


Рис.5 Гистограмма частот появления случайной величины для K_2U на ПС 220 кВ Могоча

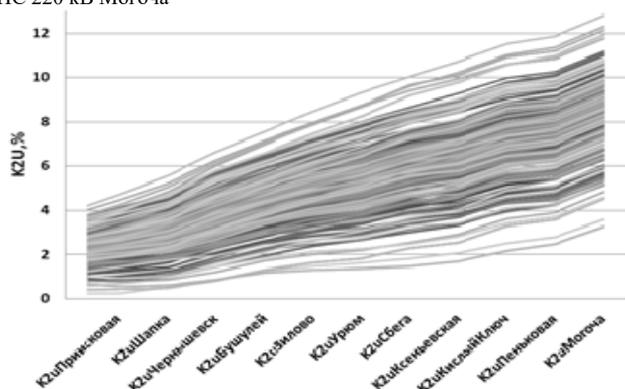


Рис.6 Распределение коэффициента несимметрии по обратной последовательности по транзиту для 600 опытов

IV. ВЫБОР СРЕДСТВ КОМПЕНСАЦИИ

В работе также были рассмотрены методы компенсации несимметрии напряжений для наиболее вероятных K_2U на транзите. В качестве средств компенсации было рассмотрено применение УПК со стороны 25 кВ, включенных последовательно с тяговыми трансформаторами и включенных последовательно с рельсом. Так же в качестве средств компенсации рассмотрено применение СТАТКОМ на ПС 220 кВ Могоча с симметрирующим алгоритмом и без него. Система управления СТАТКОМ подробно изложена в [7]. Результаты моделирования приведены на Рис. 7.

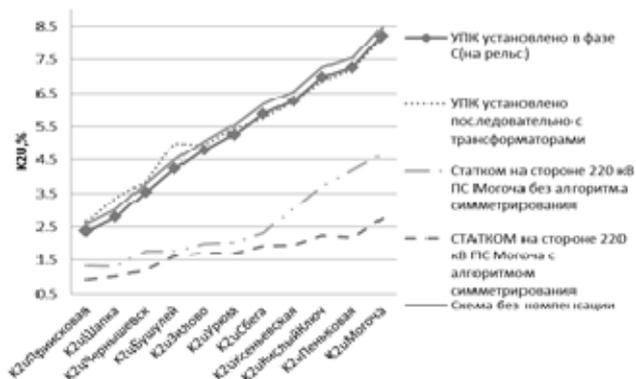


Рис.7 Распределение коэффициента несимметрии по обратной последовательности по транзиту при применении различных средств снижения несимметрии

Как видно из Рис.7, что наиболее эффективным является применение устройства СТАТКОМ с алгоритмом симметрирования в конце транзита.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе были рассмотрены основные методы расчёта СТЭ, так же обращается внимание на совместное моделирование СТЭ и СВЭ. В качестве наиболее эффективного и информативного метода анализа СТЭ и СВЭ выбран вероятностный метод моделирования нагрузки (расчёт по заданным размерам движения). Данный подход позволяет оценить вероятности возникновения различных режимных ситуаций, проанализировать их влияние на энергосистему.

Так же были рассмотрены способы симметрирования нагрузки. Стоит отметить, что УПК, предлагаемые тяговыми потребителями для решения проблемы останова поездов в перегонах, поддерживают напряжение в сети 25 кВ, однако, практически не влияют на проблемы качества электроэнергии в СВЭ.

Наиболее эффективным признан метод коррекции системы управления ЗаБПК с добавлением алгоритма симметрирования в режимах СКРМ.

Список литературы

- [1] СИПР Забайкальского края на период 2018-2022 годов. Утвержден 30 апреля 2017 года. – Чита. – 316с.
- [2] Маквардт К.Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог – М.: Трансжелдориздат, 1982 – 528 с.
- [3] Тер-Оганов Э.В. Электроснабжение железных дорог: учеб.для студентов университета(УрГУПС)/ Э.В.Тер-Оганов, А.А.Пышкин. – Екатеринбург:УрГУПС,2014 – 432 с.
- [4] ГОСТ 32144 – 2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М., 2014 – 20 с.
- [5] Мехедов М.И. Методика оценки факторов, определяющих стабильность пропускания грузовых поездов на грузонапряженных направлениях: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 05.22.08: защищена 15.02.17:утв. 10.03.2017/ Мехедов Михаил Иванович. – Москва, 2016 – 143 с.
- [6] Вентцель Е.С.Исследование операций. М.: Наука, 1980.
- [7] Дикович В.В. Выбор методов и средств снижения несимметрии напряжений в восточной части ОЭС Сибири/ В.В. Дикович, И.М.Кац, О.С.Стремиллова// Проблемы энергетики. – 2016. – № 9-10. – С.66-72

Увеличение пропускной способности сети за счет оптимизации распределения реактивной мощности

А.Н. Дадонов¹, Е.А. Кротков²

¹Филиал АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ,
Самара, Россия

²ФГБОУ ВО "Самарский государственный технический университет",
Самара, Россия

E-mail: dadonov_an@mail.ru

Аннотация — оптимальное распределение потоков реактивной мощности позволяет наиболее полно использовать пропускную способность существующих электрических сетей и при этом не требует существенных финансовых затрат. Выполненные расчеты оптимизации электрических режимов с использованием верифицированных расчетных моделей Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ для проведения расчетов установившихся режимов и статической устойчивости с применением разработанного авторами макроса для ПВК RastrWin3 позволили выбрать оптимальные положения РПН 4-х АТ 500/220 кВ энергосистемы Самарской области. Разработанный макрос и подходы по автоматизированному анализу результатов оптимизационных расчетов позволили увеличить пропускную способность сети энергосистемы Самарской области при общем снижении трудозатрат со стороны службы электрических режимов Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ.

Ключевые слова — оптимизация по реактивной мощности; пропускная способность сети.

Increasing capacity of the power grid by optimization of the distribution of reactive power

A.N. Dadonov¹, E.A. Krotkov²

¹SO UPS, JSC "Branch Regional Dispatching Office, Energy System of Samara"
Samara, Russian Federation

²Samara State Technical University, Samara, Russian Federation
Samara, Russian Federation

E-mail: dadonov_an@mail.ru

Abstract — the optimal distribution of reactive power flows allows the fullest use of the capacity of existing electrical networks and does not require significant financial costs. Optimization of electrical regimes was carried out using verified computational models of the SO UPS, JSC "Branch Regional Dispatching Office, Energy System of Samara" for calculating steady-state regimes and static stability. The calculations were automated using a macro for RastrWin3. Optimal positions regulation under load of the 4 autotransformers 500/220 kV are selected for the Samara Region power system. The developed macro and approaches to automated analysis of the results of optimization calculations allowed to increase the capacity of the Samara region power grid with a general reduction in labor costs from the department of electrical regimes of the JSC "SO UES" JSC Samara RDU.

Key words — reactive power optimization; capacity of the power grid.

I. АКТУАЛЬНОСТЬ ЗАДАЧИ

Загрузка электрической сети транзитной реактивной мощностью приводит к увеличению токовой загрузки всех ее составляющих (линий электропередачи,

трансформаторного оборудования), что, помимо роста потерь электроэнергии, приводит к недоиспользованию совокупной пропускной способности рассматриваемой сети по активной мощности [1]. В ряде схемно-режимных

ситуаций (ремонтные схемы, послеаварийные режимы) повышаются риски:

- ограничения проводимых ремонтов электросетевого и генерирующего оборудования, что в большинстве случаев представляется возможным разрешить организационными мероприятиями, например, переносом сроков проведения соответствующих ремонтных работ с заявленных (оптимальных для собственника соответствующего оборудования) на благоприятные с точки зрения существования электрического режима периоды года;
- необходимости нахождения в работе и дополнительной загрузки по активной мощности генерирующего оборудования в целях поддержания допустимых параметров электрического режима работы рассматриваемой сети, что увеличивает соответствующие финансовые затраты собственников генерирующего оборудования.

Оптимизация распределения реактивной мощности в электрической сети позволяет увеличить использование пропускной способности сети и снизить обозначенные выше риски, в первую очередь, за счет снижения ее токовой загрузки [2].

II. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

Задача оптимизации распределения реактивной мощности сети требует комплексного подхода, ее необходимо рассматривать для энергосистемы в целом, в обязательном порядке учитывая следующие основные требования:

- перетоки в межсистемной сети высокого класса напряжения, в целях исключения ограничений передачи мощности на транзитных связях между ОЭС;
- допустимость изменения напряжения в основных узлах энергосистемы с целью исключения снижения пределов статической аperiodической устойчивости межсистемных связей [3];
- наличие в энергосистеме энергорайонов дефицитных по реактивной мощности, в целях обеспечения допустимых уровней напряжения по условиям обеспечения статической устойчивости в узлах нагрузки;
- достаточность имеющихся средств компенсации реактивной мощности и регулировочного диапазона оборудования электростанций в целях обеспечения допустимых уровней напряжения по условиям работы оборудования электрических станций и подстанций [4];
- перераспределение перетоков реактивной мощности при выводе в ремонт или аварийном отключении основных элементов рассматриваемой сети [5].

Указанное число требований наглядно демонстрирует трудоемкость проведения анализа расчетов электрических режимов по оптимизации распределения реактивной мощности в сети. В целях снижения трудозатрат на

выполнение рассматриваемой задачи актуален вопрос ее автоматизации.

III. АВТОМАТИЗАЦИЯ РАСЧЕТОВ

В Филиале АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ разработан программный алгоритм действий (макрокоманда) для используемого при проведении расчетов установившихся режимов и статической устойчивости в АО «СО ЕЭС» программного комплекса RastrWin3, позволяющий автоматизировать расчеты по выбору положений РПН автотрансформаторов основных питающих центров энергосистемы Самарской области в целях оптимизации распределения реактивной мощности с использованием верифицированных расчетных моделей. Макрокоманда позволяет:

- определить диапазон изменения положений РПН на каждом из рассматриваемых автотрансформаторов;
- задать перечень необходимых к анализу параметров режима;
- автоматизировать процесс расчета режимов и выгрузки их результатов в программный продукт MS Excel, в соответствии с заранее заданным перечнем параметров режима;
- сохранить в полном объеме результаты расчетов в формате программного комплекса RastrWin3 в целях обеспечения дальнейшей возможности их всестороннего анализа.

Последующий анализ результатов расчетов позволяет определить оптимальные с точки зрения распределения реактивной мощности в сети с учетом выполнения всех обозначенных выше критериев положения РПН автотрансформаторов.

Блок-схема описанного алгоритма показана на рисунке.



Рис. 1. Блок-схема предложенного алгоритма

IV. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И КРИТЕРИИ

Разработанный алгоритм нашел успешное практическое применение в Филиале АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ в рамках выполнения работы по определению положений РПН вновь вводимых в работу АТ 500/200 кВ ПС 500 кВ Куйбышевская (реконструкция ПС 500 кВ) с учетом вводу в работу новой транзитной связи объединенных энергосистем Средней Волги и Урала ВЛ 500 кВ Красноармейская - Газовая. При проведении анализа дополнительно определены оптимальные положения АТ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Красноармейская и ПС 500 кВ Азот, также, как и АТ 500/220 кВ ПС 500 кВ

Куйбышевская, являющихся основными источниками питания энергосистемы Самарской области.

В качестве исходных данных использованы верифицированные расчетные модели Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ для проведения расчетов установившихся режимов и статической устойчивости, сформированные на основании результатов обработки контрольных измерений нагрузок зимнего и летнего дней. Указанные модели включают в себя всю необходимую для проведения расчетов и анализа расчетов информацию, включая справочную [6].

По итогам применения макрокоманды автоматизирован процесс выбора оптимальных с точки зрения распределения реактивной мощности в сети положений РПН 4-х АТ 500/220 кВ энергосистемы Самарской области.

Анализ результатов расчетов проводился с учетом обеспечения требований, приведенных в разделе II настоящей статьи. Для решения поставленной задачи разработаны критерии ее успешного выполнения, основные из которых приведены ниже:

- минимизация отклонений напряжения от заданного графика напряжений на шинах 500 кВ ПС 500 кВ Азот в целях недопущения снижения пределов статической аперiodической устойчивости на связях ОЭС Средней Волги и ОЭС Урала;
- минимизация отклонений напряжения на шинах объектов восточного энергорайона энергосистемы Самарской области (район ПС 220 кВ Комсомолец, ПС 220 кВ Ново-Отрадная, ПС 220 кВ Просвет) и Бузулукского энергоузла энергосистемы Оренбургской области, получающего питание в тупиковом режиме с шин 220 кВ ПС 500 кВ Куйбышевская и шин 110 кВ ПС 220 кВ Комсомолец в целях обеспечения допустимых уровней напряжения по условиям обеспечения статической устойчивости в узлах нагрузки (район характеризуется отсутствием генерирующих объектов и средств компенсации реактивной мощности);
- достаточность диапазонов регулирования реактивной мощности на Самарской ТЭЦ, Безымянской ТЭЦ, Новокуйбышевской ТЭЦ-1 и Новокуйбышевской ТЭЦ-2, исходя из анализа характерного состава генерирующего оборудования на летний и зимний период, в целях обеспечения допустимых уровней напряжения в прилегающих районах, в том числе по условию недопущения превышения значений наибольших рабочих напряжений в Новокуйбышевско-Чапаевском районе энергосистемы Самарской области (Новокуйбышевская ТЭЦ-1,

Новокуйбышевская ТЭЦ-2) в часы прохождения минимума нагрузок;

- минимизация увеличения токовой загрузки сетевых элементов от перераспределения реактивной мощности при выводе в ремонт основного системообразующего оборудования энергосистемы Самарской области, в первую очередь, рассматриваемых АТ 500/220 кВ, в целях снижения максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях, определенных по условию обеспечения допустимой токовой загрузки электросетевого оборудования в послеаварийных режимах;

V. РЕЗУЛЬТАТЫ

Выбраны положения РПН рассматриваемых 2-х АТ 500/200 кВ ПС 500 кВ Куйбышевская, АТ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Красноармейская и ПС 500 кВ Азот, которые:

- обеспечивают допустимые уровни напряжения в энергоузлах энергосистемы Самарской области и Бузулукском энергорайоне Оренбургской области;
- увеличивают использование совокупной пропускной способности сети в среднем на 50 МВт за счет увеличения допустимых перетоков в контролируемых сечениях энергосистемы Самарской области, что позволило снизить нагрузку по активной мощности генерирующего оборудования на эквивалентную величину, а также в определенных схемно-режимных ситуациях исключить случаи разворота из холодного резерва дополнительного генерирующего оборудования при обеспечении допустимых параметров режима работы энергосистемы при проведении ремонтных работ основной системообразующей сети.

Список литературы

- [1] Веников В.А., Идельчик В.И., Лисеев М.С. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах. – М.: Энергоатомиздат – 1985. – 216 с.
- [2] Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. – М.: Энергоатомиздат – 1988. – 287 с.
- [3] Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. – М.: Энергия. – 1979. – 456 с.
- [4] СТО 59012820.27.010.002-2014. Правила разработки графика напряжения в контрольных пунктах диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС». – 2014.
- [5] СТО 153-34.20.576-2003. Методические указания по устойчивости энергосистем. – 2003.
- [6] Требования к созданию и актуализации расчетных моделей для расчетов установившихся режимов и статической устойчивости в филиалах ОАО «СО ЕЭС» РДУ. – 2010.

Система прогнозирования потребления энергии на основе временных рядов

А.Г. Русина¹, Я.А. Фролова¹, П.В. Матренин¹, М.В. Агафонова¹
¹ФГБОУ ВО "Новосибирский государственный технический университет"
Новосибирск, Россия
E-mail: ya.abramova1991@gmail.com

Аннотация – В конце 2014 года в России началось формирование национальной технологической инициативы (НТИ), в рамках которой предполагается создание технологий распределенной генерации, гибких и надежных сетей и потребительских сервисов. Один из барьеров НТИ – это создание системы прогнозирования потребления энергии на основе пользовательских данных в режиме реального времени. Такая задача особо актуальна для систем с распределенной генерацией, в силу обозримости исходных параметров системы. Широкое распространение систем с распределенной генерацией ведет к изменению свойств объектов и протекающих в них процессов. Для создания системы прогнозирования необходимо обосновать применение той или иной модели и метода. Чаще всего в задачах энергетики анализ и прогнозирование электропотребления проводится на основе временных рядов. Произведен расчет оптимальных коэффициентов для временных рядов по четырем методам: ряды Фурье (подбор коэффициентов «вручную»), градиентный метод, метод роя частиц, метод роя пчел. Выполнен анализ эффективности применения этих методов для объектов различной размерности. Расчеты выполнены для суточных, месячных и годовых интервалов времени.

Ключевые слова – прогнозирование электропотребления, временной ряд, ряд Фурье, градиентный метод, метод роя частиц, метод роя пчел.

Forecasting system of energy consumption based on time series

A.G. Rusina¹, Ya.A. Frolova¹, P.V. Matrenin¹, M.V. Agafonova¹
¹Novosibirsk state technical university
Novosibirsk, Russia
E-mail: ya.abramova1991@gmail.com

Abstract – In Russia formation of a national technological initiative (NTI) is began at the end of 2014. It plans to design technologies of distributed generation, flexible and reliable networks and consumer services. One of the NTI barriers is designing of forecasting system of energy consumption based on user data in real time. This problem is particularly true for systems with distributed generation, because of the visibility of the system input parameters. Large scale systems with distributed generation lead to changing in the object's properties and the processes in them. To design a forecasting system it is necessary to prove the using of one or another model and method. In electric power engineering problems analysis and forecasting bases on time series. The calculation of optimal coefficients for time series was made by four methods: Fourier series (selection coefficients "manual"), a gradient method, Particle Swarm Optimization, swarm of bees. The efficiency analysis of using of these methods was carried out for different dimensions objects. The problem was solved for daily, monthly and yearly intervals.

Keyword –: distributed generation, consumption forecasting, time series, Fourier series, gradient method, Particle Swarm Optimization, swarm of bees.

I. ВВЕДЕНИЕ

В рамках национальной технологической инициативы, которая начала формироваться в России в конце 2014 года, предполагается создание нового образа энергосети и энергорынка будущего, отвечающего текущим и перспективным вызовам [1]. Так, большое

внимание уделяется созданию активно адаптивных энергосистем с распределенной генерацией. В основном в нашей стране такие сети проектируют с газопоршневой и газотурбинной генерацией. Подобные типы генераторных установок в силу конструктивных особенностей не могут резко изменять выдаваемую генерируемую мощность при резких набросах/сбросах нагрузки более 5-7% от

номинальной мощности агрегата. Единичная мощность нагрузки (не регулярные колебания) может быть и более 5-7% от номинальной мощности генератора. Тем самым возникают сложности в ведении и планировании режима работы энергосистем с распределенной генерацией. Для преодоления подобных трудностей необходимо заранее знать форму и закон изменения графика нагрузки (ГН), для планирования режимов работы электростанции и составления графиков ремонта и технического обслуживания оборудования.

Одним из направлений НТИ называют создание системы прогнозирования потребления энергии на основе пользовательских данных в режиме реального времени.

Существует большое количество методов прогнозирования в их числе интуитивные, экспертные, методы, а также использующие аппарат математической статистики и теорию вероятности [2-4]. В работах [5,6] показано, что эффективным является объединение экспертных и статистических методов. Для разработки системы прогнозирования нельзя использовать только интуитивные методы, а необходимо подобрать такой математический аппарат, который максимально точно с наименьшей погрешностью описывал бы процесс изменения электропотребления во времени. Тем не менее экспертные поправки играют важную роль в повышении точности модели, например, в зависимости от масштаба объекта могут и изменяться поправки, вносимые экспертом. Для малых объектов (систем с распределенной генерацией) наиболее значимой будет поправка на температуру, для более крупного объекта (региональные энергосистемы) уже важны такие параметры как облачность и изменение величины транзитного перетока через ЭС.

В данной статье представлены методы подбора модели ГН, который всегда представляет устойчивые систематические изменения и периодическую составляющую.

В общем виде уравнение временного ряда будет выглядеть следующим образом:

$$P_m(t) = a_0 + a_1 t + a_2 \sin(\omega_2 t + \varphi_2) + a_3 \sin(\omega_3 t + \varphi_3) \quad (1)$$

Для получения его приближенной модели можно применить различные способы в этой статье рассмотрены следующие: Преобразование Фурье, градиентная оптимизация, рой пчел и рой частиц.

II. ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ФУРЬЕ

Временной ряд, отражающий изменение электропотребления всегда содержит тренд, показывающий устойчивые систематические изменения и периодическую составляющую – колебания относительно тренда. Для получения его приближенной модели можно применить дискретное преобразование Фурье (ДПФ).

После применения ДПФ получаем массив комплексных чисел, каждое из которых содержит сведения о соответствующей гармонике исходного временного ряда. Амплитудно-частотный спектр для одного из рассматриваемых рядов (суточный график нагрузки) показан на рисунке 1.

Из спектра хорошо видно постоянную составляющую и гармоники, образующие локальные максимумы на спектре.

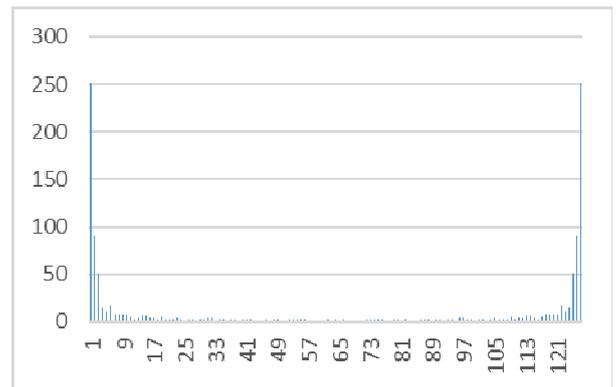


Рис. 1. Амплитудно-частотный спектр ряда

Частоты в герцах можно определить по формуле 1:

$$\omega = \frac{2 \cdot \pi \cdot H}{L} \quad (2)$$

где H – номер гармоники;

L – размер временного ряда, т.е. количество рассматриваемых точек, составляющих ряд.

Аналогично рисунку 1 составляется фазовый спектр (совокупность начальных фаз всех гармоник), из которого можно определить фазы выбранных гармоник.

В итоге, анализируя полученную информацию, составляется уравнение временного ряда по типу уравнения 1.

Однако, из-за ограниченного размера временного ряда и погрешностей дискретизации частот, полученная таким образом модель требует уточнения.

III. ГРАДИЕНТНАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ

Градиентные методы — численные методы решения с помощью градиента задач, сводящихся к нахождению экстремумов функции.

Градиент – частная производная функции. Одно из его свойств заключается в том, что он указывает направление, в котором некоторая функция возрастает больше всего. В целях оптимизации стоит обратить внимание на антиградиент – вектор, имеющий противоположное направление, следовательно, направленный в сторону убывания функции.

Так, целевой функцией будет функция ошибок (отклонение модели от фактических данных) и критерий оптимизации – минимум ошибки.

Логично применять оптимизационные методы, которые бы начинали процесс с решения, найденного другими методами, например, ДПФ и затем улучшали бы модель, снижая среднее отклонение от реальных данных.

IV. РОЕВЫЕ ИНТЕЛЛЕКТЫ

«Роевой интеллект» — это коллективное поведение различных объектов, каждый из которых выполняет ряд простых функций, взаимодействуя при этом с другими объектами.

Если известна общая форма искомой модели временного ряда, то можно значительно упростить поиск точной модели с помощью алгоритмов роевого интеллекта. Для этих алгоритмов не нужно находить начальное приближение или модифицировать алгоритмы под конкретную форму временного ряда [7].

Для применения алгоритмов роевого интеллекта к такой постановке задачи необходимо добавить только ограничения на параметры модели — задать максимальное и минимальное значение подбираемых коэффициентов, т.е. заведомо проанализировать исходный ряд и сделать вывод о том, что полученная модель не превысит определенных значений. Тем самым уменьшается «пространство» для поиска решений и соответственно время этого поиска. При этом нет необходимости точно определять область допустимых значений, можно задать их с большим запасом.

A. Метод роя частиц

Алгоритм роя частиц основан на поведении стай птиц. Его основная идея заключается в том, что частица, перемещаясь в пространстве решений ищет и «запоминает» наилучшую точку в которой была, и стремится в нее вернуться. Но при этом, частица подчиняется также закону инерции и имеет склонность к небольшому стохастическому изменению направления движения [8].

Частицы – элементы системы, но необходимо задать связь между ними. В качестве такой связи используется так называемая общая память, суть которой состоит в том, что каждая частица знает координаты наилучшей точки среди всех, в которых была любая частица роя. Таким образом, наилучшее решение, найденное роем, в каждый момент времени известно всем его агентам. В итоге на движение частицы влияют стремление к своему наилучшему положению, стремление к наилучшему среди всех частиц положению, инерционность и случайные отклонения.

B. Метод роя пчел

Метод основан на симуляции поведения пчел при поиске нектара [9, 10]. Формально, поле с цветами для пчел – это пространство поиска решений, а количество нектара – критерии задачи оптимизации. Также, как и в предыдущем методе рассматривается целевая функция в виде функции ошибок.

Рой пчел отправляет несколько разведчиков в случайных направлениях для поиска нектара-решений. Вернувшись, разведчики сообщают о найденных на поле участках с цветами, содержащими нектар и на них вылетают остальные пчелы. При этом чем больше на участке нектара, тем больше пчел к нему устремляется, но пчелы могут случайным образом отклоняться от выбранного направления. После возвращения всех пчел в улей вновь происходит обмен информацией и отправка пчел-разведчиков и пчел-рабочих. Фактически разведчики действуют по алгоритму случайного поиска.

V. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ

В рамках работы было создано экспериментальное программное обеспечение, позволяющее производить подбор коэффициентов временного ряда заданной конфигурации (уравнение 1). Основная функция программы заключается в том, что при задании входной информации в виде массива данных, и выборе способа решения (ДПФ, градиентная оптимизация, роевые интеллекты) производится расчет коэффициентов и среднее значение отклонения модели от фактических данных по всей выборке.

В целях определения возможности применения вышеперечисленных методов и их универсальности были рассмотрены три энергосистемы: с распределенной генерацией, Новосибирская и ОЭС Сибири, причем для Березовской энергосистемы рассматривался суточный график нагрузки, для Новосибирска годовой со степенью дискретизации месяц, и для ОЭС Сибири был рассмотрен многолетний период с дискретностью – сутки.

Результаты расчетов приведены в таблице 1.

Таблица 1. Средняя ошибка моделей для разных ЭЭС, %

Энергосистемы	Фурье	Градиент	Рой частиц	Рой пчел
с Распределенной генерацией	3,78	3,49	2,35	7,45
Новосибирск	2	1,97	1,54	2,4
ОЭС Сибири	4,5	4	2,38	10,8

Если сравнивать между собой результаты, полученные при использовании разных методов, то можно заметить, что для рассмотренных объектов адекватность методов равнозначна, т.е. метод роя частиц дает наименьшую ошибку, метод роя пчел – наибольшую. Модель, созданная с помощью ДПФ показывает удовлетворительное значение ошибки, которую значительно сокращает градиентная оптимизация, выполненная последовательно с ДПФ.

Также стоит отметить, что при рассмотрении временных рядов с большей степенью дискретности (месяц) ошибка модели получалась значительно меньше относительно других случаев. Это можно объяснить тем, что годовой график нагрузки, построенный по среднемесячным значениям имеет более сглаженный характер, нежели суточные, имеющие нерегулярные составляющие.

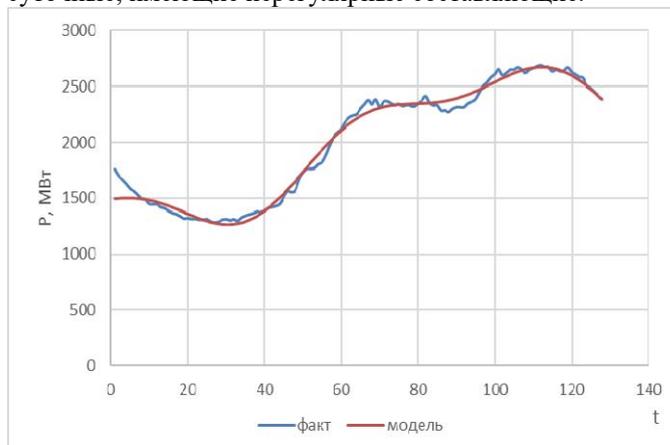


Рис. 2. График электропотребления, полученный с помощью метода роя частиц

Список литературы

На рисунке 2 представлены графики фактического электропотребления и модели, полученной с помощью метода роя частиц (как наиболее точной).

Анализируя полученные результаты можно заключить, что каждый из рассмотренных методов имеет ряд преимуществ и недостатков:

- Преимущество преобразования Фурье заключается в том, что появляется возможность получить некоторые сведения о анализируемом ряде. Так, в данном случае ДПФ подтвердил наличие тренда и периодической составляющей, состоящей из двух гармоник. При этом, полученную модель можно затем скорректировать, изменяя значения амплитуд, частот и фаз вручную.
- Недостатком метода градиентного спуска является сильная зависимость от начального приближения и высокая вероятность преждевременной сходимости в локальном экстремуме. Однако, его использование в совокупности с другими методами, например, с ДПФ дает улучшенные результаты.
- К недостаткам методов роевого интеллекта можно отнести большее время на поиск решения, чем в случае применения ДПФ с последующим автоматическим уточнением решения. Но при этом можно ожидать более высокую точность решения и высокую гибкость. При этом для алгоритмов роевого интеллекта, зная примерную форму закона изменения указанных параметров, можно внести соответствующие изменения в модель и получить более точные результаты. Можно также задать модель в виде кусочно-непрерывной функции. Это может быть актуально для гибридных систем, в которых есть как непрерывные, так и дискретные изменения.

В результате можно заключить, что для моделирования электропотребления ЭЭС с распределенной генерацией целесообразнее сделать выбор в пользу роевых интеллектов, а именно роя частиц. Это позволит значительно сократить время поиска решения и обеспечить высокую точность модели.

- [1] План мероприятий («дорожная карта») «Энерджинет» Национальной технологической инициативы [Электронный ресурс] // Режим доступа: http://nti.one/markets/docs/DK_energynet.pdf (01.05.2017)
- [2] Пальма-Бэнкс Р, Бенавидес К., Ланас Ф., и другие Система управления энергией в микрогрид основанная на стратегии планирования по скользящим показателям = A Microgrid Energy Management System Based on the Rolling Horizon Strategy// IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, VOL. 4, NO. 2, JUNE 2013 стр 996-1006
- [3] Вэй Гуа и другие моделирование, планирование и оптимальный энерго менеджмент микросетей сочетающие производство холода тепла и электричества = Modeling, planning and optimal energy management of combined cooling, heating and power microgrid: A review Electrical Power and Energy Systems 54 (2014) pp 26–37
- [4] С. Chen S. Duan T. Cai B. Liu G. Hu интеллектуальная система менеджмента электроэнергии для оптимальной экономической работы микросетей = Smart energy management system for optimal microgrid economic operation Published in IET Renewable Power Generation Received on 30th March 2010 Revised on 12th October 2010 pp 258-267
- [5] Русина А.Г. Применение ранговых моделей для структурного прогнозирования = Application of rank models for structural forecasting / А.Г. Русина, Ю.М. Сидоркин, А.Е. Калинин // 11 международный форум стратегических технологий (IFOST 2016). НИТУ, 2016 т. 2. – Р. 271-275. - ISBN 978-1-5090-0853-7. - DOI: 10.1109/IFOST.2016.7884245
- [6] Жилина Н. А. Расчет нагрузочных потерь электрической энергии вероятностно-статистическим методом / Н. А. Жилина, А. В. Лыкин // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. - 2014. - № 2 (55) - С. 176-182.
- [7] Матренин П. В. Адаптивный алгоритм роя частиц в задачах оперативного планирования = Adaptive Particle Swarm Optimization for the Operational Scheduling Problem / П. В. Матренин, В. З. Манусов // Вестник компьютерных и информационных технологий. - 2016. – № 4 (142). – С. 11-15.
- [8] Карпенко А.П. Популяционные алгоритмы глобальной оптимизации. Обзор новых и малоизвестных алгоритмов // Приложение к журналу «Информационные технологии». – 2012. – №7. – С 1-32.
- [9] Pham D.T., Ghanbarzadeh A., Кос Е., Otri S., Rahim S., Zaidi M. The Bees Algorithm — A Novel Tool for Complex Optimisation Problems [Электронный ресурс] // Technical Note. Manufacturing Engineering Centre. Cardiff University. UK. 2005.
- [10] Karaboga D. An idea based on honey bee swarm for numerical optimization [Электронный ресурс] // Technical report TR06. Erciyes University, Engineering Faculty, Computer Engineering Department. 2005.

Исследование динамических свойств модели вставки постоянного тока в составе электроэнергетической системы

В.Е. Рудник, Н.Е. Десюков, Р.А. Уфа, А.С. Гусев

¹ "Национальный исследовательский Томский политехнический университет "

Томск, Россия

E-mail: fordlp006@mail.ru

Аннотация — одним из основных направлений развития электроэнергетических систем является внедрение устройств и технологий на базе силовых полупроводниковых ключей (устройств FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems) и HVDC (High Voltage Direct Current) технологий), в частности вставок постоянного тока на базе статического преобразователя напряжения (ВПТН). ВПТН используются для решения таких задач, как соединение несинхронных электрических сетей различных частот, передача электроэнергии, повышения локальной и системной управляемости электроэнергетической системы (ЭЭС), повышения пропускной способности элементов сети, содержащих «слабые» связи. Однако внедрение и эксплуатация ВПТН в ЭЭС определяет необходимость в проведении широкого спектра анализа и исследований, которые можно провести только с помощью математического моделирования.

Ключевые слова — вставка постоянного тока; обеспечения надёжности передачи электроэнергии; режимы работы; восстановление электроснабжения.

Analysis of dynamic behavior of the high voltage direct current link model as part of electrical power system

V.E. Rudnik, N.E. Desyukov, R.A. Ufa, A.S. Gusev

¹«National Research Tomsk Polytechnic University»

Tomsk, Russia

E-mail: fordlp006@mail.ru

Abstract — one of the main directions of the development of electric power systems is the introduction of devices and technologies based on high-power semiconductor switches (FACTS devices (Flexible Alternative Current Transmission Systems) and HVDC (High Voltage Direct Current) technologies; one of the elements of this technology is direct current link on the basis of static voltage converter (HVDC). HVDC are used for tasks such as connecting asynchronous power grids for various frequencies, transmission of electricity, improve local and systemic handling of electric power system (EPS), increasing the capacity of network elements that contains a "weak" connection. However, the implementation and operation of HVDC in the EPS determines the need for a wide range of analysis and research that can only be done with the help of mathematical modeling.

Key words — DC link; maintenance of reliability of electricity transmission; modes of operation; restoration of supply.

I. ВВЕДЕНИЕ

Одно из основных направлений развития и совершенствования современных электроэнергетических систем является внедрение устройств и технологий на базе силовых полупроводниковых ключей (устройств FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems) и HVDC (High Voltage Direct Current) технологий), которые предназначены для повышения управляемости и пропускной способности сетей, обеспечения надёжности передачи электроэнергии [1]. Одним из элементов большинства обозначенных устройств является вставка постоянного тока, выполненная на базе статического преобразователя напряжения (ВПТ) [2].

II. СТРУКТУРА И ПРИНЦИП РАБОТЫ ВСТАВКИ ПОСТОЯННОГО ТОКА.

Вставка постоянного тока является преобразовательной подстанцией, которая используется для преобразования переменного тока в постоянный и с последующим преобразованием постоянного тока в переменный исходной или другой частоты [1]. ВПТ эффективно решает следующие задачи [1]:

- Объединения несинхронно работающих электроэнергетических систем (ЭЭС);
- Передачи мощности постоянным током между ЭЭС;
- Повышения локальной и системной управляемости ЭЭС;
- Повышения пропускной способности ЛЭП.

При проектировании и оценке эффективности работы ВПТ требуется анализ ее функционирования в составе ЭЭС. Одним из способов проведения такого анализа является моделирование, в основном математическое.

III. ТЕСТИРОВАНИЕ МОДЕЛИ ВСТАВКИ ПОСТОЯННОГО ТОКА В ЭЭС

Согласно [3] необходимым для оценки адекватности моделей ВПТ является проведение следующих тестовых испытаний.

Исследования будут проводиться с использованием программно-математического комплекса "Matlab Simulink" (рис.1) и программно-аппаратного комплекса "ВМК РВ ЭЭС" (рис.2):

- Объединение несинхронно работающих энергосистем.
- Короткое замыкание на одной из сторон энергосистем.
- Ступенчатое изменение и реверс передаваемой мощности.

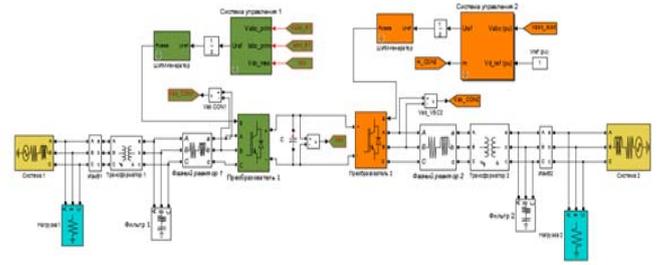


Рис. 1. Модель двухмашинной ЭЭС, содержащая ВПТ.

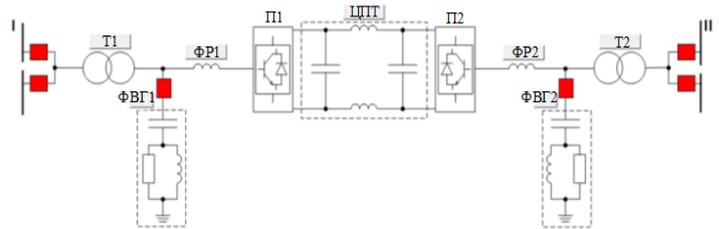


Рис. 2. Модель двухмашинной ЭЭС, содержащая ВПТ.

- Объединение двух энергосистем, работающих при разных частотах

Осциллограммы напряжений энергосистемы 1 и энергосистемы 2, работающих при разных частотах (50 и 60 Гц соответственно) представлены на рисунке 3.

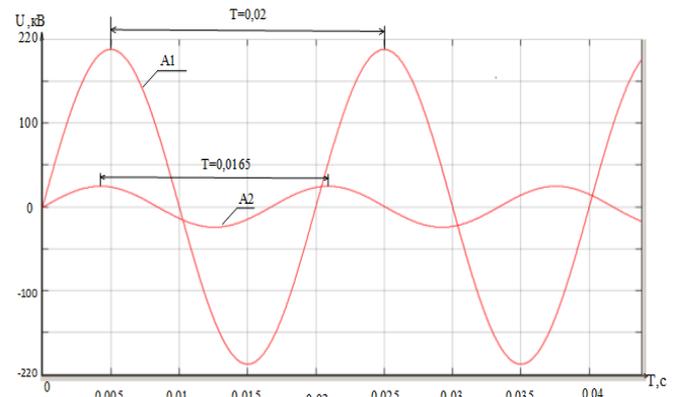


Рис. 3. Осциллограмма напряжений фазы А на стороне энергосистемы 1 и энергосистемы 2 в момент их функционирования независимо друг от друга.

На рисунке 4 представлены осциллограммы напряжений и токов фаз на стороне энергосистемы 1 и напряжение в цепи постоянного тока, после объединения двух энергосистем.

На рисунке 5 представлены осциллограммы напряжений и токов фаз на стороне энергосистемы 2, при объединении двух энергосистем.

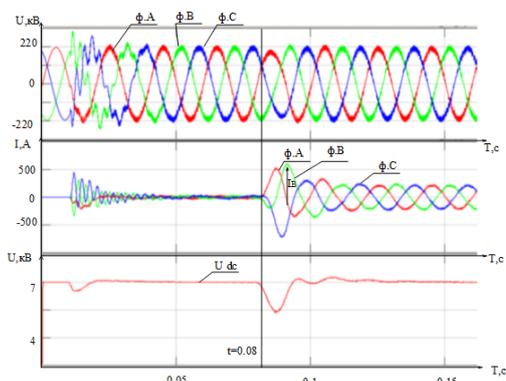


Рис. 4. Осциллограммы напряжений и тока при объединении двух энергосистем.

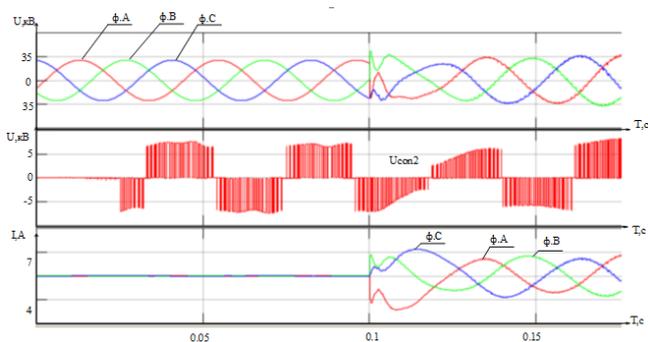


Рис. 5. Осциллограммы напряжения и токов на стороне энергосистемы 2, и напряжение ШИМ модуляции.

Согласно осциллограммам, изображенных на рисунке 6, напряжение фазы А на стороне энергосистемы 1 и энергосистемы 2 после объединения двух энергосистем, можно сделать вывод, что наблюдается сохранение прежней величины частоты в обоих энергосистемах, что подтверждает корректное функционирование вставки постоянного тока. Так же стоит отметить, что на осциллограмме (рис. 6) наблюдается наличие высших гармоник, которые генерируются статическим преобразователем. Устранить высшие гармоники возможно при правильной настройке фильтра высших гармоник.

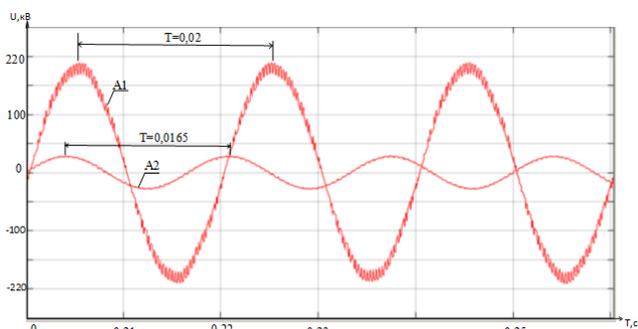


Рис. 6. Осциллограммы напряжения фазы А на стороне энергосистемы 1 и энергосистемы 2 после объединения двух энергосистем.

- Возникновение КЗ на стороне энергосистемы 2.

Сценарий исследования заключается в следующем: энергосистема 1 передает мощность энергосистеме 2,

затем, в момент времени 0.1 с. происходит КЗ на стороне энергосистемы 2. На рисунке 7 изображены осциллограммы напряжений и токов энергосистем при использовании линии электропередач (ЛЭП).

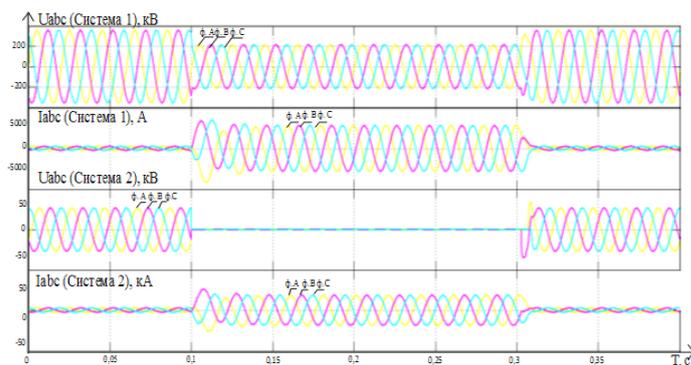


Рис. 7. Осциллограммы токов и напряжений, при возникновении КЗ, в программной среде “Matlab Simulink” (ЛЭП).

Согласно представленным на рисунке 7 осциллограммам, при КЗ на стороне энергосистемы 2 наблюдается резкое увеличение токов на сторонах двух энергосистем.

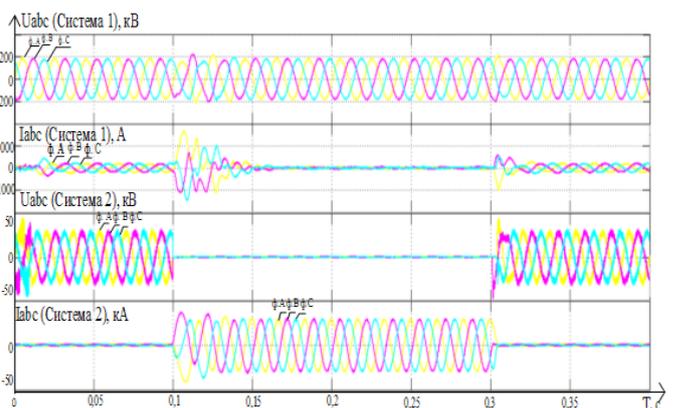


Рис. 8. Осциллограммы токов и напряжений, при возникновении КЗ, в программной среде “Matlab Simulink” (ВПТ).

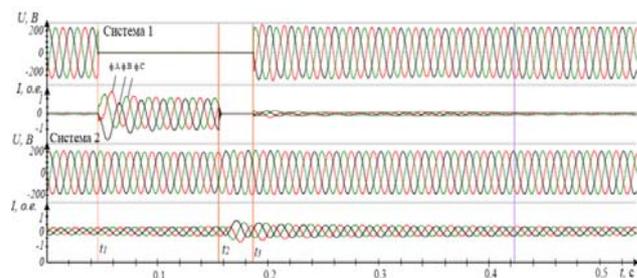


Рис. 9. Осциллограммы токов и напряжений, при возникновении КЗ, в программной среде “ВМК РВ ЭЭС” (ВПТ).

При связи энергосистем с помощью ВПТ, реализованной в программной среде “Matlab Simulink” (рис. 8) видно, что в промежутке времени 0.1-0.2 с. произошел резкий скачок токов до 30 кА, а также просадка напряжений на стороне энергосистемы 2, при этом токи и напряжения энергосистемы 1 практически не изменились.

При связи энергосистем с помощью ВПТ, реализованной в программно-аппаратной среде “ВМК РВ ЭЭС” (рис. 9), выполнялся следующий сценарий действий: в момент времени t_1 происходит трехфазное замыкание на землю на стороне энергосистемы 1, затем в течение 0.1 с. система релейной защиты отключает энергосистему 1 и в момент времени t_3 срабатывает автоматическое повторное включение энергосистемы 1. На рисунке 9 видно, что в период КЗ энергосистема 2 работает в нормальном режиме.

Результаты исследования показывают, что при использовании ВПТ можно произвести полную развязку энергосистем, то есть, авария, возникшая на одной энергосистеме, не влияет на работу другой энергосистемы.

- Регулирование и реверс передаваемой мощности по ВПТ.

Результаты исследований регулирования мощности модели ВПТ приведены на рисунках 10,11.

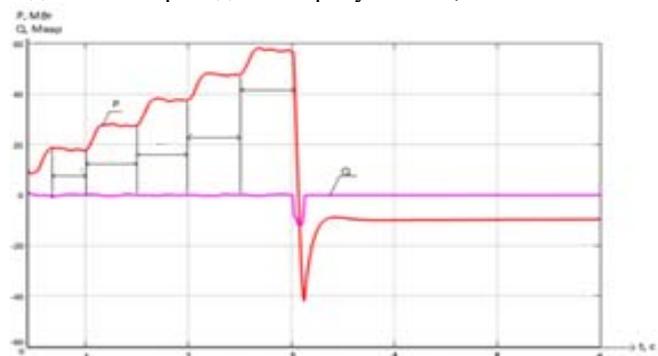


Рис. 10. Осциллограммы активной и реактивной мощности, при регулировании передаваемой мощности модели ВПТ, в программной среде “Matlab Simulink”.

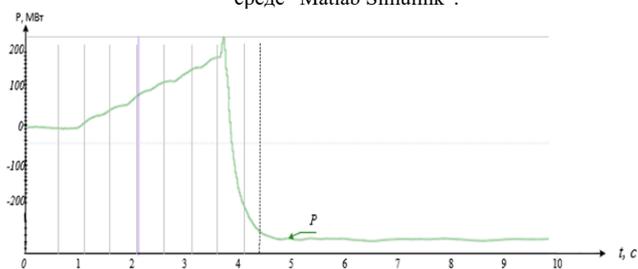


Рис. 11. Осциллограммы активной мощности, при регулировании передаваемой мощности модели ВПТ, в программно-аппаратной среде “ВМК РВ ЭЭС”.

В программном комплексе “Matlab Simulink” сценарий регулирования и реверса передаваемой мощности проводился в следующем порядке (рис. 10): в промежуток времени до 3 с., происходило подключение нагрузок через каждые 0.5 с. Затем, в момент времени 3 с.

произведен реверс передаваемой мощности. Из осциллограмм, изображенных на рис. 10, видно, что ВПТ справляется с реверсом передаваемой мощности за время, равное 0.3 с.

В “ВМК РВ ЭЭС” моделирование регулирования и реверса передаваемой мощности проводился в следующем порядке (рис. 11): в момент времени 1 с. произошло ступенчатое изменение нагрузки (7 ступеней) и в момент времени 3,5 с. произошел реверс передаваемой мощности. ВПТ справляется с реверсом передаваемой мощности за время, равное 1 с.

Данное исследование показывает, что при возникновении аварии на электростанции и последующим отключении генератора, выдаваемой мощности будет хватать потребителям. ВПТ может осуществить регулирование передаваемой мощности, тем самым удовлетворить требования потребителей по мощности, не нарушив параметры энергосистемы.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате исследования был проведен анализ взаимодействия ВПТ с примыкающей энергосистемой. Одним из способов проведения такого анализа являлось моделирование, которое проводилось с помощью программно-математического комплекса “Matlab Simulink”, а также программно-аппаратного комплекса “ВМК РВ ЭЭС”. Были рассмотрены 3 ситуации по объединению двух несинхронно работающих энергосистем: 1) разность частот 50 и 60 Гц; 2) Возникновение КЗ; 3) Регулирование и реверс передаваемой мощности ВПТ. Исследование показало, что возможно осуществить объединение двух несинхронно работающих энергосистем без каких-либо аварийных ситуаций. Также стоит отметить, что при выполнении исследований с помощью “Matlab Simulink” и “ВМК РВ ЭЭС” наблюдается общий тренд полученных результатов. Это говорит о том, что новейший программно-аппаратный комплекс “ВМК РВ ЭЭС” корректно выполняет моделирование.

Список литературы

- [1] Виджей К. Суд. HVDC and Controllers: Применение статических преобразователей в энергетических системах: Пер. с англ. – М.: НИП “НИИА”, 2009. – 344 с. – ил.
- [2] Sellick R.L., Åkerberg M. Comparison of HVDC Light (VSC) and HVDC Classic (LCC) Site Aspects, for a 500MW 400kV HVDC Transmission Scheme // 10th IET International Conference on AC and DC Power Transmission. Birmingham. – 2012. – pp. 1–6.
- [3] Mohamed K., Sid-Ahmed Zidi Samir H., Mohammed-Karim F. Dynamic performance of a back-to-back HVDC station based on voltage source converters. // Journal of ELECTRICAL ENGINEERING, VOL. 61, NO 1. – 2010. – pp. 29–36.

Регулирование частоты электрического тока в центральном энергорайоне якутской энергосистемы

И.А. Поляков
Филиал АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ
Якутск, Россия
E-mail: neomoria@gmail.com

Аннотация – центральный энергорайон Якутской энергосистемы в настоящее время работает изолированно от ОЭС Востока. Основным источником электроснабжения потребителей является Якутская ГРЭС. При этом регулирование частоты электрического тока осуществляется совместным действием автоматического первичного и оперативного вторичного регулирования. Отсутствие автоматического вторичного регулирования приводит к наличию длительных (до нескольких минут) отклонений частоты в случае возникновения небалансов активной мощности. В связи с этим, с одной стороны, актуальным является вопрос об оптимальном управлении электроэнергетическим режимом по частоте. С другой стороны, наличие длительных установившихся отклонений частоты позволяет изучать статические характеристики нагрузки по частоте.

Ключевые слова – Якутская энергосистема, частота, электроэнергетический режим, регулирование скорости вращения турбин

Frequency control in the central energy hub of the Yakut power system

Ivan Polyakov
«System Operator of the United Power System», Joint-stock Company, Yakut regional dispatching management
Yakutsk, Russia
E-mail: neomoria@gmail.com

Abstract – for the time being the Central hub of the Yakut power system operates independently of the Interconnected Power System (IPS) of the East. The main power-supply provider for customers is Yakutskaya SDPP (State District Power Plant). In the given SDPP frequency adjustment is exercised by the combined effect of the automatic primary control and operational secondary regulation. The absence of automatic secondary control leads to lasting (up to several minutes) frequency deviations in case of unbalance of real power. In connection with this, the issue of optimal frequency control over electric mode is becoming particularly important. On the other hand, the occurrence of lasting static frequency deviations provides a real opportunity to study and analyze static load-frequency response.

Key words – Yakut electric power system, frequency, electric power mode, turbine speed adjustment.

1. ВВЕДЕНИЕ

Центральный энергорайон Якутской энергосистемы расположен на Дальнем Востоке России и работает электрически изолированно от ЕЭС России. Основными источниками электроснабжения является Якутская ГРЭС (участие в покрытии графика нагрузки - 95%), на которой установлено 12 газотурбинных установок с установленной мощностью 4*45, 4*35 и 4*12 МВт соответственно (суммарно 368 МВт), а также Якутская ТЭЦ, на которой установлено две паровых турбины установленной мощностью 6 МВт каждая (суммарно 12 МВт).

Суточный график нагрузки Центрального энергорайона (Рис. 1.) свидетельствует о преобладании бытовых потребителей: в нём прослеживается ночной провал нагрузки, а также наличие дневного и вечернего максимумов. Изменение нагрузки обуславливает необходимость постоянного регулирования частоты электрического тока, которая нормируется в соответствии с [1] и должна составлять для Центрального энергорайона Якутской энергосистемы:

$50 \pm 0,2$ Гц – не менее 95% времени суток;

$50 \pm 0,4$ Гц – 100% времени суток.

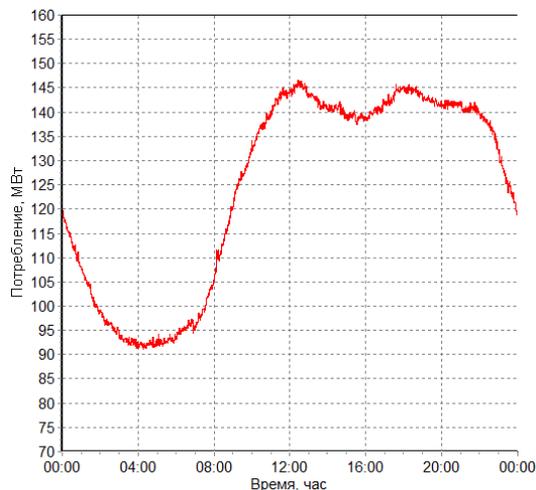


Рис. 1. Характерный график нагрузки Центрального энергорайона в летний день

II. РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТОКА В ЦЕНТРАЛЬНОМ ЭНЕРГОРАЙОНЕ ЯКУТСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Регулирование частоты электрического тока в Центральном энергорайоне Якутской энергосистемы осуществляется совокупным действием автоматического общего первичного регулирования частоты Якутской ГРЭС и Якутской ТЭЦ, а также оперативного (действием персонала ГРЭС) вторичного регулирования частоты.

Первичное регулирование частоты – процесс автоматического изменения мощности генерирующего оборудования под действием первичных регуляторов, вызванный изменением частоты и направленный на уменьшение этого изменения [1]. Первичное регулирование по своему принципу работы неспособно поддерживать постоянное значение частоты [1, 3]. Так, любое изменение мощности нагрузки приводит к нарушению баланса относительно генерируемой мощности и сопровождается изменением частоты. Изменение частоты, в свою очередь, приводит в действие регуляторы скорости вращения турбин, которые реализуют встречное регулирование, изменяя мощность турбин на величину P_n , пропорциональную отклонению частоты Δf от первоначальной, в соответствии со следующим выражением:

$$P_n = -\frac{2 \cdot P_{\text{ном}} \cdot \Delta f}{S}$$

Величина S является статизмом системы регулирования и нормируется для газотурбинных установок в диапазоне 4-5% [2]. Меньшее значение статизма соответствует более сильной реакции турбины на отклонение частоты и наоборот. Характеристика, соответствующая описанному выше процессу, изображена на Рис. 2. Следует отметить, что работа регулятора скорости вращения ограничена как на загрузку генерирующего оборудования, так и на его разгрузку. Это обусловлено наличием различных факторов, которые в данной статье не рассматриваются (для упрощения они представлены горизонтальными зелёными отрезками).

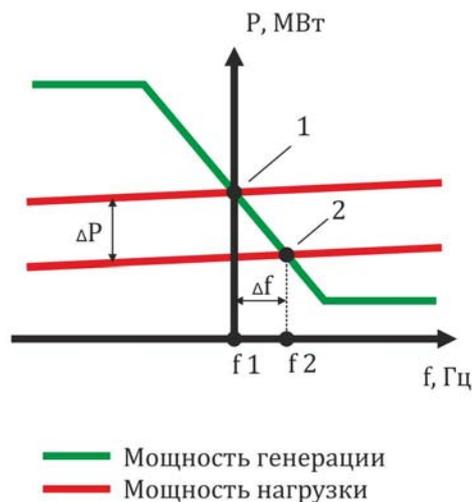


Рис. 2. Характеристики мощности генерации (мощности турбины) и мощности нагрузки (мощности генератора). 1 – исходный установившийся режим, 2 – сложившийся после отклонения нагрузки установившийся режим, ΔP – отклонение мощности нагрузки, Δf – отклонение частоты

В результате процесса регулирования (при наличии резервов) наступает новый установившийся режим (точка 2, Рис. 2) с отклонением частоты относительно исходного значения. Для восстановления исходного значения частоты применяется вторичное регулирование, которое заключается в параллельном смещении характеристики (изменении задания по мощности), представленном на Рис. 3.

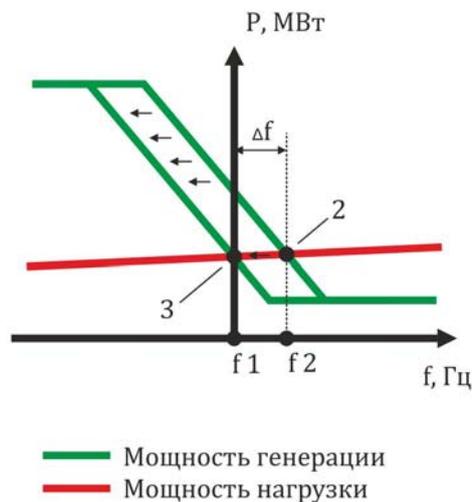


Рис. 3. Характеристики мощности генерации (мощности турбины) и мощности нагрузки (мощности генератора). 2 – исходный установившийся режим, 3 – сложившийся после вторичного регулирования установившийся режим, Δf – отклонение частоты

Смещение характеристики сопровождается изменением положения точки равновесия (смещение из точки 2 в точку 3) потребляемой и генерируемой мощности, в результате чего частота может быть восстановлена до заданной величины. Здесь и далее в целях упрощения зависимость мощности нагрузки от частоты принята линейной с некоторым наклоном относительно оси f , Гц, отражающем регулирующий эффект нагрузки по частоте.

Следует отметить, что в рассматриваемых случаях изменение частоты при изменении нагрузки и изменение нагрузки при изменении частоты – процессы различные. Так, в первом случае величина установившегося отклонения частоты зависит от статизма системы регулирования (при наличии резервов) и регулирующего эффекта нагрузки (Рис. 2). Во втором случае статизм учитывать не следует – изменение нагрузки будет определяться исключительно её регулирующим эффектом по частоте (Рис. 3).

Так, если принять результирующий статизм генерирующего оборудования Якутской ГРЭС и Якутской ТЭЦ равным 5% [2], регулирующий эффект нагрузки по частоте - равным 2,3% (Среднесуточный регулирующий эффект комплексной нагрузки городских потребителей [4]), а зоной нечувствительности регуляторов скорости вращения пренебречь, то:

$$k_1 = \frac{20 + 2.3(1 - \Delta P_{\%})}{5} = 4 + 0.46(1 - \Delta P_{\%}) \frac{\%нагр}{0,1 \text{ Гц}}$$

$$k_2 = \frac{2.3}{5} = 0.46 \frac{\%нагр}{0,1 \text{ Гц}}$$

Где k_1 – эффект изменения установившегося значения частоты при изменении мощности нагрузки на $\Delta P_{\%}$,

k_2 – эффект изменения нагрузки при изменении частоты.

В реальности, когда в энергосистеме синхронно работают две и более генерирующих единицы, их совокупная характеристика будет представлять из себя сумму всех отдельных характеристик (Рис. 4).

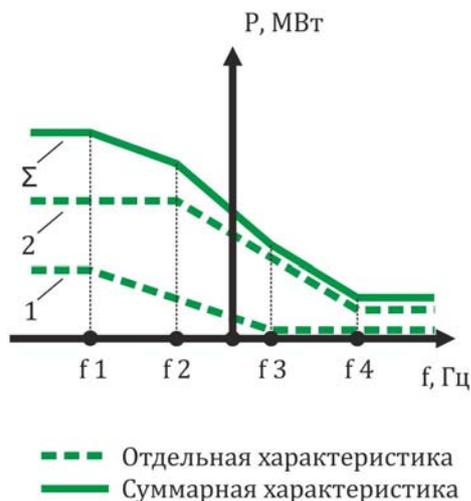


Рис. 4. Характеристики мощности генерирующих единиц: 1 – характеристика мощности первой единицы, 2 – второй единицы, Σ – суммарная характеристика

В таком случае, как видно из Рис. 4, суммарная характеристика имеет участки с различным наклоном (местной неравномерностью). Это вызвано различными условно постоянными и условно переменными параметрами турбин (различия в установленной мощности, статизме, зоне нечувствительности, текущем задании по мощности, наличием резервов и т.д.).

В результате в общем случае в зависимости от ряда описанных выше факторов одно и то же (по относительной

величине) приращение мощности нагрузки в рассматриваемой энергосистеме будет вызывать различное установившееся отклонение частоты.

Статистический анализ отклонений частоты в Центральном энергорайоне Якутской энергосистемы подтверждает порядок представленных выше расчётных величин. Зафиксированные величины составляют: $k_1 = 3 - 5 \frac{\%нагр}{0,1 \text{ Гц}}$, $k_2 < 1 \frac{\%нагр}{0,1 \text{ Гц}}$.

III. ПРОГРАММА ДЛЯ РАСЧЁТА УСТАНОВИВШИХСЯ ОТКЛОНЕНИЙ ЧАСТОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТОКА

В отличие от таких крупных энергосистем, как ЕЭС России, Центральный энергорайон Якутской энергосистемы с нагрузкой потребителей около 300 МВт в часы максимума характеризуется систематическими значительными отклонениями частоты. Так, включение (либо аварийное отключение при коротких замыканиях) воздушных линий с подключенными к ним нагрузками потребителей, аварийные отключения генерирующего оборудования сопровождаются отклонениями частоты электрического тока на величины от десятых долей до единиц Гц, что может привести к работе автоматической частотной разгрузки (АЧР) и соответствующему ограничению питания потребителей, работе технологических защит генерирующего оборудования, а также к нарушению требований ГОСТ [1] в части обеспечения нормального значения частоты $50 \pm 0,2$ Гц.

Однако, совокупность описанных в разделе II факторов затрудняет анализ и оценку отклонений частоты. Для решения этой проблемы на базе Microsoft Excel создана программа (Рис. 5), позволяющая имитировать процесс регулирования частоты электрического тока при изменении нагрузки или генерации. Программа обладает следующим функционалом:

- Позволяет настраивать и учитывает в расчётах статизм первичных регуляторов, зону нечувствительности, максимальную мощность, технический минимум по каждой генерирующей единице;
- Позволяет задать и выбрать суточный график нагрузки, а также моделировать аварийное отключение нагрузки или генераторов.

IV. ВЫВОДЫ

- Описаны процессы первичного и вторичного регулирования в энергосистеме без внешних связей на примере изолированного Центрального энергорайона Якутской энергосистемы;
- Представлены расчётные и фактические величины эффективности регулирования частоты и нагрузки в Центральном энергорайоне Якутской энергосистемы;
- Создана программа для расчёта установившегося значения частоты электрического тока в Центральном энергорайоне Якутской энергосистемы. Программа может быть использована для анализа отклонений частоты, в качестве тренажёра для диспетчерского персонала диспетчерских центров, а также в целях обучения.

Параметр	ед. изм.	ЯГРЭС												ЯТЭЦ		ЯГРЭС-2												
		ГТ-1	ГТ-2	ГТ-3	ГТ-4	ГТ-5	ГТ-6	ГТ-7	ГТ-8	ГТ-9	ГТ-10	ГТ-11	ГТ-12	Т-1	Т-2	ГТ-1	ГТ-2	ГТ-3	ГТ-4	ГТ-5	ГТ-6	ГТ-7						
Загрузка	%	80%	70%	60%	0%	30%	30%	25%	60%	60%	0%	60%	60%	60%	95%													
		▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲													
		▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼													
		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>																					
Отключить нагрузку	▲ 20% ▼ 17 МВт															<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> Частота 49.86 Гц </div> <div style="display: flex; justify-content: space-between;"> Потребление 85.9 МВт </div>												

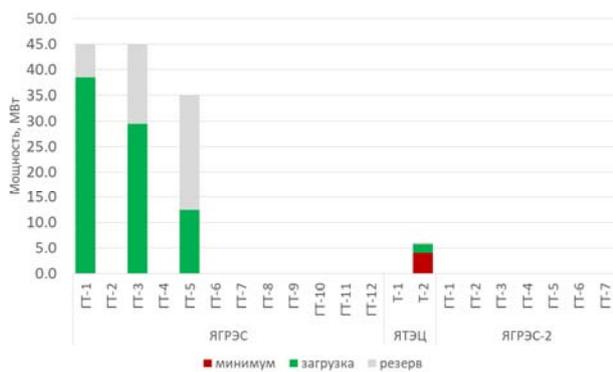
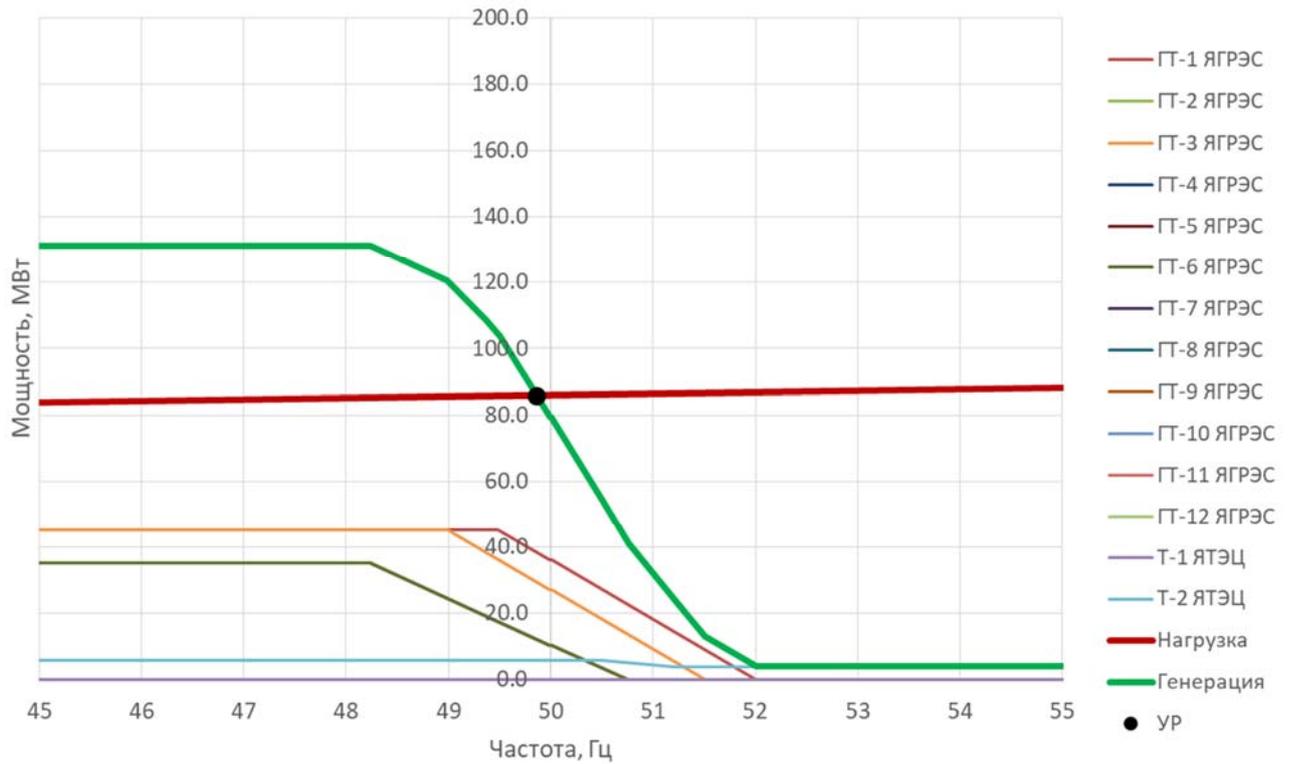


Рис. 5. Интерфейс программы для расчёта установившихся отклонений частоты электрического тока

Список литературы

- [1] ГОСТ Р 55890-2013. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования.
- [2] Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей российской федерации. Утв. приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. № 229.
- [3] Рабинович, Р.С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 352 с.: ил.
- [4] Баклушин, Р.П. Эксплуатация АЭС. Ч. I. Работа АЭС в энергосистемах. Ч. II. Обращение с радиоактивными отходами: учебное пособие. М.: НИЯУ МИФИ, 2011. – 304 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

А.П. Зорин

ФГБОУ ВПО «Казанский государственный энергетический университет», Казань, Россия

E-mail: akdovurak94@gmail.com

Аннотация: ПБР формируются с учетом предварительно составленных прогнозов потребления электрической энергии по энергорайонам ОЗ каждого ДЦ. При составлении актуального прогноза ведется учет изменений климатических условий, режима работы промышленных потребителей, степень отклонения кривой потребления от графика ППБР. Однако, ряд факторов, влияющих на величину потребления, требуется уточнять и находить новые зависимости, ввиду необходимости повышения точности составления прогнозов, используемых при формировании планов потребления на балансирующем рынке.

Ключевые слова: прогноз потребления электрической энергии, влияние внешних факторов на величину потребления, зависимость потребления, балансирующий рынок электроэнергии, качество электроэнергии.

IDENTIFICATION OF FACTORS, WHICH ARE AFFECTING ON ELECTRICITY CONSUMPTION IN THE TERRITORY OF TATARSTAN REPUBLIC

A.P. Zorin

Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russian Federation

E-mail: akdovurak94@gmail.com

Abstract: Balancing Market's plan is formed taking into account pre-compiled forecasts of electricity consumption for the power districts of each dispatching center. When compiling the current forecast is being compiling, the changes in climatic conditions, the mode of operation of industrial consumers, the degree of deviation of the consumption curve from the Balancing Market preliminary plan's schedule are taken into account. However, a number of factors which are affecting to the amount of consumption need to be clarified and to find new dependencies, in view of the necessity to improve the accuracy of forecasting are used in compilation of consumption plans in the Balancing Market.

Keywords: forecast of electric energy consumption, influence of external factors on consumption, consumption dependence, balancing electricity market, power quality.

1. ВВЕДЕНИЕ

Составление системным оператором прогнозов потребления активной мощности по территориям зон ответственности диспетчерских центров несет под собой выполнение целей:

- информирование диспетчера СО (АО «Системный оператор Единой энергетической системы»), обеспечивающее последним принятие решений о мероприятиях по обеспечению надежности ЕЭС (Единая энергетическая система России);
- определение возможно большей точности прогнозного потребления на территории диспетчерского управления при оперативном планировании.

Для целей формирования на примере оперативного планирования режима энергетической системы ПП (прогноз потребления активной мощности) в СО используется программный комплекс «Прогноз Потребления». Сформированный по территориям ДЦ (диспетчерский центр) для соответствующих ОЗ (операционная зона диспетчерского центра) и ЭР (энергетический район операционной зоны), включенных в них, на базе РДУ (региональное диспетчерское управление) прогноз потребления в иерархическом порядке подчинения ДЦ отправляется в соответствующие

ОДУ (объединенное диспетчерское управление), затем в ЦДУ (центральное диспетчерское управление) с целью последующего учета в расчете ПБР, который принимается в качестве расчетной модели энергетической системы на час N. Формирование ПП должно проводиться с учетом массива статистических и расчетных параметров, доступных для СО; пример для ОЗ РДУ Татарстана:

- фактические данные о потреблении активной мощности в пределах ЭР ОЗ РДУ Татарстана: КЭР (Казанский энергетический район), НКЭР (Нижнекамский энергетический район) и потребление по Республике Татарстан за исключением КЭР и НКЭР;
- основные факторы, влияющие на уровень потребления электрической энергии, среди которых:
 - температура воздуха;
 - естественная освещенность (облачность);
 - распределение по утвержденному Правительством РФ производственному календарю выходных и праздничных дней;
 - чрезвычайные ситуации (природные бедствия, геополитическая или гражданская обстановка).
- прогнозы климатической обстановки на территории ОЗ РДУ Татарстана;

Величина ошибки спрогнозированного потребления не должна превышать 5 процентов.

Формирование и отправка ПП согласно регламентированным срокам СО производится за два часа до вступления в силу ПБР, для расчета которого отправляется ПП, что обуславливает погрешности при прогнозе. Отсюда важным фактором для уточнения прогноза становится ведение статистики потребления, а также последующего ее анализа.

Основным направлением по изучению статистических данных для уточнений расчета ПП является определение зависимостей потребления от климатических факторов: температуры, естественной освещенности. Кроме того, необходимо вести поиск влияющих факторов, которые ранее не учитывались, к примеру, влияние уровня выпавших осадков.

ОЗ РДУ Татарстана включает в себя три ЭР, каждый из которых имеет отличные друг от друга характеры потребления электрической энергии. Для КЭР основную долю потребления составляет бытовая нагрузка, обусловленная потребностями населения, а также некоторые крупные промышленные потребители, такие как ПАО «Казаньоргсинтез», АО «ПО «Завод им. Серго», АО «Зеленодольский завод им. А.М. Горького». Большая часть потребления НКЭР, напротив, складывается из промышленной нагрузки. Оставшаяся часть величины потребления Республики Татарстан представляет собой величины сальдо перетоков.

Характер потребления крупных промпредприятий зависит от режима выработки соответствующей продукции, и внешние факторы климатических изменений не оказывают значительного влияния.

Иные параметры складываются для оценки ПП населения. Фактор температуры окружающей среды, как и любые другие климатические изменения, может оказывать наиважнейшее влияние на величину нагрузки. В добавок, уровень колебаний бытового потребления не всегда очевидно предсказуем.

Отсюда вытекает необходимость исследования математической модели именно бытового типа потребления электрической энергии в зависимости от внешних факторов. Нахождение коэффициентов зависимости от погодных изменений в различных их диапазонах и является основным направлением в ходе проведения магистерской диссертации.

Исходя из того, что основная доля нагрузки на нужды населения сосредоточена в пределах КЭР, было принято рассматривать характер бытового потребления по Татарстану по данному ЭР. Для выделения величины бытового потребления используются данные статистики по потреблению ЭР, крупных промпредприятий, а также потребности электрических станций на собственные нужды в пределах КЭР: КТЭЦ-1, КТЭЦ-2, КТЭЦ-3. Данные взяты из ОИК (оперативно-информационно комплекс ОИК СК-2007).

В качестве влияющих параметров учитываются: температура окружающего воздуха, естественная

освещенность (облачность), величина выпавших осадков, зафиксированные в городе Казань. При этом используется архив параметров, доступных на веб-ресурсах ПО ИСП (иерархическая система прогнозирования электропотребления и планирования режимов ЕЭС). Анализ этих данных в сравнении с потреблением проводится с учетом некоторых условий.

Так как характер потребления электрической энергии со стороны населения различается между будними и выходными, а также схожих с последними праздничными днями утвержденными Правительством РФ, графики зависимости выстраиваются в сравнении с аналогичными типами дней производственного календаря. Кроме того, в пределах суток имеет место смещение диапазонов светового дня и ночного периода суток, что также указывает на изменение кривых суточного потребления в зависимости от месяца года, поэтому сравнение производится между аналогичными периодами учитываемых в анализе годов.

Далее анализируется в очередном порядке один из влияющих факторов, в то время, когда все остальные факторы после выборки условно равны константе. С ходом времени в один час строится график зависимости потребления от влияющего на него фактора, и находится коэффициент зависимости. Таким образом изучается влияние каждого из учтенных факторов. Статистика собрана за три года с июля 2014 года по настоящее время. Полученные коэффициенты усредняются.

Стоит отметить, что в пределах нескольких диапазонов распространения величины параметра влияющего на потребление фактора, с определенной погрешностью, кривая зависимости имеет линейный характер.

После уточнения зависимостей актуальным станет вопрос о включении их в алгоритмы расчета ПП ДЦ в Республике Татарстан.

Список литературы

- [1] Регламент взаимодействия диспетчерского и дежурного персонала Филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана и Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги при формировании планов балансирующего рынка. – Актуальная редакция.
- [2] Порядок формирования ОАО «СО ЕЭС» прогнозных балансов электрической энергии (мощности) на период до одного календарного года. – Приложение 1 к приказу ОАО «СО ЕЭС» от 20.07.2016 № 181. – М.: ОАО «СО ЕЭС», 2016 – 40 с.
- [3] Приложение к распоряжению № 70 от 29.09.2009 в редакции распоряжения №75 от 15.12.2010. Методические указания по определению влияния температурного фактора на потребление электрической энергии (мощности).
- [4] Приложение к распоряжению Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги от 11.12.2014 №127р. Методические указания по определению прогнозного потребления мощности, состава и регулировочного диапазона включенного генерирующего оборудования в сутки прохождения максимума и минимума характерного рабочего и характерного выходного/праздничного дня месяца. – Самара: ОАО «СО ЕЭС», 2014 – 9 с.

Автоматизированный контроль соответствия параметров настройки, алгоритмов функционирования устройств противоаварийной автоматики текущей схеме электрической сети с использованием средств автоматизированных систем диспетчерского управления

И.В. Букреев, Т.А. Ишмеев

Филиал АО «Системный оператор Единой энергетической системы» Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Башкортостан,
Уфа, Россия
E-mail: bukreev@rb.so-ups.ru, ishmeev@rb.so-ups.ru

Аннотация — в настоящее время в Единой энергосистеме широко применяются микропроцессорные устройства противоаварийной автоматики различного назначения. Большинство применяемых современных микропроцессорных устройств противоаварийной автоматики отличаются сложностью алгоритмов функционирования, большим количеством пусковых органов и контролируемых параметров. В настоящее время отсутствуют инструменты для автоматизированного контроля соответствия параметров настройки и алгоритмов функционирования устройств противоаварийной автоматики текущей схеме электрической сети, что существенно увеличивает затраты времени на оценку правильности срабатывания (отказа в срабатывании) устройств противоаварийной автоматики диспетчерским персоналом. Проведен анализ возможности и необходимости передачи дополнительных телесигналов от устройств противоаварийной автоматики, возможности использования фиксации текущих параметров настройки и алгоритмов функционирования устройств противоаварийной автоматики в оперативно-информационном комплексе. Определен состав необходимых телесигналов и разработана форма оперативно-информационного комплекса, позволяющая автоматически в режиме реального времени контролировать соответствие параметров настройки и алгоритмов функционирования устройств противоаварийной автоматики текущей схеме электрической сети, а также оценивать правильность работы устройств противоаварийной автоматики при аварийных событиях. Полученные результаты могут быть применены при проектировании энергосистем, устройств противоаварийной автоматики, а также при планировании и ведении режима работы энергосистем.

Ключевые слова — оперативно-информационный комплекс, телесигнал, форма оперативно-информационного комплекса, фиксация состояния элемента сети, микропроцессорное устройство РЗА.

Automated control of compliance settings, algorithms of emergency control automation devices to the current circuit of an electric network by using the means of the automated systems of dispatching management

I.V. Bukreev, T.A. Ishmeev

Branch of AO "System Operator of Unified Energy System" Regional Dispatch Office of the energy system Republic of Bashkortostan
Ufa, Russian Federation
E-mail: bukreev@rb.so-ups.ru, ishmeev@rb.so-ups.ru

Abstract — currently, Unified energy system widely used microprocessor control systems for various purposes. Most use modern microprocessor-based emergency control automation devices are complex algorithms, large amount of inrush bodies and controlled parameters. Currently, there are no tools for the automated control of compliance with the settings and algorithms of emergency control automation devices to the current circuit of an electric network, which significantly increases the time for evaluating the appropriateness of triggering (denial of release) emergency control automation devices control personnel. The analysis of the possibility and necessity of the transmission of TV signals from additional devices, emergency automation, usability, fixing the current settings and algorithms of emergency control automation devices in operative-information complex. The composition of essential television and the developed form of the operative-information complex, which allows automatically in real time to monitor compliance settings and algorithms of emergency control automation devices to the current circuit of an electric network, and to assess the correct operation of emergency automation devices during emergency events. The obtained results can be applied in the design of power systems, emergency control automation devices, as well as in planning and working mode of grid power.

Keywords — operative-information complex, the signal, the shape of the operative-information complex, capturing the state of the network element, the microprocessor device of relay protection and automation.

I. ВВЕДЕНИЕ

Оперативный анализ правильности срабатывания устройств релейной защиты и автоматики (далее – РЗА), выполненных на электромеханической и микроэлектронной элементной базе, можно осуществлять на основании информации, полученной от оперативного персонала объектов электроэнергетики, на основании полученных в оперативно-информационном комплексе (далее – ОИК) телесигналов о срабатывании устройств РЗА, а также на основании информации, зафиксированной в автономных регистраторах аварийных событий. Вышеуказанные устройства РЗА позволяют передавать в регистраторы аварийных событий и устройства телемеханики только обобщенные сигналы о срабатывании (от выходных реле). Таким образом, для оценки правильности срабатывания (отказа в срабатывании) таких устройств РЗА диспетчерскому персоналу диспетчерского центра (далее – ДЦ) требуются значительные затраты времени (на опрос оперативного персонала объектов электроэнергетики, получение (при наличии технической возможности) и анализ аварийных осциллограмм).

В настоящее время в Единой энергетической системе России широкое применение получили устройства РЗА, в том числе устройства противоаварийной автоматики (далее – ПА), выполненные на микропроцессорной элементной базе. Микропроцессорные устройства РЗА содержат функцию внутреннего осциллографирования и позволяют формировать различные дискретные сигналы о срабатывании определенных алгоритмов (ступеней), необходимые для оценки правильности срабатывания данных устройств РЗА, а также для контроля соответствия их параметров настройки режиму работы электрической сети. Внедрение микропроцессорных устройств РЗА дает возможность поднять на новый уровень объем информации, доступный для оценки правильности срабатывания устройств РЗА, а также для косвенной оценки состояния оборудования, элементов электрической сети.

Большинство применяемых современных микропроцессорных устройств ПА обладают сложными алгоритмами функционирования, использующими большое количество контролируемых параметров. Одной из особенностей применяемых локальных устройств ПА (устройств ПА, формирующих и реализующих противоаварийное управление на основе местной схемно-режимной ситуации [1]) является изменение логики или объема управляющих воздействий в зависимости от включенного (отключенного) состояния элементов электрической сети. Необходимо отметить, что в настоящее время контроль соответствия параметров настройки и алгоритмов функционирования устройств ПА текущей схеме электрической сети осуществляется диспетчерским персоналом ДЦ на основании

информации, получаемой от оперативного персонала объектов электроэнергетики (инструменты для автоматизированного контроля отсутствуют), и требует значительных затрат времени.

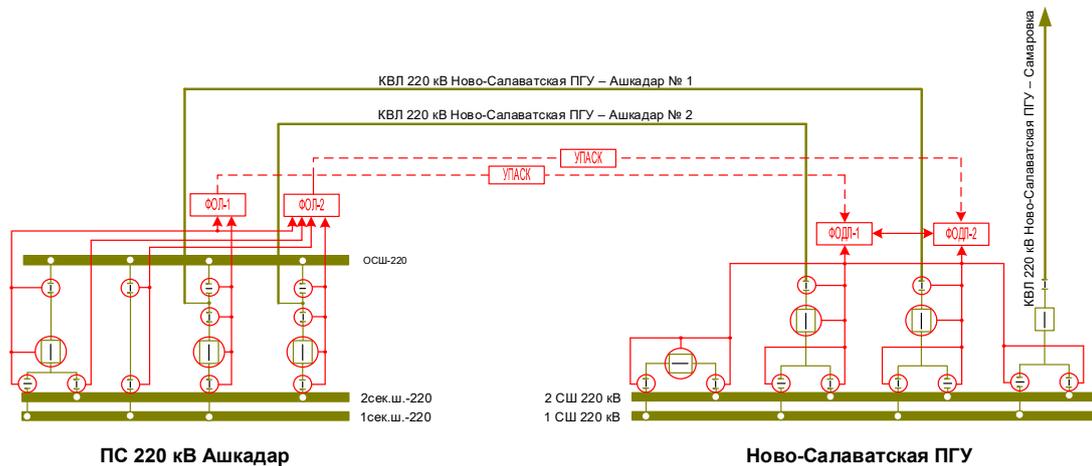
II. АЛГОРИТМ АВТОМАТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ СООТВЕТСТВИЯ ПАРАМЕТРОВ НАСТРОЙКИ И ЛОГИКИ РАБОТЫ УСТРОЙСТВ ПА ТЕКУЩЕЙ СХЕМЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Рассмотрим, каким образом можно автоматизировать контроль соответствия параметров настройки, алгоритмов функционирования устройств ПА текущей схеме электрической сети с использованием средств автоматизированных систем диспетчерского управления на примере устройств фиксации отключения линии (далее – ФОЛ), фиксации отключения двух линий (далее – ФОДЛ) и автоматики ограничения перегрузки оборудования (далее – АОПО).

В энергосистеме Республики Башкортостан, в связи с включением в работу новой электростанции (Ново-Салаватской ПГУ), была усовершенствована система ПА юга энергосистемы, а именно:

- на транзитной связи 220 кВ ПС 220 кВ Ашкадар – Ново-Салаватская ПГУ – установлены устройства ФОЛ, ФОДЛ, информация с которых используется в устройстве локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости (далее – ЛАПНУ) ПС 500 кВ Газовая (ПС 500 кВ Газовая расположена в энергосистеме Оренбургской области), а также в устройстве АОПО ВЛ 220 кВ Кумертауская ТЭЦ – Гелий-3, установленном на Кумертауской ТЭЦ. Все вышеуказанные устройства ФОЛ, ФОДЛ учитывают положение шинных и линейных разъединителей, используемых в логике работы данных устройств, и не требуют никаких дополнительных операций при операциях с разъединителями. Взаимодействие устройств ФОЛ, ФОДЛ и коммутационные аппараты, используемые в логике их работы приведены на Рис. 1;
- на четырех объектах электроэнергетики энергосистемы Республики Башкортостан установлены восемь устройств АОПО, в логике которых предусмотрен контроль состояния ВЛ 220 кВ Бекетово – Ашкадар, и, в зависимости от того, включена ВЛ 220 кВ Бекетово – Ашкадар или отключена, предусмотрены управляющие воздействия (в зависимости от того, чем обусловлена перегрузка: транзитным перетоком, либо избытком мощности электростанции).

Для решения задачи автоматизированного контроля предлагается алгоритм, в котором исходными данными являются:



Условные обозначения:

- ФОЛ-1 – ФОЛ КВЛ 220 кВ Ново-Салаватская ПГУ – Ашкадар № 1;
- ФОЛ-2 – ФОЛ КВЛ 220 кВ Ново-Салаватская ПГУ – Ашкадар № 2;
- ФОДЛ-1 – ФОДЛ комплект № 1 КВЛ 220 кВ Ново-Салаватская ПГУ – Ашкадар № 1, КВЛ 220 кВ Ново-Салаватская ПГУ – Ашкадар № 2;
- ФОДЛ-2 – ФОДЛ комплект № 2 КВЛ 220 кВ Ново-Салаватская ПГУ – Ашкадар № 1, КВЛ 220 кВ Ново-Салаватская ПГУ – Ашкадар № 2.

Рис. 1. Взаимодействие устройств ФОЛ, ФОДЛ и коммутационные аппараты, используемые в логике их работы

- телесигналы положения коммутационных аппаратов, срабатывания устройств ФОЛ, ФОДЛ с объектов электроэнергетики, на которых установлены устройства ФОЛ, ФОДЛ;
- телесигналы о фактическом состоянии влияющих элементов электрической сети от устройств АОПО с объектов электроэнергетики, на которых установлены устройства АОПО.

При этом необходимо отметить, что даже при отсутствии телесигналов о фактически зафиксированном состоянии влияющих элементов электрической сети в конкретных устройствах АОПО (указанные параметры не являются обязательными для ретрансляции в ДЦ АО «СО ЕЭС»), алгоритм позволяет сэкономить временные затраты на оценку правильности работы устройств ПА. Блок-схема предлагаемого алгоритма автоматизированного контроля приведена на Рис. 2.

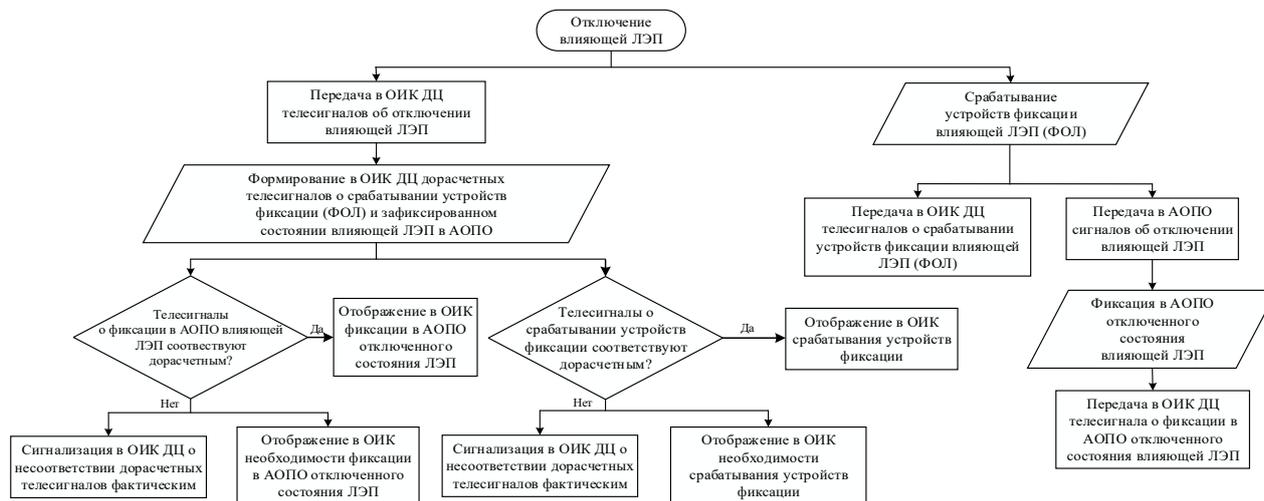


Рис. 2. Блок-схема алгоритма автоматизированного контроля

III. ФОРМА ОТОБРАЖЕНИЯ ДЛЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО КОНТРОЛЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОИК СК-2007

В Филиале АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ, в ОИК СК-2007 реализован функционал автоматизированного контроля, позволяющий автоматически в режиме

реального времени контролировать соответствие параметров настройки и алгоритмов функционирования устройств ПА текущей схеме электрической сети, а также оценивать правильность работы устройств ПА при аварийных событиях. Разработанная форма ОИК учитывает алгоритм функционирования устройств ПА и

на основании телесигналов о положении выключателей и разъединителей, с использованием формул дорасчета, определяет необходимость срабатывания устройств ПА. Путем сравнения дорасчетных телесигналов о срабатывании устройств ПА с телесигналами, полученными от устройств ПА с объектов электроэнергетики, ОИК формирует заключение о правильности срабатывания (отказа в срабатывании) устройств ПА. Необходимо отметить, что в современных микропроцессорных устройствах ПА имеется возможность формирования необходимых по условиям работы формы ОИК телесигналов.

Ввиду того, что в настоящее время в ОИК Филиала АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ отсутствует необходимый объем телесигналов от устройств ПА, обеспечивающий правильное функционирование разработанной формы ОИК, было принято решение процесс внедрения формы ОИК разделить на два этапа. По первому этапу форма ОИК на основании телесигналов о положении выключателей и разъединителей позволяет только определять необходимость срабатывания устройств ПА, например: при поступлении в ОИК телесигналов об отключении линии электропередачи, форма ОИК

анализирует полученную информацию и выводит визуальную сигнализацию о том, какие именно устройства фиксации (ФОЛ, ФОДЛ) должны были сработать. Дальнейший анализ осуществляется диспетчерским персоналом путем выяснения информации о срабатывании устройств ПА у оперативного персонала объектов электроэнергетики и сопоставления полученной информации с информацией, приведенной на форме ОИК. В настоящее время первый этап реализован в полном объеме. После реализации второго этапа форма ОИК сможет самостоятельно анализировать правильность срабатывания устройств ПА путем сравнения дорасчетных телесигналов о срабатывании устройств ПА с телесигналами, получаемыми от устройств ПА с объектов электроэнергетики. Реализация второго этапа будет осуществлена после передачи в ОИК Филиала АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ необходимого объема телесигналов от устройств ПА, обеспечивающего правильное функционирование разработанной формы ОИК.

Визуальное отображение формы ОИК по первому этапу приведено на Рис. 3.

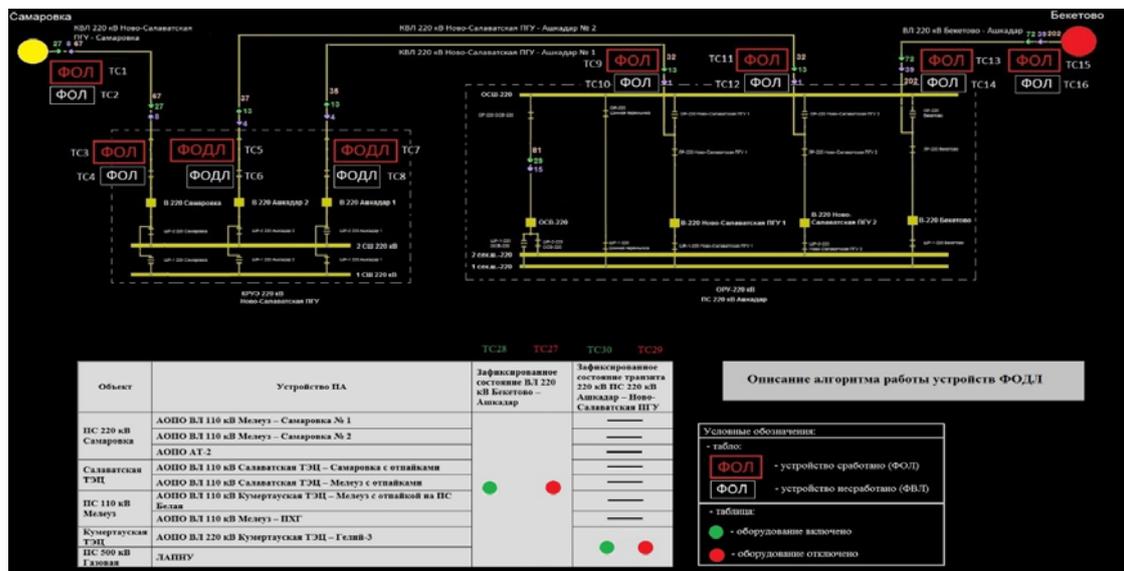


Рис. 3. Визуальное отображение формы ОИК по первому этапу

IV. Выводы

1. Автоматизация контроля соответствия параметров настройки, алгоритмов функционирования устройств ПА текущей схеме электрической сети с использованием средств автоматизированных систем диспетчерского управления позволяет минимизировать затраты времени на оценку правильности срабатывания (отказа в срабатывании) устройств ПА диспетчерским персоналом;

2. Для полной автоматизации в ОИК анализа правильности работы устройств ПА необходимо получать дополнительные телесигналы от устройств ПА о фактически зафиксированном состоянии влияющего элемента электрической сети.

3. В настоящее время реализованная по первому этапу форма ОИК успешно эксплуатируется в ОИК Филиала АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ.

Список литературы

- [1] Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55105-2012 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования».
- [2] Стандарт ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.001-2011 «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования».

АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЗАБАЙКАЛЬСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ С УЧЁТОМ ВЛИЯНИЯ ТЯГОВОЙ НАГРУЗКИ

П.Б. Завьялов¹, В.В. Дикович²

¹ФГБОУВПО «Забайкальский государственный университет», Чита, Россия

²Филиал АО «СО ЕЭС» Бурятское РДУ, Улан-Удэ, Россия

E-mail: pavel_223@mail.ru

Аннотация – Проанализированы показатели электрических режимов в Забайкальской ЭС в настоящий момент и с учетом повышения грузоперевозок Забайкальской ЖД при различных режимных условиях. Описаны возможные способы симметрирования напряжений.

Ключевые слова – Режим энергосистемы, несимметрия напряжений, тяговые потребители, качество электроэнергии.

ANALYSIS OF THE ELECTRIC MODES OF THE TRANSBAIKAL POWER SUPPLY SYSTEM TAKING INTO ACCOUNT INFLUENCE OF TRACTION LOADING

P.B. Zavyalov¹, V.V. Dikovich²

¹Transbaikal State University, Chita, Russia

²Branch of «SO UES JSC» Buryat RDU, Ulan-Ude, Russia

E-mail: pavel_223@mail.ru

Abstract – The indicators of electrical regimes in the Transbaikalian PS are analyzed at the present time and taking into account the increase in the transportation of the Trans-Baikal Railway under various conditions. Possible ways of balancing stresses are described.

Key words – Power system mode, voltage asymmetry, traction consumers, power quality.

I. ВВЕДЕНИЕ

Железнодорожный транспорт является однофазным потребителем электрической энергии. При этом изменение потребления электрической энергии зависит от особенностей ландшафта, количества поездов и их массы на различных участках магистрали. Наихудшим, с точки зрения электрического режима, являются случаи скопления большого количества поездов на одном участке или движение тяжеловесных поездов по горным участкам магистрали.

Питание однофазных нагрузок вызывает появление несимметричных токов в трехфазной сети внешнего энергоснабжения, которые в свою очередь приводят к появлению несимметрии напряжений и нарушают показатели качества электроэнергии, влияющих на стабильность работы, как однофазной (тяговой) нагрузки, так и на трехфазных потребителей. Так же, наличие

несимметрии в питающей сети оказывает негативное влияние, на функционирование оборудования энергосистемы.

Существующая тенденция к увеличению грузоперевозок с помощью электротяги в Забайкальском крае, приводит к значительному ухудшению текущей ситуации. Следовательно, необходимо предусмотреть методы и средства, с помощью которых будет осуществляться возможность соблюдения требуемых показателей качества электрической энергии.

II. ВЛИЯНИЕ НЕСИММЕТРИИ

Несимметричная трехфазная система токов может быть представлена как сумма трех симметричных трехфазных систем – прямой, обратной и нулевой последовательности. Для электроустановок токи обратной и нулевой последовательностей являются паразитными.

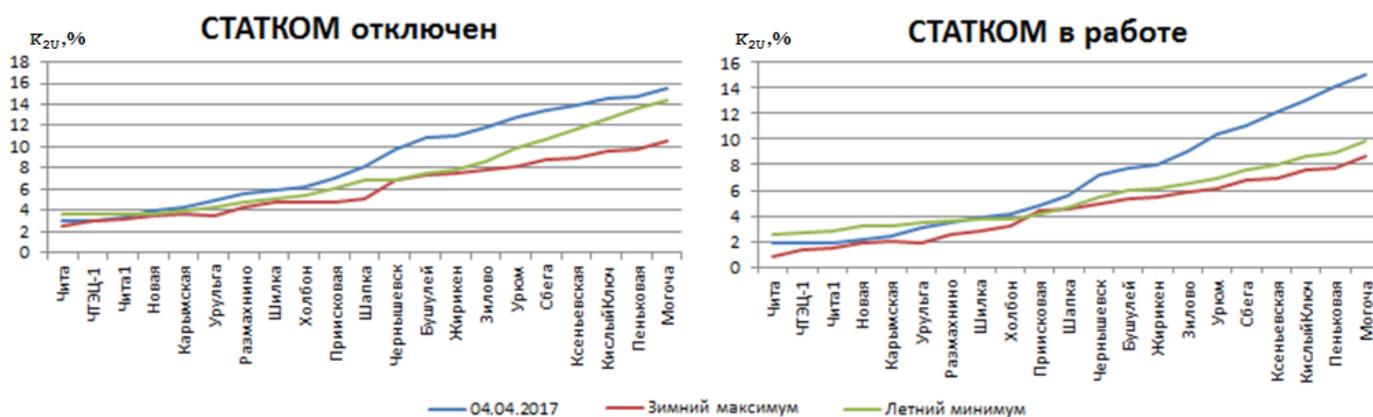


Рис. 1. Распределение коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности на Транссибирском участке Забайкальской ЭС

При наличии токов обратной и нулевой последовательности, образованных, в результате несимметрии напряжений в трехфазной сети наблюдаются следующие отрицательные явления:

- дополнительные потери в элементах электросетей, и как следствие, нагрев электрооборудования в результате увеличения тока;
- снижаются экономические показатели работы электрооборудования.

Одной из основных опасностей существования несимметричных режимов является возможность отключения генерирующего оборудования токовыми защитами обратной последовательности. При появлении в генераторе токов обратной последовательности образуется магнитное поле обратной последовательности, которое вращается в противоположном направлении с двойной синхронной скоростью, создавая тормозной электромагнитный момент и токи в теле ротора и в замкнутых контурах, вызывающие дополнительный нагрев ротора. Синхронная машина выходит на режим по предельной температуре нагрева ротора еще до достижения полной загрузки генератора, тем самым снижая коэффициент использования.

При несимметрии напряжений сети в синхронных машинах наряду с возникновением дополнительных потерь активной мощности и нагревом статора и ротора могут возникнуть опасные вибрации в результате появления знакопеременных вращающихся моментов и тангенциальных сил, пульсирующих с двойной частотой сети. При значительной несимметрии (более 30%) вибрация может оказаться опасной, а в особенности при недостаточной прочности и наличии дефектов сварных соединений.

Для нормализации показателей качества электроэнергии применяют различные способы симметрирования напряжения, которые включают в себя следующие основные задачи:

- компенсация реактивной мощности для повышения коэффициента мощности;
- балансировка однофазной нагрузки для устранения дисбаланса в трехфазной энергосистеме.

В результате решения этих задач однофазная нагрузка будет представляться как симметричная нагрузка с большим коэффициентом мощности.

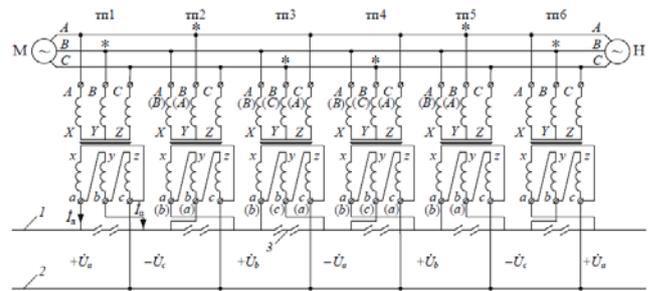


Рис. 2. Схема подключения тяговой сети с чередованием фаз к системе внешнего электроснабжения

III. СПОСОБЫ СИММЕТРИРОВАНИЯ

В Российской Федерации на железных дорогах, электрифицированных по системе однофазного переменного тока промышленной частоты, наиболее распространённой является схема питания тяговой сети от трёхфазных понижающих трансформаторов со схемой соединения обмоток Y/Δ-11 с первичным напряжением 110 или 220 кВ [3].

Для выравнивания загрузки фаз трехфазной системы подключают тяговые подстанции к питающим линиям системы внешнего электроснабжения (СВЭ) по схеме с чередованием фаз (см. рис.2). Но такой способ позволяет выравнивать загрузки фаз только у тяговых подстанций.

Фазировка. Одним из способов осуществлять симметрирования токов в линиях электропередачи – это выполнение циклического изменения присоединений трансформаторов подстанций к фазам воздушных линий (фазировка).

Эффект фазировки будет сильнее проявляться при питании подстанций консольным способом и числе подстанций кратным трем. Несимметрия токов не будет наблюдаться при одинаковой загрузке всех плеч. Данный эффект проявляется при одностороннем питании. При двухстороннем питании необходимо шесть подстанций [4]. Нагрузки плеч трансформаторов в реальных условиях зависят от многих факторов, влияющих на величину тяговой нагрузки (интенсивность движения поездов, масса ландшафт и т.д.). Поэтому данным способом достичь полной симметрии в СВЭ затруднительно.

Следующий способ сводится к установке в существующую схему устройств, которое смогло бы сгенерировать токи обратной последовательности, тем

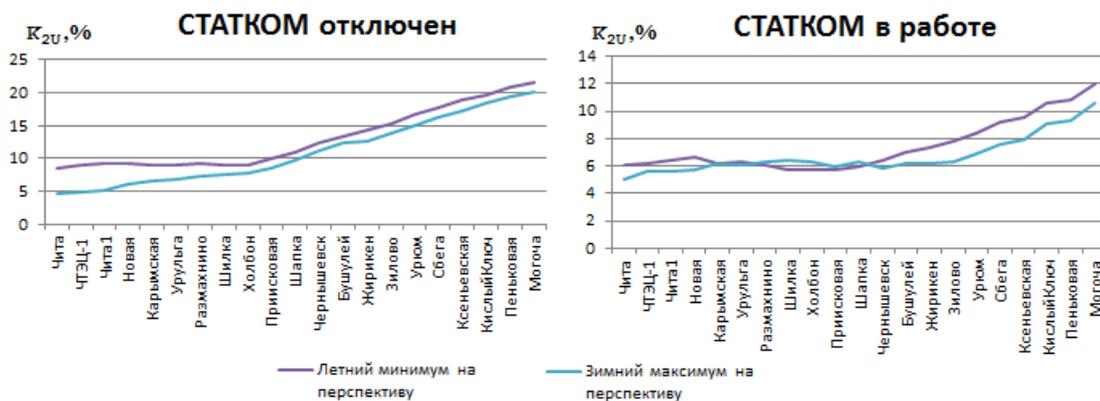


Рис. 3. Распределение коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности на Транссибирском участке Забайкальской ЭС, с учетом повышения грузоперевозок Забайкальской ЖД

самым уменьшив токи обратной последовательности в

каждую гармонику нужно устанавливать свое КУ. Также у конденсаторных установок существуют свои особенности

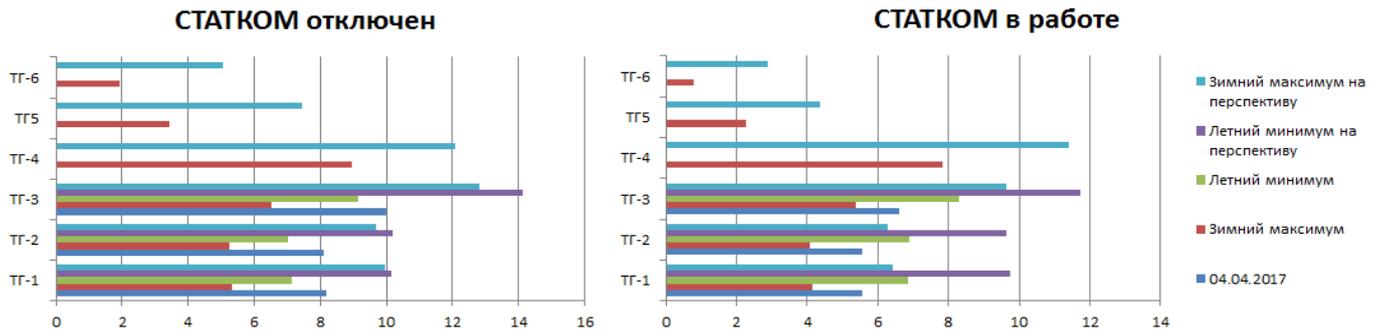


Рис. 4. Несимметрия токов статорной обмотки генераторов Читинской ТЭЦ-1

СВЭ, генерируемые несимметричной нагрузкой.

Схема симметрирования. Снизить несимметрию в системе возможно благодаря использованию схемы Штейнмеца. Схема основана на включении в фазы конденсатора и катушки индуктивности по схеме треугольника [5]. Симметрирующее устройство Штейнметца наиболее эффективно при коэффициенте мощности нагрузки, равном единице.

Симметрирование при неизменных значениях симметрирующих элементов обеспечивается только при одном значении мощности нагрузки. Если возможное изменение параметров нагрузки приводит к превышению допустимой несимметрии, возникает необходимость применения управляемых средств компенсации.

Фильтрокомпенсирующие устройства (ФКУ). Для улучшения энергетических показателей в СВЭ устанавливают различные фильтрокомпенсирующие устройства (регулируемые и нерегулируемые).

Данные ФКУ позволяют повысить коэффициент мощности, снизить несимметрию токов, повысить напряжение на шинах и осуществить фильтрацию наиболее выраженных гармоник тягового тока.

К нерегулируемым ФКУ можно отнести батареи статических конденсаторов, подключаемые к шинам тяговых подстанций. Вместе с ними последовательно подключаются реакторы для исключения явления резонанса и фильтрации высших гармоник. Данные КУ надежны и просты в эксплуатации и обслуживании. Способны повысить напряжение и коэффициент мощности. Но они осуществляют трехфазное регулирование и в условиях резкопеременной нагрузки

при работе на несимметричное напряжение сети. Конденсаторные установки при несимметрии напряжений неравномерно загружаются реактивной мощностью по фазам, что делает невозможным полное использование установленной конденсаторной мощности. Кроме того, конденсаторные установки в этом случае усиливают уже существующую несимметрию, так как выдача реактивной мощности в сеть в фазе с наименьшим напряжением будет меньше, чем в остальных фазах (пропорционально квадрату напряжения на конденсаторной установке).

СТАТКОМ. В настоящее время наибольшую популярность приобретают в качестве устройства компенсации статический компенсатор реактивной мощности (СТАТКОМ).

СТАТКОМ представляет собой устройство, выполненное на базе полупроводникового преобразователя напряжения с ёмкостным накопителем электроэнергии на стороне постоянного тока. За счет обмена мгновенной мощности между фаз СТАТКОМ вырабатывает реактивную мощность.

С помощью полностью управляемых полупроводниковых ключей и системы управления существует возможность генерировать ток любой фазы по отношению к напряжению системы. По сравнению со статическим тиристорным компенсатором (СТК), СТАТКОМ является системой Flexible alternating current Transmission System (FACTS) второго поколения и имеет две степени свободы. Система СТАТКОМ подключается к внешней энергосистеме через понижающий трансформатор и сглаживающий реактор для фильтрации высших гармоник в напряжении. За счет использования полностью управляемых ключей система имеет

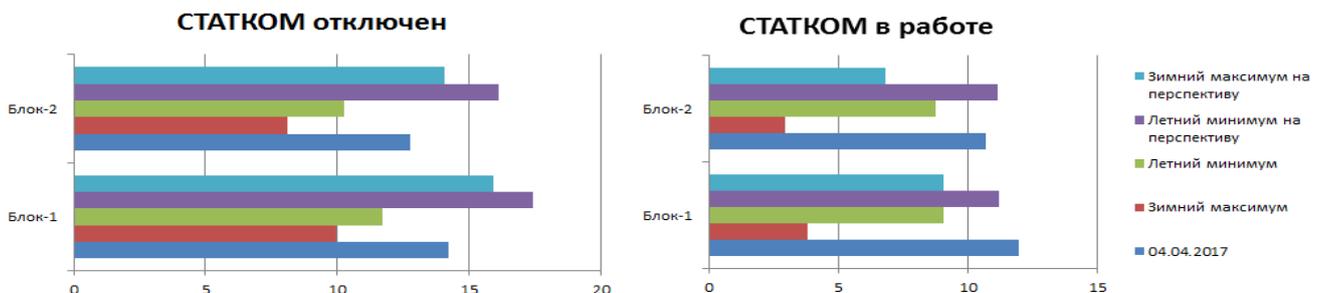


Рис. 5. Несимметрия токов статорной обмотки генераторов Харанорской ГРЭС

считаются малоэффективными. В общем случае на

наибольшее быстродействие среди остальных устройств FACTS.

Пофазное управление ключами достигается за счет системы управления, основанной на применении широтно-импульсной модуляции. Эффект от использования данного устройства складывается из:

- симметрирования нагрузки, за счет перераспределения активной мощности из одной фазы в другую и симметрирование напряжений в СВЭ;
- корректировка общего уровня напряжения в системе, за счет потребления или генерации реактивной мощности.

Синхронный генератор токов обратной последовательности. Ограничения токов обратной последовательности в сетях означает также и ограничения токов прямой последовательности, что противоречит прямому назначению токов прямой последовательности.

Поэтому, как вариант, можно допустить существование токов обратной последовательности в линиях электропередачи и ограничить их в статорных обмотках генератора. Одним из способов создания фильтра токов обратной последовательности перед синхронной машиной, является установка дополнительного синхронного генератора токов обратной последовательности.

Принцип работы заключается в подключении перед генератором синхронной машины токов обратной последовательности с частотой, равной частоте электропередачи. Данная синхронная машина создает электродвижущую силу (ЭДС), которая равна напряжению обратной последовательности на шинах несимметричной нагрузки, тем самым будет происходить замыкание тока обратной последовательности. Создание тока обратной последовательности, можно осуществлять за счет комбинированной обмотки возбуждения, которая создает во взаимно-перпендикулярных плоскостях два магнитных потока. Изменяя величины потоков можно получить необходимый ток обратной последовательности [6].

IV. ИССЛЕДОВАНИЕ

В программном комплексе Matlab Simulink создана трехфазная модель Забайкальской ЭС с учетом специфики электроснабжения тяговых потребителей Забайкальской железной дороги (ЖД).

С использованием полученной модели были проанализированы режимы летнего минимума, зимнего максимума 2016 года и режим с большой долей несимметрии токов и напряжений в сети (04.04.2017), а также были рассмотрены перспективные модели с учетом планируемого увеличения грузоперевозок Забайкальской ЖД.

Во всех режимах определено влияние работы СТАТКОМ на ПС 220 кВ Могоча на показатели качества электроэнергии. В результате исследования были получены коэффициенты несимметрии напряжений по обратной последовательности (рис. 1, рис. 3) и процент несимметрии токов статорной обмотки генерирующего оборудования Забайкальской ЭС (рис. 4, рис. 5).

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были исследованы режимы работы тягового транзита Забайкальской энергосистемы при текущем уровне потребления электрической энергии железнодорожным транспортом (летний и зимний контрольные замеры 2016 года), а также перспективные режимы с увеличенным потреблением Забайкальской ЖД.

Проведенные в данной работе исследования показали следующее. При существующий способах симметрирования напряжения наибольший эффект достигается за счет применения СТАТКОМ. Использование данного устройства в режиме симметрирования доказано на примере использования Забайкальского преобразовательного комбината на ПС 220 кВ Могоча в Забайкальской ЭС, но в силу особенностей данного устройства постоянное улучшение качества электроэнергии за счет использования СТАТКОМ не представляется возможным.

На основании полученных зависимостей можно отметить:

- положительное влияние на качество электроэнергии работы СТАТКОМ на ПС 220 кВ Могоча;
- зависимость показателей качества электроэнергии от сезонности;
- опасность отключения генерирующего оборудования токовыми защитами обратной последовательности, вследствие значительной несимметрии токов статорных обмоток генераторов;
- ухудшения показателей качества электроэнергии в связи с перспективным увеличением перевозок Забайкальской ЖД.

Список литературы

- [1] Буянова Д.В., Ворсина Н. С. Совершенствование управлением парком локомотивов восточного полигона / Сборник трудов Межвузовской итоговой конференции студен тов. – Иркутск: ИрГУПС, 2012. – Часть 1. – С. 42-46.
- [2] Анохин Б. А., Красильникова Т. Г. Определение параметров симметрирующего устройства для устранения несимметрии напряжений в протяженной сети питающей несимметричную нагрузку. Сборник научных трудов НГТУ. – 2012. – № 4(70) – 145-32.
- [3] Кузьмин С. В. Симметрирование нагрузки тяговой подстанции переменного тока трехфазным статическим компенсатором реактивной мощности: дис. канд. техн. наук / С.-Петербург. гос. ун-т путей сообщения Императора Александра I. Спб., 2016. 175 с.
- [4] Система тягового электроснабжения 2х25 кВ / Б.М. Бородулин, М. И. Векслер, В. Е. Марский, И. В. Павлов. – М.: Транспорт, 1989 – 247 с.
- [5] Савиных В. В. Повышение качества электрической энергии в распределительных сетях до 1000 В на основе метода преобразования координат симметричных и ортогональных составляющих: автореф. дис. д-ра техн. наук / Южно-Российский гос. техн. ун-т. Новочеркасск., 2013. 42 с.
- [6] Г.Е. Пухов. К вопросу о серийной компенсации реактивности линий электропередач. Диссертация, 1943.
- [7] Выбор методов и средств снижения несимметрии напряжений в Восточной части ОЭС Сибири/ В.В.Дикович, И.М. Кац, О.С. Стремиллова - Материалы VII Международной молодежной научно-технической конференции Энергоэнергетика глазами молодежи - 2016, Т. 2. – Казань. – 447 с.
- [8] Стратегия развития железнодорожного транспорта в РФ до 2030 года. Утверждена Распоряжением Правительства РФ от 17 июня 2008 г. № 877-р.

Анализ работы устройств автоматики ограничения снижения частоты в энергорайоне Тверской ТЭЦ-4

П.Е. Фирстов, А.Ю. Мурзин

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина»
Иваново, Россия
pavelf93@yandex.ru

Аннотация — Возникновение больших дефицитов активной мощности в энергосистеме приводит к недопустимым по величине снижениям частоты тока в сети. В целях предотвращения и минимизации отрицательных последствий подобных аварийных событий предусмотрена автоматика ограничения снижения частоты. Эффективность функционирования данной автоматики определяется правильностью и достаточностью выбора управляющих воздействий. В энергорайоне Тверской ТЭЦ-4 автоматика ограничения снижения частоты реализована по средствам частотно делительной автоматики и автоматической частотной разгрузки. Оценка функционирования указанных устройств является важной задачей.

Ключевые слова — автоматика ограничения снижения частоты; электромеханические переходные процессы; автоматическая частотная разгрузка; частотно делительная автоматика.

The analysis of operation of devices of automatic underfrequency protection in the energy area of the Tverskaia CHP-4

P.E. Firstov, A. I.U. Murzin

Ivanovo State Power University
Ivanovo, Russian Federation
pavelf93@yandex.ru

Abstract — Origin of big deficits of the active power in an electric power system leads to decrease of frequency of current on a network, inadmissible on value. For the purpose of preventing and minimization of the negative consequences of similar abnormal occurrence automatic underfrequency protection is provided. Efficiency of functioning of this automatic equipment is defined by correctness and sufficiency of the choice of the command variable. In energy area of the Tverskaia CHP-4 the automatic underfrequency protection is realized by means of automatic frequency load shedding and underfrequency islanding system. The assessment of the functioning of these devices is an important task.

Keywords — automatic underfrequency protection; electromechanical transient; automatic frequency load shedding; underfrequency islanding system.

1. ВВЕДЕНИЕ

Автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ) предназначена для обеспечения живучести энергосистемы в аварийных ситуациях, связанных с возникновением больших дефицитов активной мощности и соответствующих им глубоким снижениям частоты (ниже 49 Гц). АОСЧ служит для предотвращения угроз повреждения оборудования электростанций и энергопринимающих установок потребителей, а также для исключения лавины частоты и напряжения с полным прекращением электроснабжения. Таким образом, применение данного вида автоматики направлено на защиту энергосистемы от каскадных аварий [1].

В данном исследовании выполнено математическое моделирование работы устройств автоматики ограничения снижения частоты конкретного района энергосистемы Тверской области, который включает в себя Тверскую ТЭЦ-4 и прилегающую к ней электрическую сеть.

Тверская ТЭЦ-4 — это теплоэлектроцентраль, расположенная в черте города Тверь и обеспечивающая значительную долю теплоснабжения и горячего водоснабжения коммунально-бытового сектора Твери. На станции установлено пять турбоагрегатов суммарной установленной мощностью 88 МВт, при этом тепловая мощность составляет 620 Гкал/час [2].

II. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Расчеты проводятся на эквивалентных математических моделях Тверской энергосистемы, которые были получены путем эквивалентирования соответствующих базовых расчетных моделей (БРМ). Для периода экстремально высоких температур (ПЭВТ) использована БРМ операционной зоны (ОЗ) филиала АО «СО ЕЭС» Тверское региональное диспетчерское управление (РДУ) на летний период 2016 г. с максимальным потреблением. Для осенне-зимнего периода (ОЗП) использована БРМ ОЗ филиала АО «СО ЕЭС» Тверское РДУ на ОЗП 2015-2016 гг. с максимальным потреблением.

Математическое моделирование проводится с применением программного комплекса (ПК) RUSTab, специализированного программного обеспечения разработанного для расчетов электромеханических переходных процессов (ЭМПП) [3].

В качестве исходных данных в расчетах использовались данные для расчета установившихся режимов: информация по узлам, ветвям и полиномам СХН, которые импортированы из ПК RastrWin соответствующих БРМ. А также данные по всему генерирующему оборудованию Тверской ОЗ, включающие в себя параметры генераторов, систем возбуждения, автоматических регуляторов скорости, необходимые для расчета переходных процессов.

III. ИССЛЕДУЕМЫЕ УСТРОЙСТВА

Автоматика ограничения снижения частоты в исследуемом районе представлена двумя видами устройств [2]:

- Устройствами автоматической частотной разгрузки (АЧР).
- Устройствами частотно делительной автоматики (ЧДА).

Устройства АЧР предназначены для предотвращения недопустимого снижения частоты и обеспечения её последующего восстановления. Существует два вида АЧР. АЧР-1 – применяется для быстродействующей разгрузки, при этом каждая её очередь имеет собственную уставку по частоте, а уставка по времени задается равной для всех очередей. АЧР-2 – применяется для медленной разгрузки, при этом её очереди имеют одну или близкие уставки по частоте и существенно разные уставки по времени.

Под АЧР в Тверское энергосистеме заведено 60% нагрузки от общего максимума потребления. АЧР-1 разбита на 18 очередей и специальную очередь. Деление на очереди позволяет выполнять отключение нагрузки небольшими объемами. АЧР-2 разделена на два типа совмещенная и несовмещенная. В совмещенной АЧР-2 выделяется 4 степени по частоте, при этом соотношения мощностей этих ступеней 1:3:3:3. Для того что бы исключить излишние отключения нагрузки отдельные ступени разбиваются на очереди с одинаковой уставкой по частоте и разной выдержкой времени. Под совмещенную АЧР-2 подключаются те же потребители, что и под АЧР-1. Под несовмещенную АЧР-2 заведено

10% от максимума потребления в энергосистеме Тверской области, данный тип АЧР разбит на 8 очередей с одинаковой ставкой по частоте и разной уставкой по времени от 5 до 40 секунд.

Подобная структура АЧР позволяет изменять объемы отключаемой нагрузки по мере снижения частоты, тем самым добиваться прекращения процесса её снижения, а также осуществлять подъем частоты до синхронной величины при существовании продолжительного режима с пониженной частотой. Принятые уставки АЧР отвечают всем требованиям стандарта [4].

Большие нерасчетные дефициты мощности могут свести к минимуму эффективность действие АЧР. В этой ситуации значительное снижение частота тока в сети повлечет за собой снижение производительности механизмов собственных нужд электростанций и последующих отключений энергоблоков технологическими защитами.

Предотвратить возможность развития событий по данному сценарию призвана ЧДА. В задачи данной автоматики входит выделение блоков электростанций на работу на собственные нужды или сбалансированный район нагрузки, что позволяет сохранить генерирующий объект в работе в случае возникновения крупной системной аварии.

ЧДА Тверской ТЭЦ-4 разделено на две ступени. ЧДА-1 – быстродействующее ЧДА с малой уставкой по времени 0,5 секунд, позволяет предотвратить погашение электростанции при глубоком снижении частоты. ЧДА-2 – с большой уставкой по времени 35 секунд, призвана предотвратить погашение электростанции при зависании частоты. Также выполняет резервирующую роль, в случае если ЧДА-1 по какой либо причине не сработало.

На рис. 1 представлена электрическая схема нормальных соединений исследуемого участка, на которой изображены существующие на данный момент схемы выделения Тверской ТЭЦ-4 на район сбалансированной нагрузки (схемы под номерами I, II и III), а также перспективные схемы (схемы под номерами IV, V, VI, VII и VIII).

IV. РАСЧЕТЫ

Расчет работы АОСЧ в энергорайоне Тверской ТЭЦ-4 проводился для пяти исходных установившихся режимов, краткая характеристика которых представлена в таблице I. Рассмотрены различные составы генерирующего оборудования находящегося в работе для разных периодов года.

Таблица I. ИСХОДНЫЕ УСТАНОВИВШИЕСЯ РЕЖИМЫ

Номер режима	Период года	Турбогенераторы в работе	Генерация, МВт
1	ПЭВТ	ТГ5	23,9
2	ПЭВТ	ТГ1, ТГ7	13,3
3	ПЭВТ	ТГ1, ТГ7, ТГ5	28,6
4	ПЭВТ	ТГ1, ТГ7, ТГ5, ТГ4	51,3
5	ОЗП	ТГ1, ТГ7, ТГ5, ТГ4, ТГ3	71,9

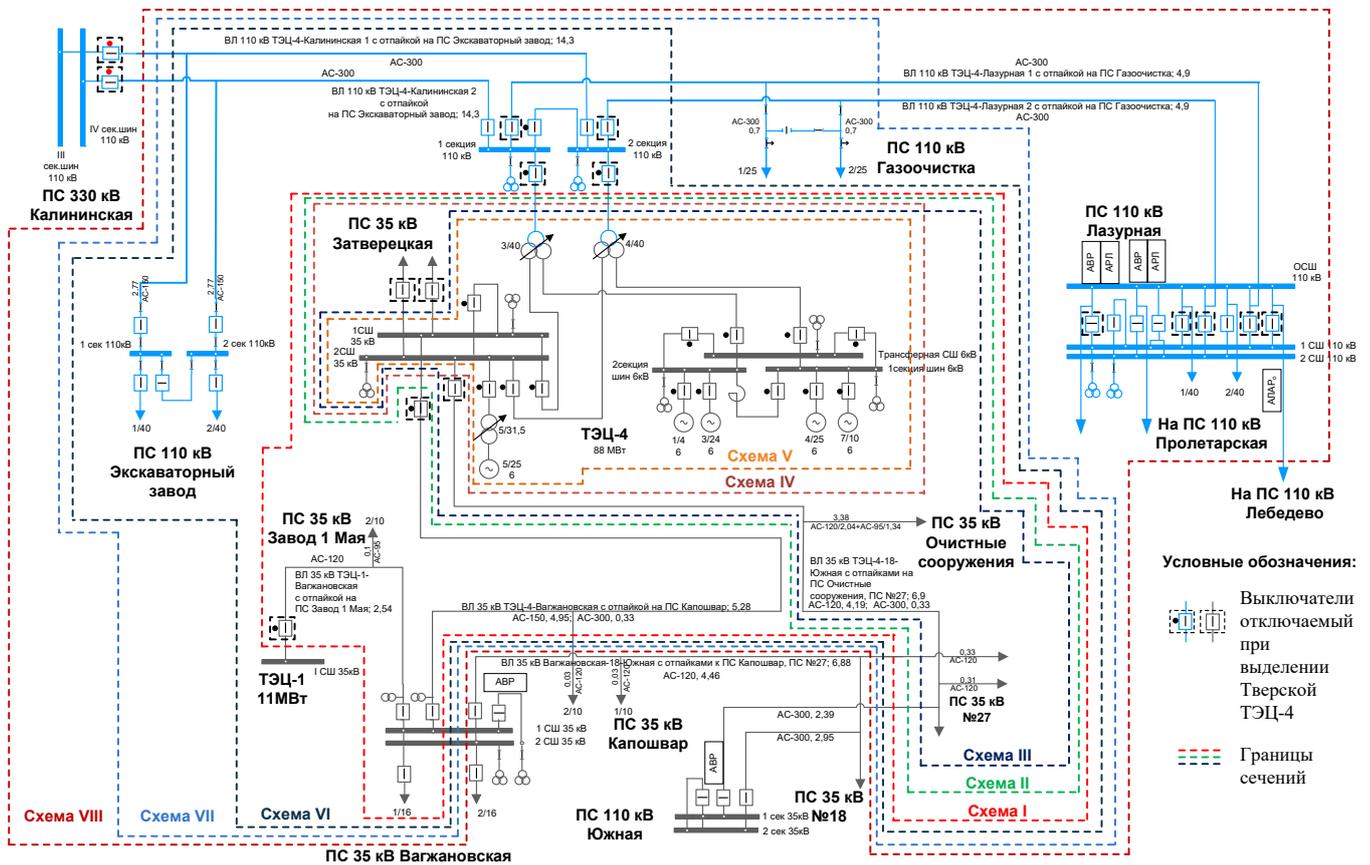


Рис. 1. Район Тверской ТЭЦ-4 с обозначением существующих и перспективных сечений, по которым происходит выделения станции на изолированную работу

В качестве возмущающего воздействия рассматривается аварийное отключение первого блока Калининской атомной электростанции. Подобный дефицит активной мощности объемом 1000 МВт в условиях отсутствия перетока с соседними энергосистемами приводит к снижению частоты в энергосистеме Тверской области до уставок срабатывания ЧДА. На рис. 2 представлен график изменения частоты во времени в районе Тверской ТЭЦ-4 для режима №1. В данном случае устройству АЧР не удастся остановить процесс снижения частоты при таком дефиците активной мощности, для того что бы сохранить электростанцию в работе срабатывает устройства ЧДА по схеме IV и частота в выделившемся районе восстанавливается до уровня 50,2 Гц.

В таблице II представлены результаты расчетов переходных режимов, в таблицу занесены данные по потреблению и генерации до аварийного возмущения и после работы автоматики ограничения снижения частоты в энергосистеме районе Тверской ТЭЦ-4 для различных схем выделения Тверской ТЭЦ-4 на район сбалансированной нагрузки.

Таблица II. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ДЕЙСТВИЯ АОСЧ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ В РАЙОНЕ ТВЕРСКОЙ ТЭЦ-4

Номер режима	Схема	Потребление до работы АЧР, МВт	Потребление после работы АЧР, МВт	Резерв мощности после работы ЧДА, МВт
1	I	54,6	27,2	-2,4
	II	41,7	26,3	-1,6
	III	22,6	12	12,9
	IV	30,3	21,7	3,2

Номер режима	Схема	Потребление до работы АЧР, МВт	Потребление после работы АЧР, МВт	Резерв мощности после работы ЧДА, МВт
2	V	11,2	2,3	22,6
	VI	69	29,6	-5
	I	50	20,2	-4,3
	II	39,9	19,7	-3,7
	III	21,7	8,2	7,7
	IV	29,6	16,8	-0,8
3	V	11,1	1,7	14,3
	VI	64,4	20,5	-4,7
	I	61,1	34,5	6,2
	II	49,2	33,4	7,4
	III	28	16,1	24,6
	IV	35,1	25,8	15,1
4	V	13,9	5,5	35,4
	VI	75,5	38,4	2,1
	VII	80,5	39,4	1,3
	I	67,4	39,2	26,7
	II	53,3	37,4	28,3
	III	29,4	16,3	49,4
	IV	38,8	29,1	36,7
	V	14,9	5,9	60,1
5	VI	81,8	43,5	21,9
	VII	86,9	44,7	20,9
	VIII	136,6	62,9	17,5
	I	103,1	60,6	26,9
	II	88,9	60,6	26,7
	III	53	31,1	56,3
	IV	76,5	6,9	81
	V	40,6	7,3	80,6

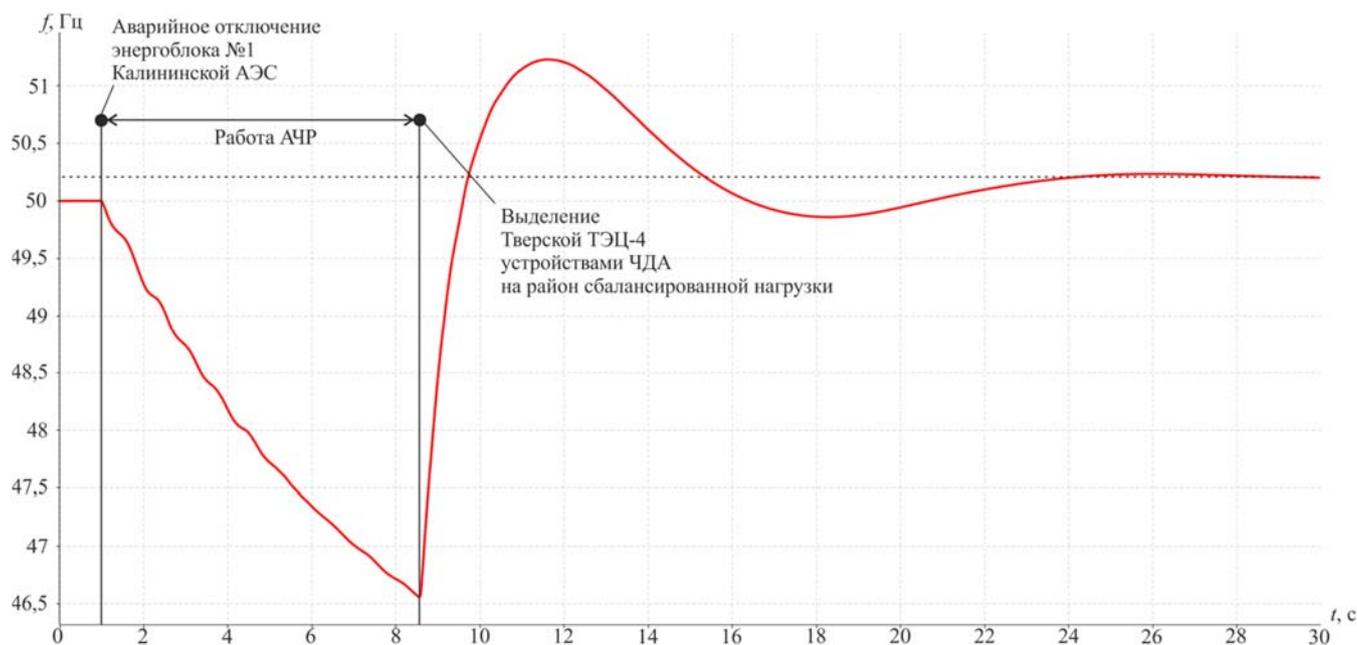


Рис. 2. Изменение частоты во времени в энергосистеме в районе Тверской ТЭЦ-4 при аварийном отключении энергоблока №1 Калининской АЭС при работе устройств АОСЧ

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для рассматриваемых исходных режимов работы станции, каждый из которых соответствует определенному составу генерирующего оборудования ТЭЦ, находящемуся в работе, были выбраны наиболее оптимальные схемы выделения Тверской ТЭЦ-4 на район сбалансированной нагрузки. Выбор оптимальной схемы выполнялся по величине наименьшего резерва мощности, который возникает в выделенном районе после действия ЧДА, что соответствует наиболее эффективному, с точки зрения повышения надежности электроснабжения потребителей, использованию мощности станции при аварийных событиях. Оптимальные схемы выделения представлены в таблице III.

Таблица III. ОПТИМАЛЬНЫЕ СХЕМЫ ВЫДЕЛЕНИЯ ТВЕРСКОЙ ТЭЦ-4 УСТРОЙСТВАМИ ЧДА

Номер режима	Оптимальная схема выделения	
	Из числа существующих схем	Из числа перспективных схем
1	Схема III	Схема IV
2	Схема III	-
3	Схема I	Схема VII
4	Схема I	Схема VIII
5	Схема I	Схема VIII

Применение новых схем выделения позволит сократить резервы мощности на ТЭЦ в случае выделения её на сбалансированный район нагрузки и повысит надежность электроснабжения потребителей, которые будут гарантировано обеспечены электроэнергией в случае возникновения аварийного дефицита активной мощности, приводящего к срабатыванию ЧДА.

Список литературы

- [1] Паздерин А.В. Организация в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при дефиците активной мощности. Частотная делительная автоматика: учебное пособие / А.В. Паздерин, В.А. Тащилин, П.В. Чусовитин, Г.С. Шабалин. – Екатеринбург : Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина, 2014. – 269 с.
- [2] Положение по управлению режимами работы Тверской энергосистемы в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Тверское РДУ., утв. 30.01.2017
- [3] RUSstab: руководство пользователя / В.Г. Неуймин [и др.] – М.: «TSG», 2010. – 106 с. ил.
- [4] СТО 59012820.29.240.001-2010. Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка). – Введен 31.12.2009. – М.: ОАО «СО ЕЭС», 2009. – 21 с. – (Стандарт организации)

О понятии «предел по аperiodической устойчивости сложной электроэнергетической системы»

Е.А. Гвозденко, П.В. Легкоконец

АО «СО ЕЭС»

Москва, Россия

Аннотация — Проведен анализ вопроса о возможности установления соответствия между пределом по аperiodической устойчивости сложной электроэнергетической системы (ЭЭС) и экстремумом (экстремумами) какой-либо физической переменной (переменных). Доказано, что предел по аperiodической устойчивости ЭЭС, удовлетворяющей условиям соответствия знака якобиана уравнений установившегося режима знаку свободного члена характеристического уравнения ЭЭС, соответствует экстремуму утяжеляемой переменной (а, следовательно, и экстремумам активных мощностей загружаемых/ разгружаемых при утяжелении станций и нагрузок потребления).

Ключевые слова — электроэнергетическая система; аperiodическая устойчивость; Якобиан; производная неявной функции; утяжеление

About aperiodic steady-state stability limits researching

E.A. Gvozdenko, P.V. Legkokonets

«System Operator of the United Power System», Joint-stock Company

Moscow, Russian Federation

Abstract — Consider the possibility of finding a correspondence between the steady-state aperiodic stability limit of a complex electric power system (EES) and extremum (extrema) of some physical variable (variables). It is shown, that for power systems satisfying the conditions of coincidence the Jacobian of the EPS steady-state nodal power equations and the last term of the EPS characteristic equation the steady-state aperiodic stability limits have extreme nature, namely coincide with the extrema of the active powers of the stations and loads.

Keywords — power system; aperiodic steady-state stability; Jacobian; aggravation

Из курса статической устойчивости известно, что предел по аperiodической устойчивости простейшей ЭЭС «станция – электропередача – шины бесконечной мощности» соответствует экстремуму конкретной физической величины – активной мощности станции. Указанный факт делает понятие предела по аperiodической устойчивости простейшей ЭЭС менее абстрактным и более наглядным, и говорит об экстремальной природе этого понятия. Возникает закономерный вопрос о возможности обобщения указанного факта на случай сложных ЭЭС – имеет ли предел по аperiodической устойчивости в принципе «экстремальный» характер – а именно, соответствует ли он экстремуму какой-либо (каких-либо) физической величины (величин). Решение данного вопроса является важным с точки зрения прояснения природы понятия предела по аperiodической устойчивости. Поиску этого решения и посвящена настоящая статья.

Рассмотрим произвольную n -узловую ЭЭС, содержащую ШБМ и n_{Γ} генераторных узлов. Примем, что генераторы ЭЭС задаются уравнениями $U_{\Gamma} = \text{const}$.

Запишем систему уравнений установившегося режима указанной ЭЭС в форме баланса мощности:

$$\bar{W}_P(\bar{X}) = 0, \quad (1)$$

$$\bar{W}_Q(\bar{X}) = 0, \quad (2)$$

где \bar{X} – вектор размерности $2(n-1)-n_{\Gamma}$, компонентами которого являются углы напряжений в узлах, за исключением ШБМ, и напряжения в узлах, не являющихся ШБМ и генераторными узлами.

(1) – это $n-1$ уравнений баланса активной мощности в узлах ЭЭС, за исключением узла, являющегося ШБМ.

(2) – это $n-n_{\Gamma}-1$ уравнений баланса реактивной мощности в узлах, не являющихся ШБМ и генераторными узлами.

Будем искать предел по апериодической устойчивости рассматриваемой системы путём утяжеления исходного установившегося режима.

Математически процесс утяжеления записывается следующим образом:

$$\text{для генераторных узлов: } P_{\Gamma i} = P_{\Gamma i0} + \lambda_i t,$$

$$\text{для нагрузочных узлов: } P_{Hj} = P_{Hj0} + \lambda_j t,$$

где: $P_{\Gamma i0}, P_{Hj0}$ – активные мощности генераторов и нагрузок в исходном установившемся режиме,

λ – параметры, определяющие направление траектории утяжеления,

t – переменная, определяющая величину утяжеления.

Тогда систему уравнений (1) и (2) можно записать в виде:

$$\bar{W}(\bar{X}, t) = 0, \quad (3)$$

Система уравнений (3) содержит $N=2(n-1)-n_{\Gamma}$ уравнений и $N+1$ переменных, поэтому в соответствии с §208 [1] одну из этих переменных можно рассматривать, как независимую (например, δ_1), а саму систему уравнений (3) – как задание остальных N переменных в качестве неявных функций от независимой переменной ($t = t(\delta_1), \delta_2 = \delta_2(\delta_1)$ и т.д.).

Возьмем δ_1 в качестве независимой переменной. Определим производную функции $t = t(\delta_1)$ по δ_1 .

Для упрощения выкладок примем, что узлы в ЭЭС пронумерованы таким образом, что первыми n_{Γ} узлами являются генераторные узлы, а узел ШБМ имеет номер n .

Тогда в соответствии с §209 [1] искомая производная определяется путем решения следующей системы уравнений:

$$\frac{\partial W_1}{\partial \delta_1} + \frac{\partial W_1}{\partial t} \frac{\partial t}{\partial \delta_1} + \sum_{j=2}^{n-1} \frac{\partial W_1}{\partial \delta_j} \frac{\partial \delta_j}{\partial \delta_1} + \sum_{k=n_{\Gamma}+1}^{n-1} \frac{\partial W_1}{\partial U_k} \frac{\partial U_k}{\partial \delta_1} = 0$$

...

$$\frac{\partial W_N}{\partial \delta_1} + \frac{\partial W_N}{\partial t} \frac{\partial t}{\partial \delta_1} + \sum_{j=2}^{n-1} \frac{\partial W_N}{\partial \delta_j} \frac{\partial \delta_j}{\partial \delta_1} + \sum_{k=n_{\Gamma}+1}^{n-1} \frac{\partial W_N}{\partial U_k} \frac{\partial U_k}{\partial \delta_1} = 0$$

Отсюда $\partial t / \partial \delta_1 = -D_1 / D$, где:

$$D_1 = \begin{vmatrix} \partial W_1 / \partial \delta_1 & \dots & \partial W_1 / \partial U_{n-1} \\ \dots & \dots & \dots \\ \partial W_N / \partial \delta_1 & \dots & \partial W_N / \partial U_{n-1} \end{vmatrix}, \quad (4)$$

$$D = \begin{vmatrix} \partial W_1 / \partial t & \dots & \partial W_1 / \partial U_{n-1} \\ \dots & \dots & \dots \\ \partial W_N / \partial t & \dots & \partial W_N / \partial U_{n-1} \end{vmatrix}.$$

Из (4) видно, что D_1 равно якобиану $|\partial W / \partial X|$ системы уравнений установившегося режима рассматриваемой ЭЭС, т.е.:

$$\partial t / \partial \delta_1 = -|\partial W / \partial X| / D.$$

Примем, что при расчётах апериодической устойчивости рассматриваемой ЭЭС допустимо использовать те же статические характеристики нагрузки потребления, что и при расчётах установившихся режимов ЭЭС. Тогда согласно §5.1 [2] для рассматриваемой системы уравнений установившегося режима ЭЭС выполнены все условия соответствия знака якобиана знаку свободного члена характеристического уравнения ЭЭС. Соответственно при приближении к пределу по апериодической устойчивости величина $|\partial W / \partial X|$ будет стремиться к нулю. Тогда в предельном по апериодической устойчивости режиме: $\partial t / \partial \delta_1 = -D_1 / D = 0$.

Совершенно аналогично доказывается, что если в качестве независимой переменной взять любую другую компоненту x вектора \bar{X} , то в предельном по апериодической устойчивости режиме:

$$\partial t / \partial x = 0,$$

т.е. предельный по апериодической устойчивости режим соответствует экстремуму утяжеляемой переменной, а следовательно и экстремумам активных мощностей загружаемых/ разгружаемых при утяжелении станций и нагрузок потребления.

ВЫВОД:

Доказано, что предел по апериодической устойчивости ЭЭС, удовлетворяющей условиям соответствия знака якобиана уравнений установившегося режима знаку свободного члена характеристического уравнения ЭЭС, соответствует экстремуму утяжеляемой переменной (а, следовательно, и экстремумам активных мощностей загружаемых/ разгружаемых при утяжелении станций и нагрузок потребления).

Список литературы

- [1] Фихтенгольц Г.М. Курс дифференциального и интегрального исчисления. – М.: Государственное издательство физической и математической литературы, 1962. – 608 с.
- [2] Идельчик В.И. Расчёты установившихся режимов электрических систем. – М.: Энергия, 1977. – 192 с.

Реализация системы Автоматического Вторичного Регулирования Частоты и Мощности для Всережимного Моделирующего Комплекса на базе СК-2007

А. Петров

ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Томск, Россия

apsapetrov@gmail.com

В ТПУ для моделирования электрических режимов используется всережимный моделирующий комплекс (ВМК), который представляет собой многопроцессорную программно-техническую систему гибридного типа и предназначен для непрерывного и высокоточного моделирования в реальном времени всевозможных нормальных, аварийных и послеаварийных режимов. ВМК может работать автономно и информационно взаимодействовать с различными внешними программами. До настоящего времени для ВМК не была реализована система автоматического вторичного регулирования частоты и мощности (АВРЧМ).

В ходе данной работы был настроен двусторонний информационный обмен между сервером ВМК и оперативно-информационным комплексом СК-2007, написана сторонняя программа для СК-2007 реализующая алгоритм АВРЧМ. Созданная программа позволяет настраивать все необходимые параметры регулирования при помощи графического интерфейса, что позволяет использовать ее для решения различных учебных и научных задач.

Ключевые слова — Автоматическое Вторичное Регулирование Частоты и Мощности, Всережимный Моделирующий Комплекс

Implementation of Automatic Generation Control system for Hybrid Real Time Simulator based on СК-2007

A. Petrov

National Research Tomsk Polytechnic University

Tomsk, Russian Federation

apsapetrov@gmail.com

In TPU the Hybrid Real Time Simulator (HRTSim) is used to model electrical regimes in power systems. HRTSim is a multi-processor software-and-hardware system which is designed to model various steady state and transient regimes in real time. The complex can operate autonomously and interact with various external programs. To date, the Automatic Generation Control System has not been implemented for HRTSim.

In course of this work a two-way information exchange between СК-2007 and HRTSim has been set up, AGC was implemented as an external application for СК-2007. The program allows to easily adjust all the AGC parameters, which means that it is possible to use it for study and research tasks.

Key-words: Automatic Generation Control, Hybrid Real Time Simulator.

I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в Томском политехническом университете (ТПУ) для моделирования процессов, происходящих в энергосистемах, используется всережимный моделирующий комплекс (ВМК), автоматическое вторичное регулирование частоты в нем до настоящего времени не было реализовано. Система Автоматического регулирования частоты и мощности (АВРЧМ) позволит моделировать процессы, происходящие при вторичном регулировании частоты и мощности. Система АВРЧМ для ВМК должна быть воспроизведена по аналогии с системой, используемой в

ЕЭС России. Разработанная модель позволит моделировать реально существующую в России систему АВРЧМ в учебных и научных целях.

II. РЕАЛИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ АВРЧМ ДЛЯ ВМК НА БАЗЕ СК-2007

Система моделирования процесса и структуры АВРЧМ может быть достаточно достоверно реализована на базе двух программно-технических комплексов реального времени: ВМК и оперативно-информационного комплекса (ОИК) СК-2007. Первый играет роль объекта управления – энергосистемы, и обеспечивает связь с объектом через

специализированное клиентское приложение. Второй комплекс является основой для построения систем оперативного и технологического управления. Он собирает оперативную информацию с объекта управления, а также предоставляет необходимые инструменты для реализации сторонних модулей для последующей её обработки.

Всерезжимный моделирующий комплекс, разработанный в ТПУ представляет собой многопроцессорную программно-техническую систему гибридного типа. Он может работать автономно и информационно взаимодействовать с различными внешними программными и программно-техническими комплексами. Процессы моделируемой электроэнергетической системы воспроизводятся в реальном времени.

В ВМК возможно моделировать режим как с балансирующем узлом, где весь образовавшийся небаланс будет компенсироваться при помощи шины бесконечной мощности, так и без него, при этом частота в энергосистеме становится «плавающей», т.е. в установившемся режиме принимает значение необходимое для достижения баланса, в соответствии со статическими характеристиками генераторов и нагрузки. При этом сконфигурированные параметры электроустановок и автоматики, задающие динамические характеристики генераторов и нагрузок, определяют поведение модели энергосистемы и оборудования в переходных режимах.

Моделирование режима с «плавающей» частотой наиболее точно отражает процессы, происходящие в реальных энергосистемах, но для поддержания фиксированной частоты необходимо реализовывать автоматическое вторичное регулирование частоты и мощности. Реализовать систему АВРЧМ возможно, как модифицировав программное обеспечение ВМК, так и при помощи сторонних средств. Для того чтобы наиболее точно воспроизвести имеющуюся в России систему вторичного регулирования, выполним АВРЧМ как программную надстройку к программному комплексу СК-2007.

Для начала необходимо реализовать обмен информацией между двумя комплексами – СК-2007 и ВМК. Среди программного обеспечения ВМК есть программа для организации обмена информацией между ВМК и сторонними системами – OffsiteClient. Она представляет собой программный интерфейс для удаленного взаимодействия с сервером ВМК (извлечения и записи значений режимных параметров). Взаимодействие с конкретной внешней системой реализуется путем написания специальной подпрограммы для OffsiteClient.

А. Информационный обмен между СК-2007 и ВМК

На базе OffsiteClient, был настроен обмен информацией с ОИК СК-2007, в том числе обратный обмен СК-2007 – ВМК, позволяющий реализовать «телеуправление» генераторами внутри энергосистемы,

моделируемой в ВМК. В качестве интерфейса для обмена оперативной информацией с СК-2007 использовалась библиотека Компонента Доступа к Данным (КДД), входящая в поставку комплекса.

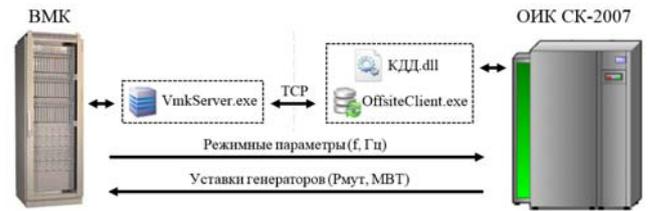


Рис. 1 – Схема обмена данными ВМК – ОИК СК-2007.

Библиотека позволяет записывать данные в СК-2007, а также «подписаться» на изменение значения ТИ/ТС, что необходимо при реализации «телеуправления».

В целях уменьшения трафика и загрузки серверов СК-2007 выполняется фильтрация оперативной информации, считываемой из ВМК: производится округление приходящего из ВМК параметра, обрезка по максимуму/минимуму и, если полученное значение отличается от предыдущего отправленного значения, то значение отправляется на сервер СК-2007. Сопоставление параметров в ВМК и в СК-2007 выполняется в виде таблиц соответствия в текстовых файлах VmkToOikParams.txt и OikToVmkParams.txt.

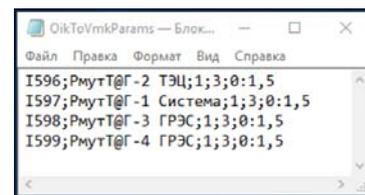


Рис. 2 – Примерное содержание файла OikToVmkParams.txt, VmkToOikParams.txt.



Рис. 3 – Структура строки в таблице соответствия.

На рисунке 4 проиллюстрирован обмен оперативной информацией между СК-2007 и ВМК, зеленым цветом выводятся системные сообщения, голубым сообщения о записи параметра из ОИК в ВМК (телеуправление), желтым – запись параметров из ВМК в ОИК (телеизмерения); сообщения об ошибках выводятся красным цветом.

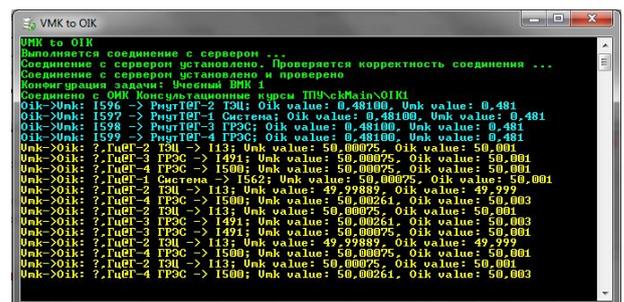


Рис. 4 – Обмен оперативной информацией между СК-2007 и ВМК.

В. АВРЧМ на базе СК-2007

Система АВРЧМ реализована как сторонняя программа для СК-2007, которая по сути является ПИ-регулятором, рассчитывающим необходимое значение генерируемой мощности, для поддержания баланса, при частоте 50 Гц. Полученное значение распределяется между генераторами, участвующими во вторичном регулировании частоты и записывается в СК-2007. При обновлении ТИ в СК-2007, с помощью OffsiteClient, значение автоматически отправляется на сервер ВМК, изменяя уставку по мощности моделируемых в ВМК генераторов.

Программа написана на C# с использованием .NET Framework 4.6.1. Считывание и запись информации из СК-2007 производится при помощи библиотеки КДД. При написании программы использовался объектно-ориентированный подход, форма приложения создана с использованием технологии WPF, обмен данными между объектами управления формы и экземплярами классов осуществляется при помощи механизма привязки Binding, а также, в целях предотвращения эффекта зависания графического интерфейса в момент передачи данных, использовались элементы асинхронного программирования, доступные в .NET Framework 4.5 и выше.

Все необходимые регулируемые параметры, участвующие в процессе работы АВРЧМ, вынесены на форму (рисунок 5), что позволяет настраивать работу системы под нужды конкретной задачи, а также использовать разработанную программу в учебных и научных целях.

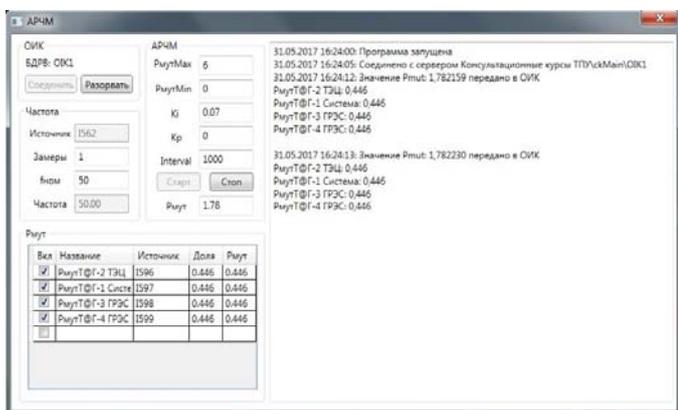


Рис. 5 – АВРЧМ для СК-2007.

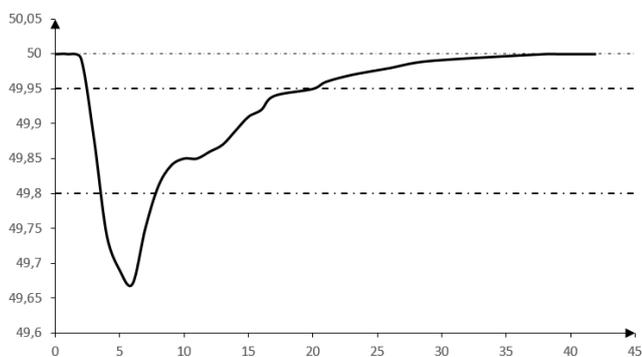


Рис. 6 – График изменения частоты при отключении нагрузки со включённой системе АВРЧМ.

При возникновении небаланса в системе, разработанная программа успешно восстанавливает частоту в энергосистеме, моделируемой в ВМК, до значения, заданного уставкой. Например, на рисунке 6, приведен график изменения частоты при возникновении небаланса в системе (коммутации нагрузки). Как видно из графика, значение частоты превысило допустимый в ЕЭС России предел $50 \pm 0,2$ Гц, но восстановилось до допустимого значения в $50 \pm 0,05$ Гц примерно за 20 секунд. Полученные результаты объясняются малой мощностью моделируемой в ВМК энергосистемы (даже небольшое изменение мощности нагрузки создает значительный относительный небаланс), что не позволяет в полной мере применять требования, описанные в ГОСТ Р 55890 – 2013 к моделируемой в ВМК энергосистеме.

III. ДАЛЬНЕЙШЕЕ РАЗВИТИЕ МОДЕЛИ СИСТЕМЫ АВРЧМ

Так как при написании системы АВРЧМ использовались принципы объектно-ориентированного программирования, возможно дальнейшее расширение функционала программы. Разработка системы в дальнейшем продолжится и будет направлена на модернизацию информационного обмена между СК-2007 и ВМК, расширение набора функций АВРЧМ и создание системы АВРЧМ на базе СК-11.

А. Модернизация информационного обмена между СК-2007 и ВМК

У описанного в параграфе II.A способа организации информационного обмена есть недостатки:

- OffsiteClient.exe должен быть запущен на компьютере с установленным комплексом СК-2007 (клиентской или серверной частью).
- Передача данных между VmkServer.exe и OffsiteClient.exe осуществляется по протоколу TCP (с гарантированной доставкой), что замедляет скорость обмена. К тому же для наиболее точного моделирования передачи реальной телеметрии, желательно моделировать возможность ее потерь и доставки в неправильном порядке.
- Фильтрация оперативной информации производится на сервере в подсети СК-2007, то есть уже после прохождения через локальную вычислительную сеть/интернет.
- Используемая библиотека КДД обладает меньшей гибкостью и быстродействием чем непосредственное соединение с Базой Данных Реального Времени (БДРВ).

Оптимальным решением, устраняющим описанные выше недостатки, будет создание двух независимых программ, работающих отдельно на сервере ВМК и на сервере СК-2007.

Программа, работающая на стороне ОИК, должна быть выполнена в виде программного модуля для СК-2007. Она запускается автоматически при старте СК-2007, при этом работоспособность ее контролируется Сервисом СК и при необходимости перезапускается. Вместо библиотеки КДД используется более низкоуровневая библиотека реализующая соединение с БДРВ.

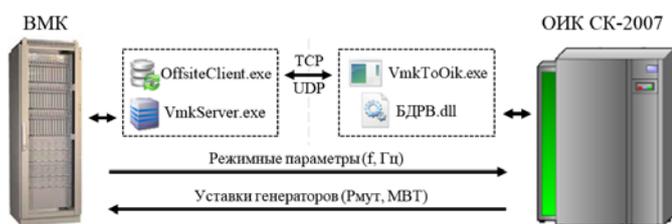


Рис. 7 – Схема обмена данными ВМК – ОИК СК-2007.

OffsiteClient.exe запускается вручную на сервере ВМК, считывает информацию из ВМК с заданным периодом времени, фильтрует её и отправляет на сервер ОИК по протоколу UDP или TCP (задается в настройках).

Графическая иллюстрация описанного выше способа информационного обмена изображена на рисунке 7. Доработка алгоритмов информационного обмена ВМК и СК-2007 позволит значительно увеличить скорость и надежность информационного обмена, а также снизит нагрузку на сеть.

В. Расширение набора функций АВРЧМ и клиент-серверная технология

В целях изучения принципов построения приложений использующих клиент-серверную архитектуру для СК-2007, а также для наиболее точного воспроизведения используемой в России системы АВРЧМ планируется разделение разработанной программы на клиентскую и серверную часть. Серверная часть запускается автоматически на сервере СК-2007 сервисом СК, который отслеживает ее работоспособность и в случае зависаний – перезапускает. Основная задача серверной части – расчет управляющих воздействий на основе данных о частоте, перетоках мощности, МДП, АДП, а также резерве электростанций по мощности. Функции конфигурации системы и мониторинга состояния вынесены в клиентскую часть, которая запускается вручную на автоматизированных рабочих местах (АРМ).

Также планируется расширение набора функций программы, например, возможна реализация следующих функций: визуализация процесса регулирования частоты в реальном времени, учет перетоков в сечениях при регулировании частоты. Расширение функциональности программы и ориентация на клиент-серверную технологию возможно одновременно с реализацией системы АВРЧМ на базе СК-11.)

С. АВРЧМ на базе СК-11

В настоящее время в Системном Операторе ЕЭС и в энергетической отрасли в целом идет переход на программное обеспечение, поддерживающие стандарт Common Information Model (CIM). Уже создана модель энергосистемы ЕЭС России и ведутся работы по ее уточнению. Планируется полный переход на СК-11, в основе которого положен стандарт CIM.

СК-11 представляет собой новое поколение автоматизированных систем управления производством, передачей и распределением электроэнергии. Основной особенностью СК-11 является использование стандарта CIM при описании всех энергетических и служебных объектов (в том числе настроек самой программы и сторонних объектов, которые пользователь может добавлять к уже существующим).

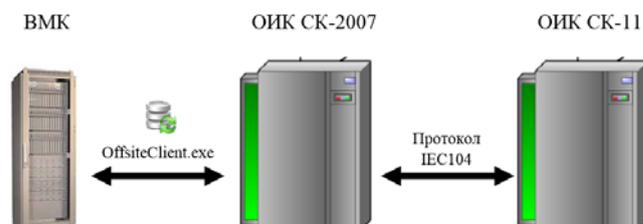


Рис. 8 – Обмен информацией ВМК – СК-2007 – СК-11

Поставлена задача реализации, описанной выше программы АВРЧМ на СК-11, при этом должно быть разработано минимально необходимое CIM описание системы АВРЧМ в целях расширения стандартной объектной базы СК-11.

Для того чтобы передать значения режимных параметров в СК-11, был реализован межмашинный обмен по протоколу IEC104 между серверами СК-11 и СК-2007. Схема обмена данными ВМК – СК-2007 – СК-11 изображена на рисунке 8.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данной работы был настроен двусторонний информационный обмен между сервером ВМК и оперативно-информационным комплексом СК-2007 путем расширения функционала программы OffsiteClient, входящей в комплект программного обеспечения для ВМК; в целях организации обмена информацией между СК-11 и ВМК настроен межмашинный обмен между серверами ОИК. Написана сторонняя программа для СК-2007 реализующая алгоритм АВРЧМ. Созданная программа позволяет настраивать все необходимые параметры регулирования при помощи графического интерфейса, что позволяет использовать ее для решения различных учебных и научных задач.

Так как при написании программы использовались принципы объектно-ориентированного программирования, функционал программы в дальнейшем можно расширять, в том числе возможна реализация функций учета перетоков по сечениям при регулировании частоты, а также визуализация процесса регулирования. Следующим этапом выполнения научной работы будет создание аналогичной программы для СК-11, при этом будут созданы и добавлены в базу данных СК-11 CIM модели объектов, необходимые для реализации программы, а взаимодействие с ними будет производиться при помощи API, предоставляемым СК-11.

Список литературы

- [1] Стандарт ОАО «СО ЕЭС». Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования. СТО 59012820.27.100.003-2012. Утвержден и введен в действие 05.12.2012 (с изменениями от 29.07.2014).
- [2] ГОСТ Р 55890 – 2013. Оперативно-диспетчерское управление регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования. - М.: Стандартинформ, 2014. – 41 с.
- [3] Монитор Электрик, официальный сайт [Электронный ресурс] // URL: <http://www.monitel.ru/> (дата обращения: 10.05.2017).
- [4] Оперативно-информационный комплекс СК-2007С, Руководство по эксплуатации ЗАО «Монитор Электрик», 2013. Системный оператор Единой энергетической системы [Электронный ресурс] // URL: <http://so-ups.ru/> (дата обращения: 10.05.2017).

Применение нормированной интегральной оценки удельной синхронизирующей мощности синхронной машины для количественной оценки ее синхронизирующего действия в ходе низкочастотных колебаний

П.Ю. Коваленко, А.С. Бердин, Д.А. Санников

Кафедра Автоматизированные электрические системы, Уральский энергетический институт,
Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина
Екатеринбург, Россия
pkovalenko@urfu.ru

Аннотация — Динамику развития низкочастотных колебаний в электроэнергетической системе, будь то демпфирование или нарастание амплитуды, определяют демпферные свойства синхронных машин, которые, в свою очередь, зависят от активного регулирования. Для выявления некорректных действий систем регулирования машин на основе их численной оценки предложено использование удельной синхронизирующей мощности синхронной машины и ее нормированной интегральной оценки. Для расчета удельной синхронизирующей мощности машины необходимы данные о ее угле нагрузки. В статье представлено подробное описание метода оценки синхронизирующего действия синхронной машины во время низкочастотных колебаний. Применение метода оценки участия машины в колебаниях на основе удельной синхронизирующей мощности позволит улучшить управляемость энергосистемы и своевременно детектировать некорректные действия систем регулирования машин.

Ключевые слова — низкочастотные колебания; синхронная машина; удельная синхронизирующая мощность; регулятор возбуждения; АРВ; системный стабилизатор; PSS

The concept of synchronous machine synchronizing power normalized aggregated estimate for evaluating the machines controllers behavior during low-frequency oscillations

Pavel Kovalenko, Alexander Berdin, Danil Sannikov

Automated Electrical Systems Dept., Ural Federal University named after the First President of Russia B.N. Yeltsin
Yekaterinburg, Russia
pkovalenko@urfu.ru

Abstract — The dynamics of low-frequency oscillations in power system, be it damping or development with the corresponding magnitude increase, is defined by the synchronous machines damping capabilities, which are, in turn, dependent upon machines control. It is proposed to utilize the concept of synchronous machine synchronizing power and its normalized aggregated estimate in order to detect improper controllers behavior based on its quantitative evaluation. A synchronous machine synchronizing power is derived from its load angle. The paper presents the detailed description of a method for evaluating a synchronous machine synchronization capability properties during low-frequency oscillations. Application of a synchronous machine synchronization capability properties evaluation based on its synchronizing power will allow to improve the power system controllability and timely detect the machines control system misoperation or fault.

Keywords — low-frequency oscillations; synchronous machine; synchronizing power; excitation controller; PSS

I. ВВЕДЕНИЕ

Низкочастотные колебания (НЧК) параметров электрического режима (ПЭР) представляют угрозу

устойчивости работы и надежности электроэнергетических систем (ЭЭС) по всему миру [1–4]. Их наличие вынуждает значительно снижать допустимые перетоки мощности вследствие чего ухудшаются

экономические показатели при условии обеспечения необходимого уровня надежности [5].

Проблема НЧК известна на протяжении многих лет, в отечественной практике это явление получило название «синхронные качания»; однако в последние годы с активизацией работ в этой области, обусловленной повсеместным внедрением систем синхронизированных векторных измерений [1–6], в обиход в исследовательской среде вошел именно термин «низкочастотные колебания». НЧК присущи любой энергосистеме – они появляются и развиваются в результате незначительных колебаний нагрузки и возмущений, например, отключений генераторов или линий электропередачи (ЛЭП). НЧК ПЭР в ходе электромеханических переходных процессов (ЭМП) в энергосистемах возникают, как правило, в результате возникновения существенного небаланса мощности в энергоузле или энергорайоне. К основным факторам, способствующим развитию НЧК, относятся приближение режима к пределу по устойчивости в сечениях и некорректная настройка системных регуляторов (автоматический регулятор возбуждения, АРВ и автоматический регулятор скорости вращения, АРСВ). Несвоевременная идентификация НЧК и отсутствие мер, направленных на их демпфирование, могут привести к нарушению устойчивости работы ЭЭС [7], повреждению оборудования в результате перехода синхронных качаний в асинхронный ход и др. [8].

Результат незначительного изменения нагрузки может различаться для малоамплитудных колебаний, существующих в нормальном режиме на протяжении длительного времени и считающихся допустимыми, и слабодемпфированных колебаний, развитие которых может привести к нарушению устойчивости. Постоянный рост межсистемных перетоков мощности приводит к тому, что межзональные НЧК становятся слабозатухающими, незатухающими или нарастающими, что представляет угрозу для функционирования ЭЭС.

Малые НЧК синхронных генераторов (СГ) электрических станций имеют место постоянно из-за непрерывного возникновения незначительных небалансов мощностей электропотребления и генерации, они эффективно демпфируются и не вызывают опасений. При возникновении значительных небалансов мощности в энергосистемах возникают циклические ЭМП, сопровождающиеся отклонениями частоты электрического тока от номинальной на величину свыше 0,05 Гц. В таких ситуациях крайне важной становится оперативная идентификация НЧК для мониторинга эффективности демпферных свойств каждого генератора, в значительной степени определяемых настройками установленных системных регуляторов. Мониторинг демпферных свойств системы в целом и каждой синхронной машины (СМ) необходим для выявления причин НЧК и внесения корректировок в действия регуляторов в дальнейшем.

II. Понятие удельной синхронизирующей мощности синхронной машины и ее нормированной интегральной оценки

При внезапных изменениях нагрузки СМ и, соответственно, изменении угла нагрузки θ синхронизацию ротора (т.е. установление синхронной

скорости его вращения) характеризуют удельный синхронизирующий момент $\partial M / \partial \theta$ и, соответственно, удельная синхронизирующая мощность (УСМ) $\partial P / \partial \theta$ [9, 10].

В качестве меры синхронизирующего действия СМ предложено использовать интегральную величину ее УСМ, характеризующую величину энергии, затраченной генератором на противодействие изменению мгновенной скорости вращения ротора, на интервале времени ЭМП или цикла электромеханических колебаний [11, 12], названную нормированной интегральной оценкой (НИО) УСМ.

Величина НИО УСМ в течение цикла колебаний (при $|\omega_p(t) - \omega_n| < \Delta\omega_{\text{доп.откл.}}$, где ω_p – угловая скорость вращения ротора, ω_n – номинальная угловая скорость, а $\Delta\omega_{\text{доп.откл.}}$ – величина зоны нечувствительности АРСВ) определяется выражением

$$W_{\text{ци}} = \sqrt{\sum_{t_{\text{ни}}}^{t_{\text{ки}}} (P_c(t) - P_c^0)^2}, \quad (1)$$

где $W_{\text{ци}}$ – НИО УСМ в течение цикла НЧК, $t_{\text{ни}}$ и $t_{\text{ки}}$ – время начала и конца цикла колебаний, соответственно, $P_c(t)$ – УСМ в момент времени t , P_c^0 – УСМ в доаварийном режиме.

Тогда НИО УСМ на интервале времени существования колебаний будет определена как сумма аналогичных показателей, соответствующих всем циклам колебаний.

КПД мощных гидро- и турбогенераторов достигает 0,97–0,99 [9], поэтому, если пренебречь потерями на гистерезис и вихревые токи в ферромагнитном магнитопроводе и электрическими потерями в обмотке якоря, можно принять допущение о равенстве электромагнитной и активной мощностей СМ $P_{\text{эм}} = P$. Тогда при наличии измерений его активной мощности и угла нагрузки УСМ $P_c(t)$ можно определить для произвольного момента времени t согласно формуле

$$P_c(t) = \partial P_{\text{эм}} / \partial \theta. \quad (2)$$

Важно отметить, что синхронизирующие свойства СМ в ходе НЧК определяются [13]:

- конструкцией СМ – наличием и параметрами замкнутых контуров на роторе, в том числе демпферной обмотки, конструкцией системы возбуждения;
- механической инерционной составляющей;
- настройками регуляторов СМ (АРВ и АРСВ);
- исходным установившимся режимом, относительно которого происходят колебания;
- частотой колебаний;
- характеристиками связи СМ с системой.

Влияние АРСВ турбины на $P_c(t)$ определяется отклонением $\omega_p(t)$ от номинального

значения $(\omega_p(t) - \omega_n)$. Если эта величина находится в пределах зоны нечувствительности регулятора ($|\omega_p(t) - \omega_n| < \Delta\omega_{\text{доп.откл.}}$), то можно считать, что механический момент на валу СМ $M_T(t)$ не меняется и не влияет на $P_c(t)$. Однако в противном случае его влияние может оказаться существенным.

Действие АРВ СМ заключается в изменении $P_{эм}(t)$, его можно определить при наличии измерений тока возбуждения $I_f(t)$ и векторов напряжения $\dot{U}_{ст}(t)$ и тока $\dot{I}_{ст}(t)$ статора:

$$I_f(t) \rightarrow \dot{U}_{ст}(t) \times \dot{I}_{ст}(t) \rightarrow P_{эм}(t). \quad (3)$$

При корректной работе систем регулирования синхронизирующее действие СМ заключается в препятствовании изменению электрической синхронной частоты за счет приложения синхронизирующего момента, действующего на уменьшение скольжения СМ. Однако ввиду того, что синхронизирующее действие СМ зависит не только от регуляторов [13], очевидно, что возможны ситуации, когда демпфирование НЧК может оказаться эффективным вопреки неоптимальным управляющим воздействиям.

III. АНАЛИЗ СИНХРОНИЗИРУЮЩЕГО ДЕЙСТВИЯ СИНХРОННЫХ МАШИН В ХОДЕ КОЛЕБАНИЙ НА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Для анализа синхронизирующего действия СМ в ходе НЧК рассмотрено возмущение в тестовой энергосистеме, включающей два полностью симметричных энергорайона, связанных двумя ЛЭП 230 кВ длиной 220 км каждая. Она была разработана в [14] специально для изучения явления электромеханических НЧК в крупных объединенных энергосистемах. Несмотря на компактность, в ней предельно точно повторяется поведение существующих энергосистем.

В каждом энергорайоне установлено по два идентичных турбогенератора номинальной полной мощностью 900 МВА, выдающие электроэнергию на напряжении 20 кВ. СГ обладают идентичными параметрами, за исключением постоянных времени, которые равны $H_1 = 6,5$ с в энергорайоне 1 и $H_2 = 6,175$ с в энергорайоне 2 [15]. Все генераторные блоки оснащены одинаковыми АРСВ и быстродействующими АРВ (коэффициент усиления 200). Дополнительные системные стабилизаторы (*Power System Stabilizers – PSS*) также установлены на всех блоках и воздействуют на системные регуляторы с целью демпфирования НЧК. Нагрузка представлена постоянными полными сопротивлениями и распределена между энергорайонами таким образом, чтобы переток из первого энергорайона во второй составлял 413 МВт. Поскольку натуральная мощность каждой линии составляет порядка 140 МВт, исходный установившийся режим работы системы является довольно тяжелым. Потокораспределение в нормальном режиме, рассчитанное с принятием генератора М2 в качестве балансирующего, таково, что все СГ вырабатывают около 700 МВт каждый. Модель энергосистемы сформирована в ПК *Simulink*, параметры

работы СГ в исходном установившемся режиме показаны в таблице I.

Таблица I. ПАРАМЕТРЫ РАБОТЫ СГ В ИСХОДНОМ УСТАНОВИВШЕМСЯ РЕЖИМЕ

Параметры	Значения			
	СГ 1	СГ 2	СГ 3	СГ 4
Активная мощность, МВт	698,20	699,43	717,20	698,20
Реактивная мощность, МВар	7,77	32,93	-6,18	-1,04
Угол нагрузки, эл. градус	48,34	47,21	49,55	48,76

Рассмотрено короткое замыкание в середине ЛЭП 1, отключаемое через 0,05 с выключателями на обеих сторонах ЛЭП, с последующим успешным автоматическим повторным включением через 0,5 с после отключения. Описанное возмущение было повторено для следующих ситуаций:

- PSS всех СГ включены и работают нормально;
- PSS СГ 1 выведен;
- PSS всех СГ включены, но в модели PSS СГ 1 задан отрицательный коэффициент усиления ($Gain_{PSS1} = -15$), то есть стабилизатор действует на «раскачивание» колебаний;
- PSS СГ 2 выведен;
- PSS всех СГ включены, но в модели PSS СГ 2 задан отрицательный коэффициент усиления ($Gain_{PSS2} = -15$), то есть стабилизатор действует на «раскачивание» колебаний;
- PSS СГ 3 выведен;
- PSS всех СГ включены, но в модели PSS СГ 3 задан отрицательный коэффициент усиления ($Gain_{PSS3} = -15$), то есть стабилизатор действует на «раскачивание» колебаний;
- PSS СГ 4 выведен;
- PSS всех СГ включены, но в модели PSS СГ 4 задан отрицательный коэффициент усиления ($Gain_{PSS4} = -15$), то есть стабилизатор действует на «раскачивание» колебаний.

Полученные в результате моделирования графики изменения активной мощности СГ представлены на рисунке 1, угла нагрузки СГ – на рисунке 2, в качестве примера показаны ситуации отключения и действия на «раскачивание» PSS СГ 3.

При моделировании возмущения в условиях нормальной работы PSS всех генераторов возникшие НЧК эффективно демпфируются. В ситуации отключения PSS отдельных СГ продолжительность НЧК увеличивается, но эффективное действие PSS остальных СГ приводит к их демпфированию. Продолжительность НЧК незначительно увеличивается в случае заведомо ошибочной настройки PSS СГ 1 и СГ 2 в избыточном по активной мощности энергорайоне 1. Однако в дефицитном энергорайоне 2 задание отрицательного коэффициента усиления PSS СГ 3 и СГ 4, определяющее их действие «на раскачивание», приводит к возникновению незатухающих НЧК. Расчетные значения НИО УСМ СМ для всех рассмотренных случаев сведены в таблицу II.

Как видно, НИО УСМ всех СГ в случае вывода PSS оказывается ниже, чем аналогичный показатель для остальных СГ, кроме СГ 2. При ошибочной настройке PSS

всех СГ НИО их УСМ оказывается существенно ниже аналогичного показателя для остальных СГ.

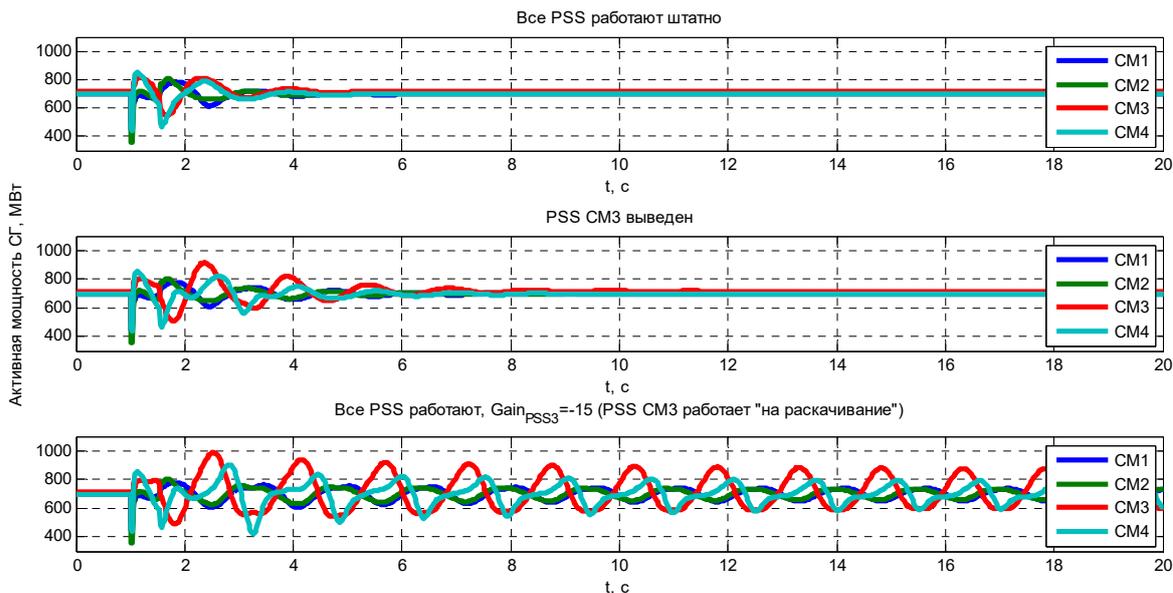


Рис. 1. Графики активной мощности СГ в ходе рассмотренного возмущения

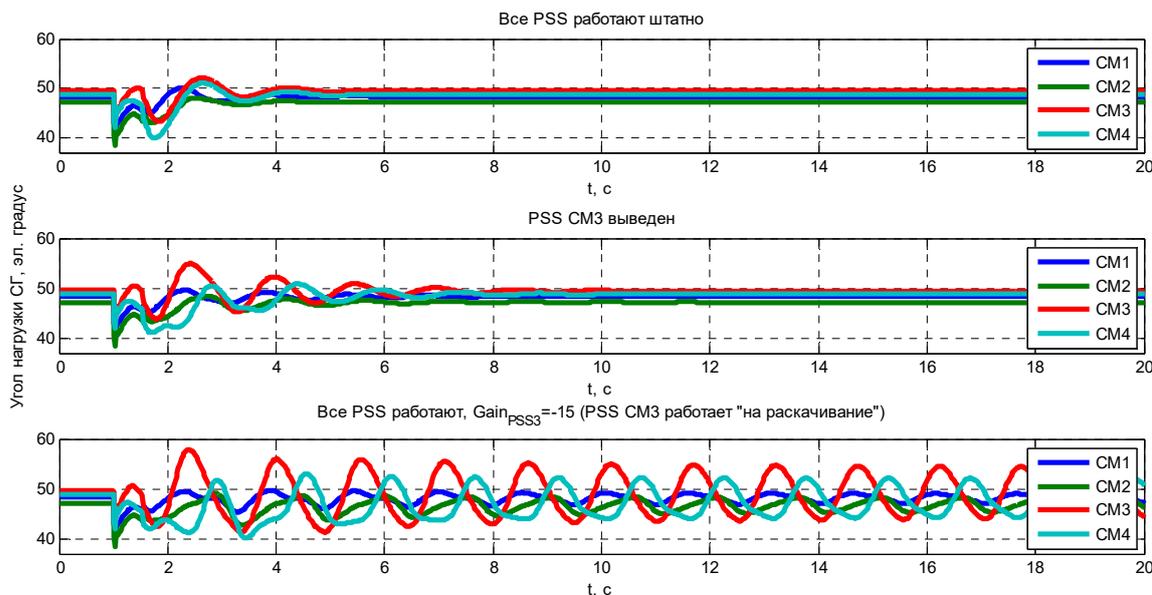


Рис. 2. Графики угла нагрузки СГ в ходе рассмотренного возмущения

Таблица II. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА НИО УСМ СМ

Параметры	Значения			
	СГ 1	СГ 2	СГ 3	СГ 4
PSS всех СГ включены и работают нормально	13,70	17,73	13,92	18,22
PSS СГ 1 выведен	12,60	24,64	15,82	20,51
PSS всех СГ включены, для PSS СГ 1 задан отрицательный коэффициент усиления	13,88	31,47	18,31	22,78
PSS СГ 2 выведен	19,29	17,13	16,01	21,09
PSS всех СГ включены, для PSS СГ 2 задан	24,07	17,03	18,21	23,65

Параметры	Значения			
	СГ 1	СГ 2	СГ 3	СГ 4
отрицательный коэффициент усиления				
PSS СГ 3 выведен	14,91	18,19	10,41	24,01
PSS всех СГ включены, для PSS СГ 3 задан отрицательный коэффициент усиления	28,57	30,94	16,23	51,96
PSS СГ 4 выведен	14,71	18,04	19,11	11,61
PSS всех СГ включены, для PSS СГ 4 задан отрицательный коэффициент усиления	19,48	21,97	29,55	13,86

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, установлена целесообразность применения НИО УСМ в качестве индикатора для оценки эффективности синхронизирующего действия СМ в ходе НЧК. Важно отметить, что синхронизирующее действие СМ обусловлено не только управляющими воздействиями системы регулирования, а также ее принципиальными и конструктивными особенностями, а также схемно-режимными условиями. За счет этого разница НИО УСМ оказывается наиболее показательна в случае сравнения эффективности действия однотипных или конструктивно схожих СМ, работающих на общие шины или расположенных максимально близко друг к другу с позиции электрического расстояния.

Предполагается реализация данного метода в составе системы мониторинга системных регуляторов (СМСР). Основной функцией СМСР [16] является своевременное выявление незатухающих НЧК в эксплуатационных и аварийных режимах работы энергосистемы с определением генератора, являющегося их источником. Алгоритмы СМСР на сегодняшний день позволяют идентифицировать характерные неисправности в системе возбуждения генератора: отсутствие или несвоевременный ввод форсировки возбуждения, преждевременное снятие форсировки возбуждения при наличии возможности ее продолжения, некорректность работы ограничителя минимального и максимального токов возбуждения.

Список литературы

- [1] Jones, K.D., Cano, E.B., Chen, H., Robinson, F., Thomas K. Strategies for success with synchrophasors. IEEE Power&Energy, т. 12 сентябрь/октябрь 2015.
- [2] Sattinger, W., Gianuzzi, G. Monitoring continental Europe. IEEE Power&Energy, т. 12 сентябрь/октябрь 2015.
- [3] Soone, S.K., Agrawal, V.K., Agrawal, P.K., Narasimhan, S.R., Thomas, M.S. The view from the wide side. IEEE Power&Energy, т. 12 сентябрь/октябрь 2015.
- [4] Lu, C., Shi, B., Sun, H. Advancing China's smart grid. IEEE Power&Energy, т. 12 сентябрь/октябрь 2015.
- [5] Аюев, Б.И. Методы и модели эффективного управления режимами Единой электроэнергетической системы России. – Екатеринбург, Дисс. докт. техн. наук, 2008.
- [6] Аюев, Б.И. О системе мониторинга переходных режимов. Энергорынок, №2, 2006.
- [7] Farmer, R.G. Power System Dynamics and Stability. Arizona State University, 2001.
- [8] Шульгинов, Н.Г., Кошеев, Л.А., Жуков, А.В., Демчук, А.Т. Повышение эксплуатационной надежности ЕЭС России средствами противоаварийного автоматического управления. – Материалы 43 сессии СИГРЭ, 2010.
- [9] Иванов-Смоленский, А.В. Электрические машины. 2-е изд. – Москва: Издательство МЭИ, 2004.
- [10] Прохоров, С.Г., Хуснутдинов, Р.А. Электрические машины. – Казань: Издательство Казанского государственного технического университета, 2002.
- [11] Захаров, Ю.П. Идентификация низкочастотных колебаний в электроэнергетической системе и оценка участия синхронного генератора в их демпфировании. – Екатеринбург, Дисс. канд. техн. наук, 2008.
- [12] Berdin, A.S., Zakharov, Y.P., Kovalenko, P.Y. Estimation of synchronous generator participation in low-frequency oscillations damping based on synchronized phasor measurements. WIT Transactions on Ecology and the Environment т. 190: Energy Production and Management in the 21st Century, т. 1, с. 319–325, WIT Press, 2014.
- [13] Веников, В.А., Литкенс, И.В., Пуго, В.И. Демпферные коэффициенты. – Москва: Издательство МЭИ, 1979.
- [14] Kundur, P. Power System Stability and Control. McGraw-Hill Professional, 1994.
- [15] Klein, M., Rogers, G.J., Moorty, S., Kundur, P. Analytical investigation of factors influencing PSS performance. IEEE Transactions on Energy Conversion, т. 7, № 3, сентябрь 1992.
- [16] Герасимов, А.С., Есипович, А.Х., Шескин, Е.Б., Штефка, Й., Жуков, А.В., Негреев, А.П. Результаты комплексных испытаний и опытной эксплуатации пилотной системы мониторинга системных регуляторов. – Сборник докладов 4-й Международной научно-технической конференции CIGRE «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем», Екатеринбург, 2013.

Анализ и расчет надежности распределительных электрических сетей

Э.Ф. Хакимзянов^{1,2}, Р.Ф. Газетдинов¹, А.П. Лупин¹, А.М. Туитяров², Д.Р. Ишмухаметова², К.Ф. Агзамов²

¹ООО ИЦ «ЭнергоРазвитие», ²ФГБОУ ВО "Казанский государственный энергетический университет"

Казань, Россия

E-mail: hakimzyanov@energo-razvitie.ru

Аннотация — В статье представлены основные возможности программного продукта PSS Sincal (Siemens PTI), результаты моделирования которого могут быть применены для комплексного анализа надежности электроснабжения потребителей электрических сетей разного класса напряжения. Приведено моделирование нормального (установившегося) и аварийного режимов работы фрагмента распределительной электрической сети г. Казань.

Ключевые слова — моделирование, установившийся и аварийный режимы работы электроэнергетической системы, распределительные электрические сети

Analysis and calculation of reliability Distribution electric networks

E.F. Khakimzyanov^{1,2}, R.F. Gazetdinov¹, A.P. Lupin¹, A.M. Tuityarov², D.R. Ishmukhametova², K.F. Agzamov²

¹Engineering Center «EnergoRazvitie», ² Kazan State Power Engineering University

Kazan, Russia Federation

E-mail: hakimzyanov@energo-razvitie.ru

Abstract — The article presents the main features of PSS Sincal (Siemens PTI) software product, the simulation results of which can be applied for complex analysis of reliability of power supply to consumers of electrical networks of different voltage classes. The modeling of the normal (steady-state) and emergency operation modes of the fragment of the distribution network is given.

Keywords — Simulation, steady-state and emergency operation of the electric power system, distribution electric networks.

I. ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетическая система характеризуется большой сложностью как системообразующих, так и распределительных сетей. При управлении функционированием сетей необходимо знать такие параметры установившихся электрических режимов как: токи и потоки мощностей, напряжения узлов сети, потери мощности, токи короткого замыкания в элементах электрических сетей. В настоящее время, как правило, такие расчеты выполняются автоматически с применением современных программных средств, среди множества которых необходимо выделить многофункциональный программный продукт компании «Siemens Power Technologies International» (Siemens PTI) PSS@SINCAL [1].

Учитывая необходимость в соответствии к требованиям надежности энергоснабжения, расширение сложных энергетических сетей, увеличение нагрузок в перспективе, требуется внедрение высокоэффективных

программных средств для модернизации устаревших и проектирования новых систем электроснабжения.

Программный комплекс PSS@SINCAL является современным средством для решения ключевых вопросов надежности энергосистем, включая комплексный анализ последствий аварийных нарушений, расчет каскадных аварий, расчеты вероятностных показателей надежности, расчеты пропускной способности, анализ устойчивости по напряжению, необходимые ресурсы реактивной мощности, оценка воздействия на энергосистему, анализ предельных ситуаций.

II. СРЕДА PSS@SINCAL

В Модули PSS@SINCAL обеспечивают расширенный функционал для расчета и оптимизации электрических сетей высокого и среднего напряжения. Доступны такие средства как: определение оптимальной схемы соединений, оптимизация потокораспределения, оптимизация компенсации, сложные повреждения, анализ последствий аварий, вспомогательные функции для задач планирования сети.

На базе указанного программного комплекса возможно проведение оценки экономичности и надежности разрабатываемых сценариев развития сети с использованием модулей расчета стоимости капиталовложений и учета профилей нагрузки. Программа формирует технический отчет с предоставлением основных показателей надежности сети: Saidd (среднее время неплановых перерывов электроснабжения потребителей), и Saifi (средняя частота отключений перерывов электроснабжения потребителей), основанных на международных стандартах, по которым в ближайшем будущем будет оцениваться деятельность электросетевых организаций.

ООО ИЦ «ЭнергоРазвитие» (г. Казань) является ведущей компанией Республики Татарстан, оказывающей услуги по внедрению технологии Smart Grid в ОАО «Сетевая компания». Выбор участков электрических сетей для внедрения элементов Smart Grid принимается на основе комплексной оценки надежности электроснабжения потребителей программным продуктом PSS@SINCAL. Для примера на рис. 1 представлен фрагмент схемы электрической сети напряжением 10 кВ г. Казань.

В настоящее время был выполнен комплекс расчетов установившегося режима (по летним и зимним замерам нагрузок) и аварийных режимов (междуфазные повреждения, замыкания на землю), показателей надежности Saidd, Saifi в распределительной электрической сети г. Казани, состоящей из более 4000 узлов (подстанции высокого напряжения, распределительные и трансформаторные подстанции 6(10)/0,4 кВ).

Расчеты установившегося режима проводятся методом Ньютона-Рафсона, результаты которого можно представить как в табличном, так и в цветовом виде. На рис. 2 представлен результат расчета установившегося режима моделируемой сети в виде эпюр отклонений напряжения.

По итогам проведения расчетов установившегося режима г. Казани были выявлены потенциально «узкие» участки в каждом из районных электрических сетей [2]. Требованием проводимой работы является разработка технических рекомендаций по повышению надежности электроснабжения потребителей в городской сети. Среди предлагаемых технических решений стоит отметить рекомендации по замене воздушных линий на СИП-кабели, строительство новых участков ЛЭП, установка пунктов автоматического регулирования напряжения.

Одновременно с расчетами отклонений напряжения в установившемся режиме программный продукт позволяет оценить рабочие токи, протекающие по ветвям схемы и оценить пропускную способность линий электропередач. Согласно результатам расчета, ток, протекающий по кабельной линии ПС–ТП1 (1-я цепь) (АСБ-10, 3x150), равен 270 А, что составляет 80% от значения длительного допустимого тока. Поскольку максимальная передаваемая мощность по ЛЭП ограничивается значением длительно допустимого тока, то коэффициент запаса по мощности данного участка сети составляет всего 20%.

Учитывая, что представленная ветвь ПС–ТП1 является питающей линией прилегающей радиальной сети, а также предполагаемый рост нагрузок в перспективе, выводом к данным расчетам является замена кабельной линии на линию с более высокой пропускной способностью или прокладка второй нити.

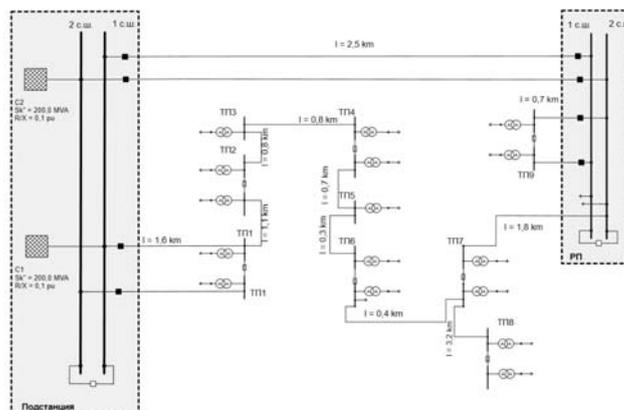


Рис. 1. Фрагмент моделируемой электрической сети 10 кВ г. Казань

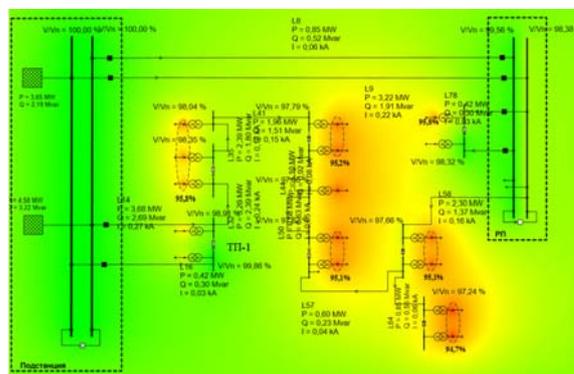


Рис. 2. Расчет установившегося режима фрагмента электрической сети 10 кВ г. Казань

Программа PSS@SINCAL позволяет проводить расчеты аварийных режимов любой сложности, включая однофазные и двойные замыкания на землю в сетях с разными типами заземления нейтрали, проверять степень согласования устройств релейной защиты, используемых в сети.

III. Выводы

Таким образом, ООО «ИЦ «ЭнергоРазвитие» (г. Казань) провело исследование и анализ режимов работы распределительной электрической сети г. Казани с указанием потенциально «узких» участков с разработкой технических мероприятий по повышению надежности. Для выполнения данной задачи был использован программный комплекс PSS SINCAL, результаты расчетов которого могут быть использованы при проектировании сетей нового поколения (Smart Grid).

Список литературы

- [1] Решения Siemens PTI [Электронный ресурс]: <http://smart-grid.siemens.ru/solutions/>.
- [2] ГОСТ 523144-2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

Использование технологий машинного обучения для выявления асинхронного режима

С.В. Власов
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга
Пятигорск, Россия
E-mail: vlasovsergeyru@gmail.com

Аннотация

Асинхронный режим – крайне опасное явление в энергосистеме, его скорейшее и надежное выявление для ликвидации крайне важная задача. Технологии машинного обучения позволяют создать алгоритмы, способные выявлять асинхронный режим. Преимуществом программ созданных на основе машинного обучения является работа с сильно зашумленными данными.

Ключевые слова: противоаварийная автоматика, асинхронные режимы, машинное обучение.

The use of machine-learning techniques to identify the asynchronous mode

S.V. Vlasov
The branch of JSC "SO UES" ODU of the South
Pyatigorsk, Russia
E-mail: vlasovsergeyru@gmail.com

Abstract

Asynchronous mode is a very dangerous phenomenon in the power system, its early and reliable detection to eliminate extremely important task. Machine learning technology enables to create algorithms that can detect an asynchronous mode. The advantage of the software created on the basis of machine learning is to work with noisy data

Key-words: Emergency control, asynchronous modes, machine learning

I. ВВЕДЕНИЕ

Асинхронный режим в энергосистеме представляет большую угрозу для оборудования и энергосистемы в целом. При нарушении параллельной работы электростанций и энергосистем происходит нарушение энергоснабжения потребителей. Поэтому очень важным является скорейшее выявление и ликвидация асинхронного режима. Сегодня очень активно развиваются технологии машинного обучения, преимуществом этих технологий является возможность работы с сильно зашумленными данными что позволяет повысить надежность выявления аварийных режимов. Рассмотрим применение многослойного перцептрона для выявления асинхронного режима.

II. СТРУКТУРА ПЕРЦЕПТРОНА

Перцептрон состоит из 3-х слоев: входной (№1), скрытый(№2) и выходной(№3). Входной слой это одномерная матрица состоящая из 20 элементов, скрытый слой – одномерная матрица из 10 элементов, и выходной слой - один элемент. Каждый элемент входного слоя имеет с каждым элементом скрытого слоя связь для

распространения сигнала, а также каждый элемент скрытого слоя имеет связь с элементом выходного слоя.

Эти связи называются «весовые коэффициенты синаптических связей». Эти связи образуют двумерную матрицу весовых коэффициентов между слоями №1 и №2 размера 20*10 и одномерную матрицу между слоями №2 и №3 размера 10*1. Каждый элемент слоев является пороговым, поступающий в него входной сигнал, для получения выходного сигнала, преобразуется (активируется) с помощью S-образной нелинейной функции сигмоида(1)

$$f(x) = \frac{1}{1 + e^{-x}} \quad (1)$$

III. РАБОТА ПЕРЦЕПТРОНА

A. Прямое распространение сигнала

Структура перцептрона представлена на рис. 1. Процесс обработки информации о текущем режиме работы энергосистемы в перцептроне состоит в прямом

распространении матрицы входных сигналов сначала через первый слой в котором значения матрицы

через соответствующий весовой коэффициент, $\frac{df}{dX_j}$ - дифференциал функции активации по входному сигналу, X_i - выходной сигнал предыдущего слоя.

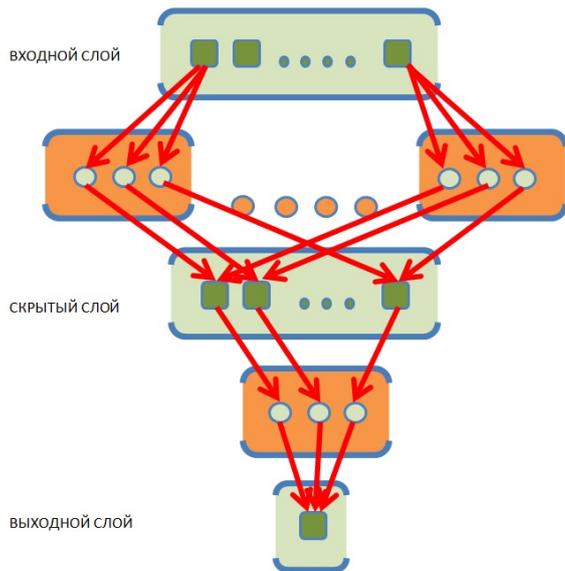


Рис. 1. Структура перцептрона

становятся элементами входного слоя, активации этой матрицы. Матрица входных сигналов слоя №2 это матриц весовых коэффициентов синаптических связей слоев №1 - №2 умноженная на матрицу выходных сигналов слоя №1. Выходной сигнал это активированный сигнал, получаемый умножением матрицы выходных сигналов слоя №2 на матрицу весовых коэффициентов синаптических связей между слоем №2 и №3. Результат это число от 0 до 1.) структура перцептрона представлена на рис. 1.

Предварительно перцептрон не может выявлять асинхронный режим, поэтому его необходимо обучить выявлять асинхронный режим.

В. Обучение перцептрона

Для обучения предоставим перцептрону обучающий сет, состоящий из набора векторов «обучающих примеров» и соответствующих им правильных ответов. Ошибка перцептрона равна разнице между правильным ответом и ответом перцептрона. Так как ответ и ошибка являются функцией от входного сигнала и набора матриц весовых коэффициентов, то обучение состоит в изменении этих матриц для минимизации этой функции(2).

$$ответ = F_3(\sum W_{23} * [F_2(\sum W_{12} * F_1(X_0))]) \quad (2)$$

Для отыскания новых весовых коэффициентов будем использовать метод градиентного спуска. Изменение весовых коэффициентов от слоя i к слою j считается по формуле (3)

$$W_{ij}^{NEW} = W_{ij}^{OLD} - lr * Error * \frac{df}{dX_j} * X_i \quad (3)$$

lr - коэффициент скорости обучения, Error - ошибка выходного сигнала слоя на который приходит сигнал

Одно прямое прохождение входного сигнала от каждого обучающего примера через перцептрон с вычислением ошибки и одним обратным прохождением ошибки для изменения весовых коэффициентов называется эпохой обучения.

IV. ПРОГРАМНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ АЛГОРИМА

Программа написана на языке C# в среде программирования Microsoft Visual Studio 2013.

В качестве входной вектор матрицы берем массив из 20 измерений силы тока по линии через равные промежутки времени. Общий временной период возьмем равным 1 секунде. Строки с 1-й по 6-ю – обучающие выборки, в которые входят: строка №1 и №2 – разные нормальные режимы, строка №3 – КЗ с неуспешным АПВ, и строки №4-6 разные вариации асинхронного режима (плавное нарастание и снижение тока) В качестве выявляемых режимов берем режим «КЗ – неуспешное АПВ» и режим асинхронного хода. После 20000 эпох обучения программа выдает следующие результаты, асинхронный режим перцептрон считает таковым с вероятностью 92,5%, и предоставленный режим с двумя повторными КЗ с вероятностью 99,1%. Скриншот программы предстален на Рис.2.

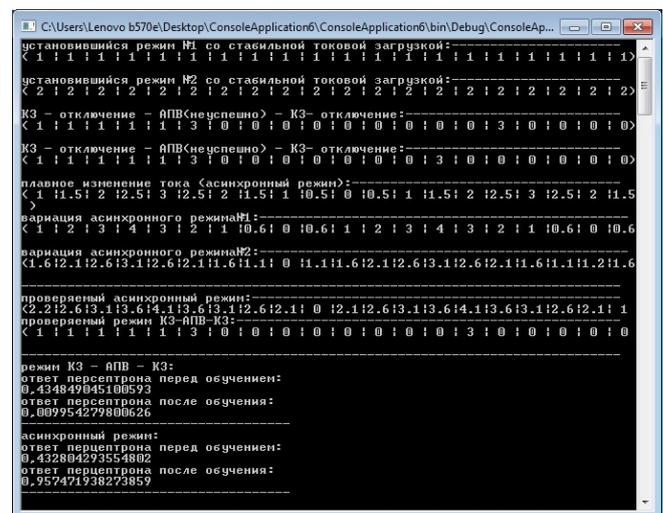


Рис. 2. Скриншот программы.

Список литературы

- [1] Розенблатт Ф. Принципы нейродинамики. Перцептроны и теория механизмов мозга. Москва: Мир, 1965. – С.251 - 271.с.
- [2] Корн Г., Корн Т. Алгебра матриц и матричное исчисление // Справочник по математике. — 4-е издание. — М: Наука, 1978. — С. 392-394.
- [3] Гоник Я.Е., Иглицкий Е.С. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Москва: Энергоатомиздат, 1988. – С.5-21. Терехов С.А. Лекции по теории и приложениям искусственных нейронных сетей. Снежинск: Лаборатория Искусственных Нейронных Сетей НТО-2, ВНИИТФ, 1998. – С. 1-35.

Анализ статической аperiodической устойчивости электроэнергетической системы на основе обобщённых уравнений предельных режимов

К.М. Чубаров, Д.С. Валетова, В.В. Сенько
ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический
университет» Самара, Россия
E-mail:chubarov-aees@mail.ru, valetova-aees@yandex.ru

Аннотация

Состояние вопроса: В условиях внедрения технологий Smart Grid проблема эффективного управления режимами электроэнергетических систем (ЭЭС) продолжает оставаться актуальной. Одной из задач управления режимами ЭЭС является обеспечение её статической устойчивости (СУ). Моделирование режимов ЭЭС с учётом инновационных устройств управления требует разработки новых методов и алгоритмов. В данной работе исследованы методы анализа СУ, основанные на применении обобщённых уравнений предельных режимов (ОУПР).

Материалы и методы: При проведении исследований по разработке единого подхода управления режимами ЭЭС использовались методы математического анализа. Экспериментальная часть представляет собой компьютерную модель, реализованную в системе MathCad.

Результаты: На основе решения ОУПР была разработана методика, позволяющая на базе стандартных программных модулей решать следующие задачи: находить предельные режимы и оценивать запас СУ в произвольном и критическом направлении утяжеления; строить границы области устойчивости, а также рассчитывать параметры допустимых режимов.

Выводы: Полученные экспериментальные результаты подтверждают эффективность разработанных методик анализа статической аperiodической устойчивости современных ЭЭС.

Ключевые слова - электроэнергетическая система; статическая аperiodическая устойчивость; предельные режимы

Analysis of the steady state stability of the electric power system on the basis of the generalized equations of limiting modes

K.M. Chubarov, D.S. Valetova, V.V. Senko, s.d. V.V. Senko
Samara State Technical University
Samara, Russian Federation
E-mail:chubarov-aees@mail.ru, valetova-aees@yandex.ru

Abstract

Background: Under the conditions of introduction of Smart Grid technologies, the problem of effective control over the modes of electric power systems (EPS) continues to be relevant. One of the tasks of managing EPS modes is to ensure its state stability (SS). Modeling of EPS modes taking into account innovative control devices requires the development of new methods and algorithms. In this paper we investigate the methods of SS analysis based on the application of generalized equations of limiting modes (GELS).

Materials and methods: When conducting research on the development of a unified approach to the management of EPS modes, mathematical analysis methods were used. The experimental part is a computer model implemented in the MathCad system.

Results: On the basis of the GELS solution, a technique was developed that allows to solve the following tasks on the basis of standard program modules: to find the limiting modes and to estimate the SS stock in an arbitrary and critical direction of weighting; build a region of stability of the border, as well as to calculate the parameters of permissible modes.

Conclusions: The obtained experimental results confirm the effectiveness of the developed methods for analyzing the steady state stability of modern EPS.

Key-words - electric power systems (EPS), steady state stability, limit modes.

I. ВВЕДЕНИЕ

В условиях внедрения современных технологий проблема управления режимами в нормальных и аварийных ситуациях, задача обеспечения статической устойчивости (СУ) электроэнергетических систем (ЭЭС) продолжает оставаться актуальной. Современные алгоритмы и методы анализа СУ основаны на применении обобщенных уравнений предельных режимов (ОУПР). Основываясь на данных уравнениях можно организовать многошаговый итерационный процесс построения точек границ области устойчивости.

II. ПОНЯТИЕ ОБ ОУПР

Установившийся режим электрических систем описывается нелинейными уравнениями вида:

$$F(x, y) = 0 \quad (1)$$

где $x = [x_1, x_2, x_3, \dots, x_n]^T$ - вектор нерегулируемых параметров (зависимых переменных); $y = [y_1, y_2, y_3, \dots, y_m]^T$ - вектор регулируемых параметров (независимых переменных); F -м-мерная вектор-функция, отвечающая уравнениям баланса мощностей или токов в узлах сети.

Предельные по СУ режимы определяются уравнениями (1) и условием:

$$a_0 = (-1)^m \det \frac{\partial F}{\partial x} = 0 \quad (2)$$

где $\det \frac{\partial F}{\partial x}$ - матрица, отвечающая свободному члену a_0 характеристического полинома системы дифференциальных уравнений, описывающих переходные процессы в ЭС при малых возмущениях.

Получив систему уравнений для нахождения запаса СУ в критическом направлении утяжеления и дополнительно преобразовав ее для определения допустимого режима, получаем:

$$\begin{cases} F[x, y_0 + \Delta y - M^{-1} \left(\frac{\partial F}{\partial y} \right)^T R - \Xi^2] = 0 \\ V(x, R) = \left(\frac{\partial F}{\partial x} \right)^T R = 0 \\ H(R, T) = R^T \left(\frac{\partial F}{\partial y} \right) M^{-1} \left(\frac{\partial F}{\partial y} \right)^T R - \Xi^2 = 0 \end{cases} \quad (3)$$

где $M = \text{diag} \mu_i$

Уравнения (3) являются обобщенными уравнениями предельных режимов (ОУПР), так как при соответствующем указании переменных и компонента матрицы M , благодаря использованию этих уравнений можно решать следующие задачи: определять параметры предельного режима и величину запаса СУ в заданном или в наиболее опасном направлении утяжеления, рассчитывать параметры допустимого режима, который соответствует требуемому запасу устойчивости Ξ_T .

Отметим, что система (3) имеет размерность, которая превышает размерность уравнений установившихся режимов (УУР), но это не приводит к проблеме для их применения на практике в задачах управления ЭЭС. Это связано со следующими факторами [1]:

- Использование ресурсов современных ЭВМ позволяют решать задачи такого порядка за приемлемое для практических целей время.
- Применение алгоритмов, позволяющих значительно уменьшить требуемые для этого объемы

памяти ЭВМ и повысить быстродействие [2].

В данной работе авторами были проведены исследования СУ с помощью тестовой схемы ЭЭС (рис. 1). Экспериментальные результаты, подтверждающие эффективность разработанной методики и представлены в таблице 1.

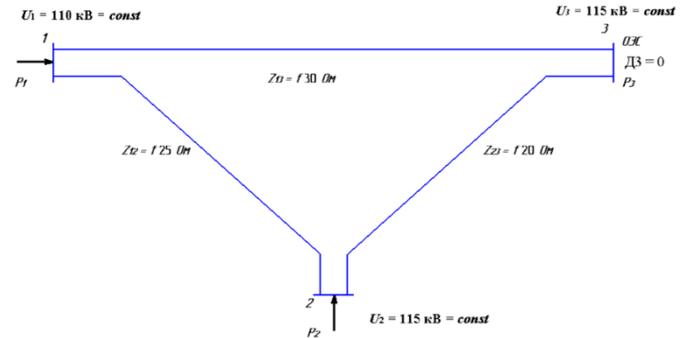


Рис. 1. Схема замещения тестовой ЭЭС (узел "3" - балансирующий)

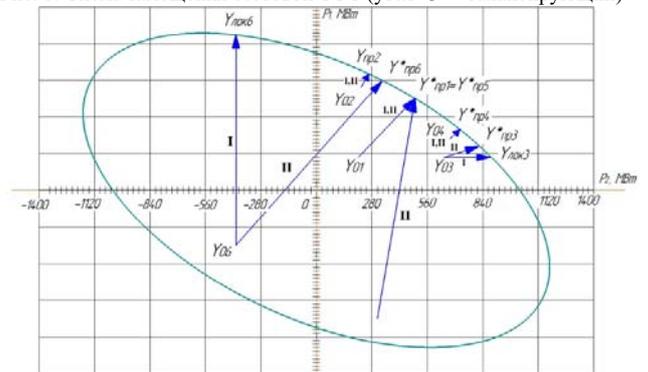


Рис. 2. Результаты расчета запаса устойчивости (I - расчет без стартового алгоритма, II - со стартовым алгоритмом)

Таблица 1. Результаты расчёта параметров допустимых режимов на основе ОУПР при различных направлениях утяжеления

Кол-во итераций	№ узла	F_{max} МВт	D_{max} град	F_{min} МВт	D_{min} град	R о.е.	dF МВт
9	1	200.0	-27.1	176.6	-39.9	23.4	0
	2	-1038.7	-77.9	-1094.0	-102.0	55.3	10
7	1	459.2	73.1	540.3	98.2	-45.1	10
	2	459.2	62.6	534.8	84.1	-39.6	10
8	1	708.6	82.9	761.2	111.7	-52.5	10
	2	200.0	47.9	229.0	64.8	-29.0	0
7	1	867.3	69.5	927.2	91.9	-60.0	10
	2	-467.3	0.4	-466.0	3.5	-1.2	-10
8	1	200.0	-27.1	176.6	-39.9	23.4	0
	2	-1038.7	-77.9	-1094.0	-102.0	55.3	-10

III. ВЫВОДЫ

Данный подход был исследован на примере тестовой схемы ЭЭС, которую можно применять в задачах исследования режимов внешнего электроснабжения нефтяной отрасли.

Список литературы

- [1] Крюков А. В., Лукина М. К., Макаров Ю. В., Мураге Д., Сенько В. В. Определение запаса аperiodической устойчивости при многокоординатном утяжелении режима энергосистемы // Проблемы обеспечения устойчивости и надежности параллельной работы энергообъединений. Сборник научных трудов НИИПТ, 1993. С. 29-39.
- [2] Идельчик В.И. Расчеты установившихся режимов электрических систем. М.: Энергия, 1977. 189 с.

Изменение топологии электрической сети как управляющее воздействие автоматики разгрузки при близких и затяжных коротких замыканиях

Е.В. Сергеев¹, К.А. Сидоров¹

¹Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга
Пятигорск, Россия
sergeev@yug.so-ups.ru

Аннотация — по результатам расчетов динамической устойчивости генерирующего оборудования энергосистемы Юга, определено, что для некоторых электростанций управляющие воздействия, направленные на сохранение устойчивости (отключение генераторов, импульсная разгрузка турбин, электрическое торможение) являются неэффективными или технически не реализуемыми. Актуальным является вопрос обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования данных электростанций в условиях неэффективности управляющих воздействий, направленных на сохранение устойчивости. Исследование проведено для электростанций энергосистемы Юга в системе моделирования Eurostag. Параметрирование моделей электростанций в Eurostag выполнено с использованием данных, полученных от собственников оборудования и заводов-изготовителей. Разработана цифровая модель энергосистемы Юга. Определены электростанции, для которых неэффективны управляющие воздействия, направленные на сохранение динамической устойчивости. Определена эффективность применения воздействий на изменение топологии электрической сети для обеспечения сохранения динамической устойчивости. Разработана и реализована логика автоматики разгрузки при близких и затяжных коротких замыканиях с управляющими воздействиями на изменение топологии электрической сети для соответствующих электростанций. Результаты исследования могут применяться в диспетчерских центрах при выдаче уставок на автоматику разгрузки при близких и затяжных коротких замыканиях, согласовании проектной документации.

Ключевые слова — динамическая устойчивость; генерирующее оборудование; управляющие воздействия; изменение топологии электрической сети; автоматика разгрузки при близких и затяжных коротких замыканиях.

Changing the topology of the electrical network as a control action of automation unloading in close and prolonged short circuits

Evgeniy Sergeev

«System Operator of the United Power System» JSC, «United dispatching power systems of the South»
Pyatigorsk, Russian Federation
sergeev@yug.so-ups.ru

Abstract — according to the results of calculations of dynamic stability of the generating equipment of the power system of the South, it is determined that for some power stations control actions aimed at preserving stability (disconnection of generators, pulse unloading turbines, electric braking) are ineffective or not technically feasible. Relevant is the issue of ensuring the dynamic stability of the power generating equipment of power stations in conditions the effectiveness of control actions aimed at preserving stability. Research was conducted for the power stations of the South in the Eurostag simulation system. Parameterization of the models of power stations in Eurostag performed using data obtained from the owners of equipment and manufacturers. Developed a digital model of the power system of the South. Specified power stations for which ineffective control actions aimed at preserving dynamic stability. The efficiency of the use of effects on the change in the topology of the electrical network to ensure dynamic stability. Designed and implemented logic automation of unloading in close and prolonged short circuits with control action to change the topology of the electrical network for the respective power stations. The research results can be applied in dispatching centers when issuing set points on the automation of unloading in close and prolonged short circuit, coordination of project documentation.

Keywords — dynamic stability; power generating equipment; control actions; changing the topology of electrical networks; automation of unloading in close and prolonged short circuits.

I. ВВЕДЕНИЕ

Изменение топологии электрической сети (ИТ) как самостоятельное управляющее воздействие (УВ), так и в совокупности с другими УВ в составе автоматики разгрузки при близких и затяжных коротких замыканиях (АРБЗКЗ) в ряде случаев является наиболее эффективным для обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования.

В статье приводится описание условий и принципов выполнения устройств АРБЗКЗ с воздействием на ИТ, установленных на электростанциях ОЭС Юга.

II. АРБЗКЗ КРАСНОДАРСКОЙ ТЭЦ

По результатам расчетов, выполненных в связи с увеличением мощности Краснодарской ТЭЦ до 1120 МВт при вводе в работу ПГУ мощностью 440 МВт, определено нарушение динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанции при трехфазных КЗ с отказом выключателей в сети 220 кВ. Анализ возможности применения УВ для обеспечения сохранения динамической устойчивости, приведенных в [1] и [2], показал:

-техническую невозможность применения на Краснодарской ТЭЦ кратковременной разгрузки турбин (КРТ) и электрического торможения (ЭТ);

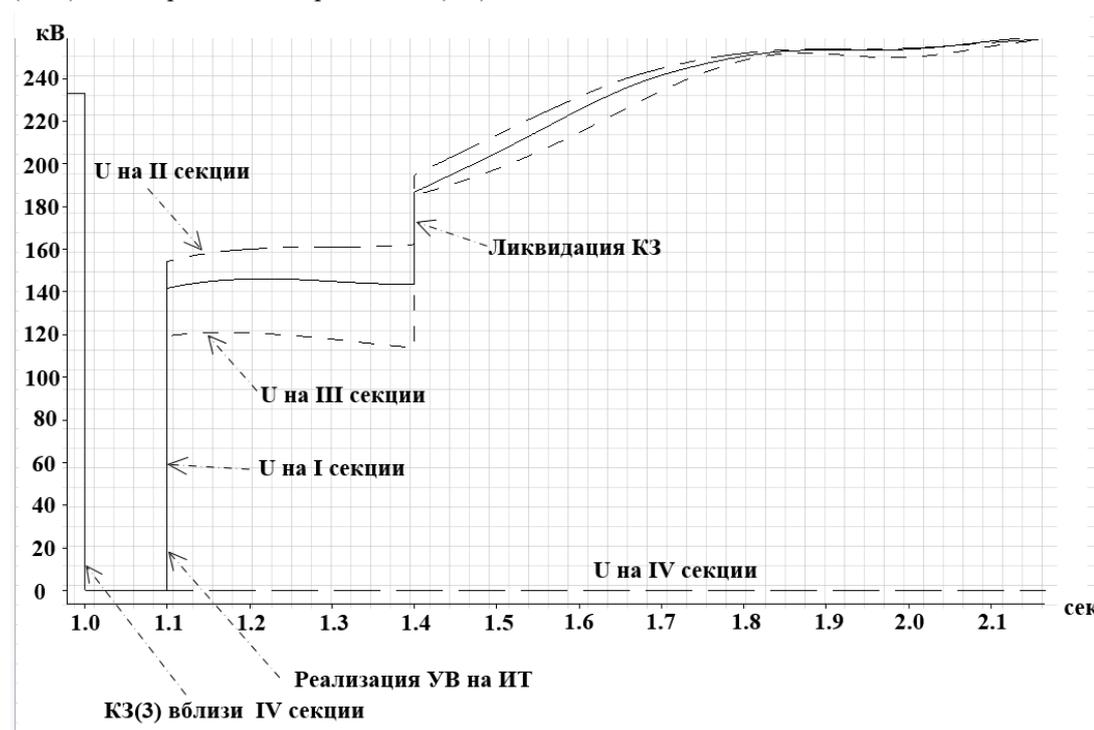


Рис. 1. Графики изменения напряжения на секциях 220 кВ Краснодарской ТЭЦ при КЗ с отказом выключателя на IV секции.

Таким образом, применяя совокупность УВ на ИТ и выборочное ОГ, возможно сохранение динамической устойчивости Краснодарской ТЭЦ. При этом значение необходимого объема ОГ составляет от 135 до 440 МВт (12-39% мощности электростанции), что является

-применение УВ на отключение генераторов (ОГ) эффективно при объеме ОГ достигающем 1025 МВт (92% мощности электростанции), что является недопустимым в условиях дефицита генерирующей мощности в Кубанской энергосистеме.

Исходя из этих условий была проанализирована эффективность УВ на ИТ. По результатам анализа, определено, что при условии максимально быстрой реализации отключения секционных выключателей (СВ) и шиносоединительных выключателей (ШСВ) Краснодарской ТЭЦ с разделением распределительного устройства (РУ) электростанции на четыре секции и отключением генераторов секции, вблизи которой произошло затяжное КЗ, устойчивость остальных генераторов сохраняется. Эффективность УВ на ИТ обусловлена снижением тяжести КЗ за счет электрического «отдаления» генерирующего оборудования от места КЗ. На Рис. 1. приведены графики изменения напряжения на секции 220 кВ, вблизи которой произошло КЗ, и неповрежденных секциях 220 кВ Краснодарской ТЭЦ с учетом предложенного УВ на ИТ, которые отражают эффективность ИТ. Графики получены по результатам моделирования в программном комплексе Eurostag.

допустимым по условиям энергоснабжения Кубанской энергосистемы.

В соответствии с вышеуказанными результатами анализа эффективности УВ, сформирован и реализован алгоритм работы АРБЗКЗ Краснодарской ТЭЦ. На Рис. 2. приведена структурная схема данного устройства.



Рис. 2. Структурная схема устройства АРЗБКЗ Краснодарской ТЭЦ.

При КЗ со снижением напряжения ниже уставки пускового органа АРЗБКЗ без выдержек времени реализуется УВ на отключение СВ и ШСВ электростанции. При значении напряжения на любой секции 220 кВ ниже уставки ступени блокировки в течении времени отстройки от ликвидации КЗ основными защитами, фиксируется наличие затяжного КЗ и дается разрешение на пуск избирательного органа (появляется разрешающий сигнал от канала блокировки).

В избирательном органе сравниваются значения напряжений секций шин Краснодарской ТЭЦ и реализуется УВ на отключение секции с меньшим значением напряжения через соответствующие цепи дифференциальной защиты шин (к каждой секции подключено от 1-го до 2-х генераторов). При этом, если КЗ успешно ликвидировано основными защитами действие АРЗБКЗ на отключение секции 220 кВ будет заблокировано.

Применение УВ с действием на ИТ позволяет снизить требуемый для обеспечения динамической устойчивости объем ОГ Краснодарской ТЭЦ в условиях недопущения применения значительных объемов ОГ в Кубанской энергосистеме.

III. АРЗБКЗ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ АСТРАХАНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

По результатам расчетов, выполненных в связи с вводом в работу Астраханской ПГУ мощностью 235 МВт, определено нарушение динамической устойчивости

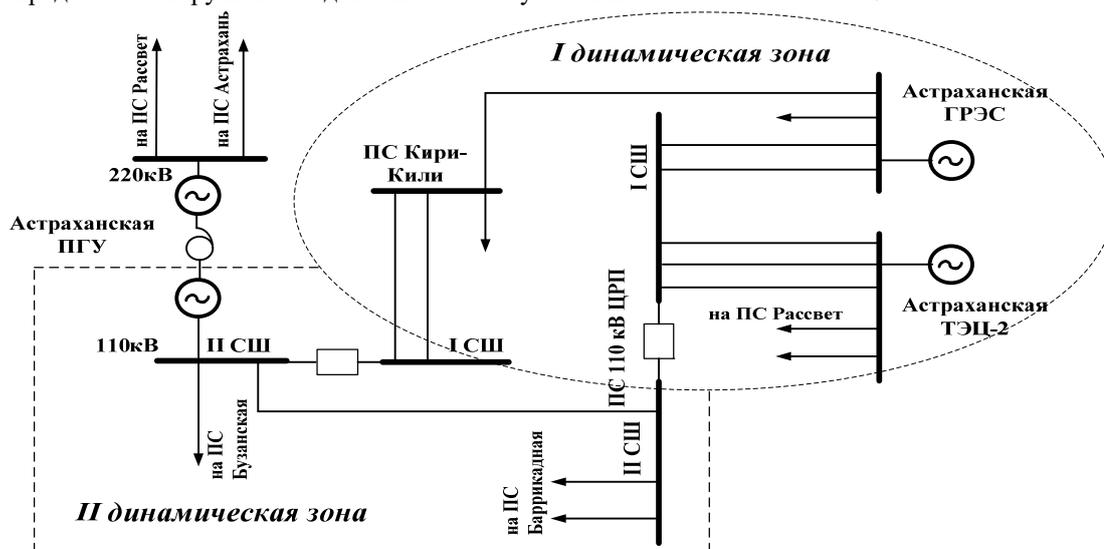


Рис. 3. Динамические зоны Астраханской энергосистемы.

электростанций Астраханской энергосистемы) при трехфазных КЗ, что является допустимым по условию

генерирующего оборудования при трехфазных КЗ, ликвидируемых основными защитами, и затяжных однофазных и трехфазных КЗ в сети 110 кВ. При этом нарушение устойчивости характеризуется совместной потерей устойчивости Астраханской ПГУ, Астраханской ТЭЦ-2 и Астраханской ГРЭС, расположенных в непосредственной электрической близости.

Анализ возможности применения УВ для обеспечения сохранения динамической устойчивости показал:

- техническую невозможность применения КРТ и ЭТ на действующих Астраханской ТЭЦ-2, Астраханской ГРЭС и вводимой в работу Астраханской ПГУ;

- применение УВ на ОГ эффективно только при объеме ОГ достигающем 725 МВт (100% мощности электростанций Астраханской энергосистемы), что является недопустимым по условиям энергоснабжения Астраханской энергосистемы.

По результатам анализа получено, что применение УВ на ИТ также не дает положительного эффекта, ввиду значительного количества связей между энергообъектами электрической сети 110 кВ в районе размещения электростанций. После этого было разработано несколько вариантов схем переконфигурации существующей сети 110 кВ Астраханской энергосистемы для получения наибольшего эффекта от применения ИТ. По результатам этой работы выделено две динамические зоны в энергосистеме, разделение которых в случае КЗ требует наименьших объемов УВ для обеспечения устойчивости. На Рис. 3. приведена упрощенная схема рассматриваемого энергорайона с указанием динамических зон.

Для формирования данных зон была выполнена перефигурация присоединений Астраханской ПГУ и ПС 110 кВ ЦРП.

С учетом выполненных мероприятий по переконфигурации и выполнения УВ на ИТ с действием на отключение автотрансформатора 220/110 кВ и ШСВ 110 кВ Астраханской ПГУ, ШСВ 110 кВ ПС 110 кВ ЦРП объем ОГ, требуемый для обеспечения устойчивости составил от 120 до 310 МВт (17-43% мощности электростанций Астраханской энергосистемы) при затяжных однофазных КЗ и 430 кВ (59% мощности

энергоснабжения Астраханской энергосистемы. При этом обе динамические зоны, выделившиеся в результате КЗ,

работают параллельно с ОЭС Юга. Эффект от выполнения ИТ обусловлен снижением тяжести КЗ за счет электрического «отдаления» генерирующего оборудования от места КЗ. На Рис. 4. приведены графики

изменения напряжения в динамических зонах при трехфазном КЗ в сети 110 кВ с учетом реализации предложенных УВ на ИТ, которые отражают эффективность ИТ.

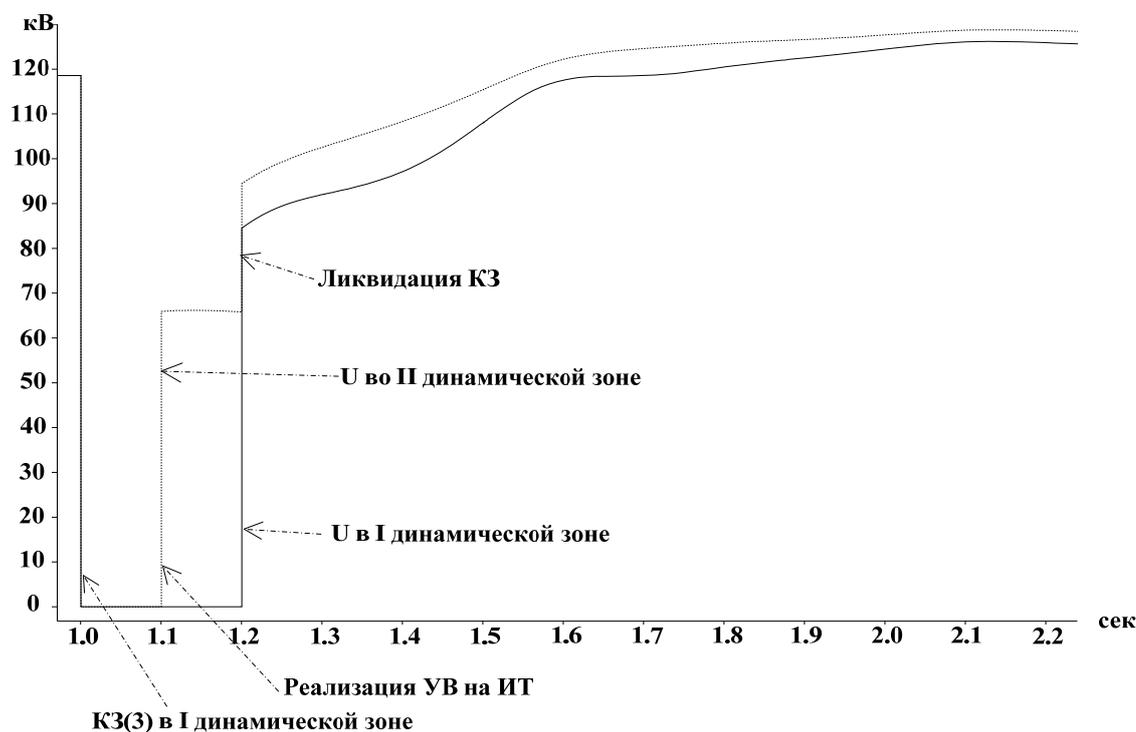


Рис. 4. Графики изменения напряжения в сети 110 кВ динамических зон Астраханской энергосистемы.

В соответствии с вышеуказанными результатами анализа эффективности УВ, сформированы и реализованы алгоритмы работы устройств АРБЗКЗ Астраханской энергосистемы. От устройств АРБЗКЗ на Астраханской ПГУ и ПС 110 кВ ЦРП без выдержки времени реализуются соответствующие УВ на ИТ. Далее, в зависимости от тяжести, длительности КЗ и места КЗ реализуются требуемые объемы ОГ от устройств АРБЗКЗ на Астраханской ПГУ, Астраханской ТЭЦ-2 и Астраханской ГРЭС.

Применение УВ с действием на ИТ позволяет снизить требуемый для обеспечения динамической устойчивости объем ОГ в Астраханской энергосистеме в условиях недопущения применения значительных объемов ОГ.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам проведенных расчетов и анализа УВ, определена эффективность применения УВ на изменение топологии электрической сети для обеспечения сохранения динамической устойчивости электростанций. Разработаны и реализованы алгоритмы устройств АРБЗКЗ с УВ на изменение топологии электрической сети для электростанций ОЭС Юга.

Список литературы

- [1] ГОСТ Р 55105-2012. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования. Утвержден приказом Росстандарта от 15.11.2012 №807ст.
- [2] СТО 59012820.29.240.001-2011. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. Утвержден приказом ОАО «СО ЕЭС» от 19.04.2011 №102.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРИ ПРОВАЛАХ ПИТАЮЩЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

П. А. Михайленко, В. П. Шойко
ФГБОУ ВО "Новосибирский государственный технический университет",
Новосибирск, Россия

Получена модель реально существующей системы электроснабжения предприятия по комплексной добыче и переработке углеводородов, получающего электроэнергию по схеме глубокого ввода. Исследовано влияние буферных трансформаторов и учёта полных моделей крупных асинхронных двигателей на глубину провалов. Проведены расчёты режимов несимметричных коротких замыканий с учётом схем и групп соединений обмоток трансформаторов. По результатам расчёта несимметричных режимов даны рекомендации по способу включения контакторов асинхронных двигателей.

Ключевые слова — провал напряжения; подстанции глубокого ввода; отпадение контакторов; буферный трансформатор

POWER SUPPLY RELIABILITY IMPROVEMENT IN CASES OF SUPPLY VOLTAGE DROPS

P. A. Mikhailenko, V. P. Shoiko
Novosibirsk State Technical University
Novosibirsk, Russian Federation

Model of existing power supply system of production and refining of hydrocarbons facility has been created. Studied influence of buffer transformers and using full models of powerful induction motors on voltage drops levels. Calculations of dissymmetrical short circuit states considering vector group of transformers. Using the results of dissymmetrical short circuit states' calculations, recommendations about contactors' connection method were given.

Keywords — voltage drop; deep input substation; tripping of contactors; buffer transformer

I. ВВЕДЕНИЕ

Важной задачей развития электроэнергетики является повышение надежности электроснабжения промышленных предприятий. В настоящее время во всех отраслях происходит техническое перевооружение производства, создается новое оборудование, позволяющее получить большую производительность, широко внедряются непрерывные технологические процессы, большее внимание уделяется вопросам экономии энергетических и материальных ресурсов. Все технологические комплексы требуют надежного электроснабжения, обеспечивающего необходимые качественные показатели электрической энергии [1].

Данная статья посвящена исследованию характера провалов напряжения на шинах потребителей промышленного предприятия, получающего электроэнергию по схеме глубокого ввода (рисунок 1), при возникновении однофазных коротких замыканий в питающей сети высокого напряжения.

II. ВЛИЯНИЕ ПРОВАЛОВ НАПРЯЖЕНИЯ

Влияние провалов напряжения на ход технологического процесса во многом зависит от его характера. Особенно ощутимое влияние провалы напряжения оказывают на так называемые «непрерывные технологические процессы» в химии, нефтехимии, нефтепереработке и т.п. отраслях. В отличие, например, от конвейера механосборочного производства, который можно остановить и запустить снова, такие технологические процессы для останова и повторного пуска требуют длительного времени – от нескольких часов до нескольких суток при строгом соблюдении технологического регламента.

Сложная технологическая цепочка выпуска продукции на таких производствах обычно включает множество аппаратов, в каждом из которых химические реакции происходят при строго определенных значениях температуры, давления, при определенных объемных или весовых соотношениях участвующих реагентов.

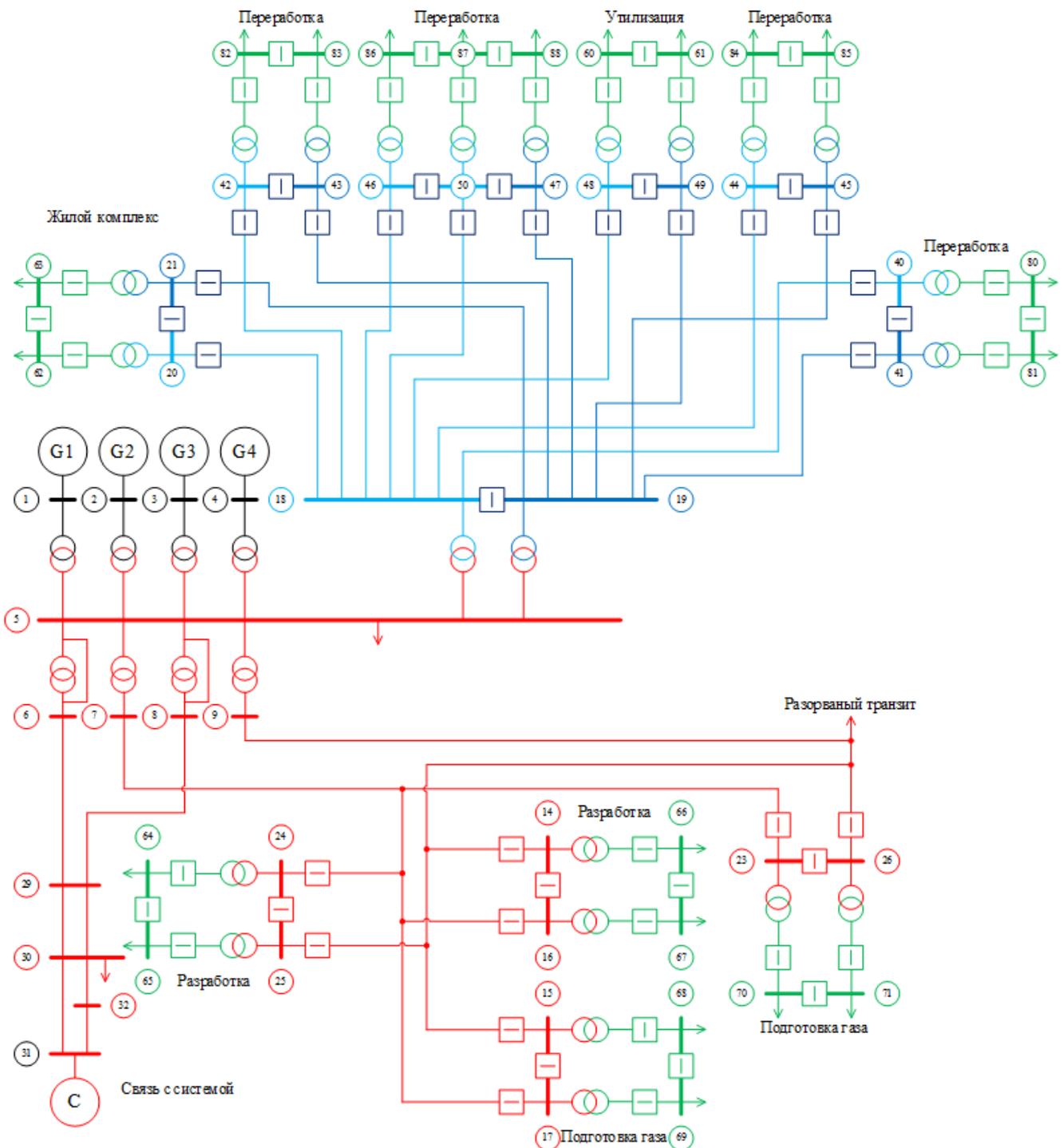


Рис. 1. Схема электроснабжения комплексного предприятия по добыче и переработке углеводородов

Поддержание постоянства этих величин обеспечивается насосами, компрессорами, холодильниками, термостатами, мешалками, регулируемые задвижками и др. механизмами, приводимыми во вращение электродвигателями. В некоторых случаях достаточно одному из таких механизмов остановиться или даже снизить свою производительность либо давление, как параметры технологического процесса превысят критические значения, и он будет остановлен системой противоаварийной автоматики. Возникающий при этом ущерб в лучшем случае выражается в браке части продукции, а в худшем – требуется полный останов технологического процесса, удаление всех

непрореагировавших компонентов, проудвка всей системы инертным газом и наладка технологического процесса.

При этом в низковольтных сетях синхронные электродвигатели применяются довольно редко, основную массу там составляют асинхронные электродвигатели. Их главное отличие состоит в том, что они управляются, как правило, с помощью контакторов и магнитных пускателей, имеющих свойство самопроизвольно отключаться («отпадать») при снижении напряжения на втягивающей катушке [2].

В рамках данной работы, для снижения ущерба от недовыпуска продукции, рассмотрена установка

буферных трансформаторов, на линиях, связывающих подстанцию глубокого ввода предприятия с системой, в совокупности с изменением схемы питания катушек контакторов асинхронных двигателей, в зависимости от схемы и группы соединения обмоток трансформаторов.

Так же было рассмотрено влияние учёта полных моделей крупных асинхронных двигателей на уровни остаточных напряжений.

III. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ БУФЕРНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Буферные трансформаторы представляют собой обыкновенные силовые трансформаторы с коэффициентом трансформации равным единице. В рамках данного исследования они использовались для удаления точки короткого замыкания от шин подстанции глубокого ввода, что положительно сказалось на уровни остаточных напряжений.

Для исследования влияния различных факторов на величину остаточного напряжения использовался программно-вычислительный комплекс Eurostag, поскольку в нём собрана библиотека моделей автоматизации оборудования зарубежных производителей, в том числе и тех, чьё оборудование установлено на объекте.

В качестве места короткого замыкания был выбран узел 29, поскольку по отношению к существующей системе электроснабжения он является внешней сетью, притом точка КЗ расположена достаточно близко (в электрическом смысле) по отношению к подстанции глубокого ввода. Тип короткого замыкания – однофазное, поскольку это наиболее распространённый тип коротких замыканий для сетей данного класса напряжения.

Поскольку в данном случае расчёт проводился на симметричной схеме, то для моделирования однофазного короткого замыкания использовался шунт, полученный при моделировании аналогичного короткого замыкания, в программном комплексе АРМ СРЗА, с учётом параметров прямой, обратной и нулевой последовательностей элементов сети.

В последовательность аварийных событий так же добавлено отключение линии 29 – 30 спустя 0.2 секунды (моделирование действия защиты линии), и её повторное включение через 1 секунду (моделирование действия АПВ). Контроль уровней напряжения проводился в узлах 5, 29, 70, 86, поскольку они являются представителями множества точек соответственно:

- узла КЗ;
- шин подстанции глубокого ввода;
- шин 6 кВ подстанций, получающих электроэнергию на напряжении 110 и 35 кВ.

После сравнения результатов расчётов, проведённых без и с использованием буферных трансформаторов, можно заключить следующее:

- без использования буферных трансформаторов, несмотря на наличие быстродействующих систем возбуждения, за время существования короткого замыкания (0.2 с) напряжение на шинах 6 кВ подстанций 110/6 кВ и 35/6 кВ продолжает снижаться с $0.55U_{ном}$ до $0.48 U_{ном}$ и

стабилизируется только к моменту отключения линии;

- при их наличии, остаточное напряжение на шинах 6 кВ как потребителей, получающих электроэнергию по сети 110 кВ, так и по сети 35 кВ существенно выше и составляет $0.87U_{ном}$ в первый момент, $0.58U_{ном}$ минимальное значение, что примерно на 20% выше, чем до этого.

IV. ВЛИЯНИЕ УЧЁТА ПОЛНЫХ МОДЕЛЕЙ КРУПНЫХ АСИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

В процессе изучения объекта исследования – комплексного мероприятия по добыче и переработке углеводородов, возникла гипотеза о том, как учёт вращающихся масс асинхронных двигателей может влиять на переходной процесс в целом и на уровни остаточных напряжений в частности.

С точки зрения теории, асинхронный двигатель, в начальный момент времени короткого замыкания продолжает вращаться с прежней скоростью, в силу своей инерционности. А потому в начальный момент времени КЗ он работает как генератор, выдавая мощность в питающую его сеть. На этом основан принцип действия электромеханических накопителей. И хотя в общем случае задача учёта большого количества разнонагруженных и разнотипных асинхронных двигателей является весьма громоздкой, в нашем случае на предприятии имеются весьма крупные асинхронные двигатели поршневых компрессоров мощностью до 6 МВт.

Далее используя возможности ПВК Eurostag, а также характеристики двигателя типа 4АЗМ мощностью 6 МВт, в предположении что двигатели имеют компрессорную нагрузку на валу, система электроснабжения была дополнена несколькими моделями таких двигателей.

В результате расчётов было установлено, что, хотя в начальный момент нарушения величина остаточного напряжения несколько выше, чем в исходной модели и составляет $0.64U_{ном}$, напряжение во время короткого замыкания снижается по более крутой траектории, нежели до этого. Так же стоит отметить снижения уровня перенапряжений в узлах после окончания паузы АПВ.

Таким образом, учёт полных моделей асинхронных двигателей хоть и даёт некоторое повышение остаточного напряжения, однако в силу высокого момента сопротивления на валу данных машин (двигатели поршневых компрессоров), в конечном итоге приводит к резкому его снижению во время короткого замыкания.

К сожалению, в процессе работы автор столкнулся с проблемой отсутствия, либо крайней труднодоступности информации, касаемо влияния крупных АД на переходные процессы в системе (большинство работ, в этой области посвящены обратной проблеме), так что ни подтвердить, ни опровергнуть полученные данные путём сопоставления их с похожими исследованиями не удалось.

V. ВЫБОР СХЕМЫ ПИТАНИЯ КАТУШЕК КОНТАКТОРОВ

Проведя расчёты на симметричной модели схемы и убедившись в том, что во время короткого замыкания, остаточное напряжение на шинах 6 кВ подстанций

находится на опасно низком уровне и контакторы асинхронных двигателей там могут самопроизвольно отключаться, потребовался более точный расчёт несимметричного режима для выяснения остаточных фазных и линейных напряжений на шинах 0.4 кВ трансформаторных подстанций питающих непосредственно как сами асинхронные двигатели, так и катушки управления их контакторов.

Для расчёта в данном случае использовался программный продукт отечественного производства АРМ СРЗА, позволяющий вести расчёт токов короткого замыкания, а также остаточных напряжений в сети по методу симметричных составляющих. Схемы и группы соединения обмоток всех трансформаторов соответствуют ГОСТ 11677-85. Большая часть имеет схему соединения обмоток «звезда»/«треугольник» (либо «звезда с землёй»/«треугольник» в зависимости от класса напряжения), за исключением буферных трансформаторов, имеющих схему «з звезда с землёй»/«звезда с землёй».

По результатам расчёта получены значения напряжений прямой и обратной последовательностей, а также фазных и междуфазных напряжений для шин 0.4 кВ трансформаторных подстанций, подключенных к узлам 86 и 70. Эти узлы отличает количество ступеней трансформации от точки короткого замыкания, до узла нагрузки. Сами результаты представлены в таблицах 1 и 2.

Таблица I. Модули фазных и линейных остаточных напряжений, напряжений прямой и обратной последовательностей на шинах 0.4 кВ (узел 86)

Фаза КЗ	U _a	U _b	U _c	U _{ab}	U _{bc}	U _{ca}	U ₁	U ₂
А	0.64	0.73	1.14	0.40	1.00	0.93	0.77	0.36
В	1.14	0.64	0.73	0.93	0.40	1.00	0.77	0.36
С	0.73	1.14	0.64	1.00	0.93	0.40	0.77	0.36

Таблица II. Модули фазных и линейных остаточных напряжений, напряжений прямой и обратной последовательностей на шинах 0.4 кВ (узел 70)

Фаза КЗ	U _a	U _b	U _c	U _{ab}	U _{bc}	U _{ca}	U ₁	U ₂
А	0.41	1.05	1.00	0.68	1.10	0.60	0.77	0.36
В	1.00	0.41	1.05	0.60	0.68	1.10	0.77	0.36
С	1.05	1.00	0.41	1.10	0.60	0.68	0.77	0.36

Исходя из полученных данных, можно рекомендовать следующую схему питания управляющих катушек контакторов:

- на объектах, получающих электроэнергию на напряжении 35 кВ (например, узел 86), целесообразнее будет запитывать катушки фазным напряжением, поскольку в этом случае даже при провале напряжения остаточные значения фазных напряжений остаются на

хорошем уровне (не менее $0.64 U_{ном}$), что значительно снижает вероятность отпадения контакторов, в отличие от случая, когда катушки запитываются линейным напряжением, расчётное значение которого в одном из 3 сочетаний фаз оказывается $0.4U_{ном}$.

- на объектах, получающих электроэнергию на напряжении 110 кВ картина обстоит иначе, здесь наиболее надёжным будет запитать катушки от линейного напряжения, в силу тех же причин.

VI. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА

Для экономической оценки реализации проекта по установке буферных трансформаторов, вкпе с рекомендациями по изменению схемы подключения катушек контакторов, был рассчитан чистый дисконтированный доход, в предположении, что после установки буферных трансформаторов ущерб от недовыпуска продукции, связанный с провалами напряжения вызванными нарушениями во внешней сети будет снижен, на величину составляющую примерно 50% от среднего недовыпуска за предыдущие года по данной причине.

При единовременных капитальных вложениях в 126.21 миллиона рублей за время жизни проекта (срок эксплуатации оборудования) чистый дисконтированный доход составил 465.06 миллиона рублей. При этом срок окупаемости проекта составил всего 3 года.

Таким образом в целом можно говорить о целесообразности установки буферных трансформаторов на данном предприятии не только с точки зрения повышения надёжности электроснабжения, но также и с точки зрения экономии денег.

Список литературы

- [1] Расчет электрических цепей на ЭВМ / М.Г. Александров, А.Н.Беляев, В.В. Брюнкер и др. М.: Высшая школа, 1983.
- [2] Фишман В. С. Провалы напряжения в сетях промпредприятий. Причины и влияние на электрооборудование. // Новости Электротехники. 2004 г. № 5(29). URL: www.news.elteh.ru/arh/2004/29/06.php. – (Дата обращения: 01.10.2016).
- [3] Автоматическое регулирование в электрических системах : учебное пособие / В.П. Шойко. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2012. – 195 с
- [4] Hammer A. Analysis of IEEE Power System Stabilizer Models [Текст]: диссертация на соискание степени Master of Science in Electric Power Engineering: 01.06.2011: защищена 01.06.2011/ Anders Hammer. – Trondheim, 2011. – 101 с.
- [5] IEEE Std. 421.5 – 2005. IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies // IEEE Standarts Association. 2005 г. 95 с. URL: <https://standards.ieee.org/findstds/standard/421.5-2005.html> (Дата обращения: 01.10.2016).

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩЕЙ МОЩНОСТИ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ РЕСПУБЛИКИ КРЫМ И ГОРОДА СЕВАСТОПОЛЯ

И.А. Морозов¹, В.В. Гурьев²

¹ ФГБОУ ВО «Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) им. М.И. Платова

² АО «СО ЕЭС» Филиал «Черноморское РДУ»

E-mail: morozov0995@mail.ru¹, guryevvv@tavrida.so-ups.ru²

Аннотация – Строительство и эксплуатация крупных солнечных электростанций в энергосистеме влечет за собой необходимость прогнозирования их генерируемой мощности. Неправильный прогноз генерируемой мощности солнечными электростанциями или вообще его отсутствие не позволяют правильно выбрать состав включенного генерирующего оборудования. Излишний состав традиционного генерирующего оборудования влечет за собой дополнительные экономические затраты, а малый состав генерирующего оборудования может не обеспечить в нужный момент генерируемой мощностью потребителей, что влияет на надежность и качество электроснабжения. Отсутствие опыта планирования и управления режимами работы солнечными электростанциями является актуальным вопросом для филиалов системного оператора. Данную проблему в ряде случаев можно минимизировать, если более прогнозировать генерируемую мощность солнечных электростанций.

Ключевые слова – солнечная электростанция; фотоэлектрические элементы; возобновляемые источники энергии; краткосрочное прогнозирование.

IMPROVEMENT OF PREDICTION METHODS GENERATING POWER OF SOLAR POWER STATIONS IN THE ENERGY SYSTEM OF THE REPUBLIC OF CRIMEA AND THE CITY OF SEVASTOPOL

I.A. Morozov¹, V.V. Guryev²

¹ «South-Russian State Polytechnical University (Novocherkassk Polytechnical Institute) behalf M.I. Platov

² The Branch JSK «SO UPS Chernomorskoe Regional Supervisory Control»

E-mail: morozov0995@mail.ru¹, guryevvv@tavrida.so-ups.ru²

Abstract – The construction and operation of large solar power plants in the power system entails the need to forecast their generated capacity. The incorrect forecast of the generated capacity by solar power plants or in general its absence does not allow to choose correctly the composition of the included generating equipment. Excessive composition of traditional generating equipment entails additional economic costs, and the small composition of generating equipment may not provide at the right time the generated power of consumers, which affects the reliability and quality of electricity supply. The lack of experience in planning and managing the operating modes of solar power plants is an urgent issue for the branches of the system operator. In a number of cases, this problem can be minimized if the generation capacity of solar power plants is more predicted.

Key words – Solar power station; Photovoltaic cells; Renewable energy sources; Short - term forecasting.

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время проблема ресурсосбережения имеет огромное значение не только для России, но и для всего Мира. Одно из приоритетных направлений занимает солнечная энергетика. Солнце обладает колоссальным запасом энергии.

На сегодняшний день солнечные электростанции (далее СЭС) активно используются в качестве источников энергии во всем мире. В свою очередь солнечные электростанции можно разделить на три группы:

- Мини СЭС, или мобильные системы (до 1 кВт);
- Малые СЭС (от 1 кВт – до 1 МВт);
- Крупные СЭС (свыше 1 Мвт).

Несмотря на значительный технический прогресс в мире, солнечная энергетика, как и другая «зеленая» генерация постоянно развивается. В настоящее время основной задачей является совершенствование

технологий СЭС таким образом, чтобы максимально увеличить их ПД.

По оценкам специалистов использование всего лишь 0,012 % солнечной энергии, поступающей на Землю обеспечит все потребности современной энергетики. А использование 0,1 % полностью покроеет потребности в будущем до 2050 года [1]. Эти цифры позволяют оценить, насколько велик потенциал солнечных батарей.

Ежегодно реализуются десятки масштабных проектов по строительству фотоэлектрических солнечных электростанций в Мировом масштабе, таких как солнечный парк в г. Камиту (Kamuthi) в штате Тамил Наду (Tamil Nadu) на юге Индии суммарной мощностью 648 МВт [2, 3].

В России каждый год вводятся новые СЭС, так, например, в 2018 году в Крыму должны открыть новую солнечную электростанцию в посёлке Владиславовка в Кировском районе мощностью 100 МВт. Строительство предусмотрено Федеральной целевой программой развития Крыма и Севастополя до 2020 года.

Солнечную электростанцию мощностью 75 МВт планируют построить в селе Старомарьевка, Грачевского района, Ставропольского края, ввод которой запланирован на 2019 год. В Астраханской области, в настоящее время проектируются 7 солнечных электростанций общей мощностью более 90 МВт.

Развитие солнечной энергетики в России ведется и на Дальнем Востоке. В Республике Саха (Якутия) планируют построить СЭС мощностью 40 МВт, чтобы полностью обеспечить электроэнергией местное население.

Самые крупные СЭС в России находятся в Крыму, такие как СЭС «Перово» установленной мощностью 106 МВт, СЭС «Охотниково» 80 МВт, СЭС «Николаевка» 70 МВт и др. [4].

Как видно пока Россия не может претендовать на лидирующие места в списке самых мощных солнечных электростанций. Однако солнечная энергетика в России тоже развивается, о чем свидетельствуют планы строительства новых солнечных электростанций.

Одним из основных показателей, характеризующих динамику рынка солнечной энергетики, является суммарная установленная мощность солнечных электростанций, построенных и введенных в эксплуатацию. На сегодняшний день, по данным крупнейшего международного отраслевого объединения EPIA (Европейская ассоциация солнечной энергетики), в России к 2020 году объем солнечной энергетики приблизится к 3 ГВт [5].

II. ПРОБЛЕМЫ ОПТИМИЗАЦИИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЭЦ В КРУПНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ ПРИ НАЛИЧИИ ГЕНЕРИРУЮЩЕЙ МОЩНОСТИ СЭС

Развитие солнечных электростанций сталкивается с проблемами их рационального и эффективного использования при работе в крупных энергосистемах. Нагрузка в энергосистеме меняется в течение дня, и в разные сутки она также разнится, формируя суточные пики различной высоты. Покрытие этой нагрузки осуществляется включенными генераторами. Промежуток времени между принятием решения о включении генератора в сеть и самим включением определяется длительностью пусковых операций и для объектов тепловых электростанций измеряется часами. В связи с этим необходимо заранее определить, какие генерирующие объекты и в какой очередности должны быть включены в работу для прохождения максимумов нагрузки, равно как и для прохождения периодов минимальной нагрузки требуется определить, какие объекты могут быть отключены от сети и переведены в резерв [6].

Отсутствие опыта планирования и управления режимами работы энергосистемы с электростанциями на возобновляемых источниках энергии не позволяет правильно выбрать состав включенного традиционного генерирующего оборудования [7, 8]. При правильном, эффективном выборе состава работающего оборудования потребление в системе покрывается нагрузкой экономически эффективного генерирующего оборудования, а возникающий небаланс компенсируется благодаря регулировочному диапазону, формируемому за счет дополнительно включенного оборудования.

Таким образом, процедура выбора состава включенного генерирующего оборудования является важным элементом суточного планирования. Неправильный выбор состава включенного генерирующего оборудования влечет за собой экономический ущерб или даже может привести к нарушениям электроснабжения потребителей. Эта проблема становится более актуальной при увеличении процента генерирующего оборудования в энергосистеме на базе возобновляемых источников энергии.

Данная проблема ярко выражена в Крымской энергосистеме, где суммарная установленная мощность СЭС составляет 32,6 %. При правильном определении вырабатываемой мощности СЭС можно добиться наиболее оптимальной загрузки электростанций на традиционном виде топлива, что позволит значительно увеличить КПД тепловых электростанций.

III. МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ВЫРАБАТЫВАЕМОЙ МОЩНОСТИ СЭС

Точность определения выбранного состава включенного генерирующего оборудования обеспечивает надежное и экономически выгодное функционирование, как энергосистем отдельных субъектов, так и ЕЭС в целом. Обеспечение точности определения генерирующей мощности в энергосистемах с наличием большой доли СЭС затруднено и, в общем, сказывается на процедуру выбора состава включенного генерирующего оборудования, поскольку основными влияющими параметрами для прогнозирования вырабатываемой мощности СЭС являются метеофакторы.

Использование математических методов прогнозирования являются наиболее распространенным и подразделяются на регрессионный анализ, факторный анализ, распознавание образов, вариационное исчисление, спектральный анализ, цепи Маркова, алгебра логики и другие. Регрессионный анализ является одним из наиболее широко используемых статистических методов, для моделирования взаимосвязи нескольких независимых факторов, такими как температура воздуха, влажность, освещенность, скорость и направление ветра, штормовые предупреждения и др. Ограничение в применении линейных регрессионных моделей является то, что между погодными переменными и вырабатываемой мощностью существуют нелинейные зависимости. Алгоритм линейной регрессии для динамического процесса с нелинейными связями с метеофакторами не может справиться с задачей точного прогноза.

Использование алгоритма роя частиц для оптимизации параметров регрессионной модели опорных векторов позволяют по средней величине одного признака определить среднюю величину другого признака, корреляционно связанного с первым, так на примере учета факторов температуры воздуха, влажности, освещенности, скорости и направления ветра, возможно определить среднюю вырабатываемую мощность СЭС.

IV. ЛАБОРАТОРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ МЕТОДИКИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ВЫРАБАТЫВАЕМОЙ МОЩНОСТИ СЭС

Для достижения поставленной цели было исследовано влияние основных метеорологических факторов (МФ) влияющих на выдаваемую мощность

солнечными модулями СЭС Перово расположенную в Республике Крым [9, 10].

Были произведены исследования по выявлению зависимости вырабатываемой мощности солнечными панелями. Основа исследований заключалась в фиксировании вырабатываемой мощности СЭС Перово, за сутки на протяжении недели.

Наибольший интерес исследований был направлен на выявление зависимости от освещенности, облачности и продолжительности светового дня. В рамках данной работы влияние температуры, влажности, скорости ветра не рассматривались, а, следовательно, данные факторы не учитывались при прогнозировании вырабатываемой мощности. Зависимость мощности от освещенности имеют существенно более определенный характер.

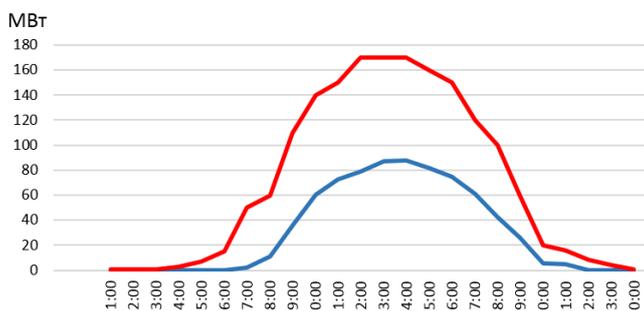


Рис. 1. Зависимость влияния освещенности на вырабатываемую мощность солнечной батареи в ясный день.

— (красным) показана освещенность СЭС Перово;
— (синим) показана выдаваемая мощность СЭС Перово.

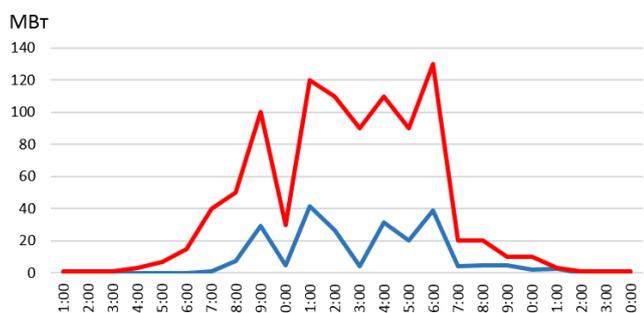


Рис. 2. Зависимость влияния освещенности на вырабатываемую мощность солнечной батареи в пасмурный день.

— (красным) показана освещенность СЭС Перово;
— (синим) показана выдаваемая мощность СЭС Перово.

На рис. 1 и 2 представлены примеры полученных зависимостей за сутки при различных погодных условиях, которые напрямую влияли на освещенность СЭС Перово.

Был изучен ряд факторов, которые имели более определенный характер влияния на выдаваемую мощность СЭС Перово такие как облачность, естественная освещенность, осадки. Установлено, что связь между вырабатываемой мощностью и естественной освещенностью имеет нелинейный характер, что указывает на необходимость использования таких математических методов и моделей прогнозирования вырабатываемой мощности, которые позволят учитывать нелинейный характер взаимосвязей вырабатываемой мощности с влияющими

на него факторами. Связь между вырабатываемой мощностью и освещенностью также зависит от времени года (сезона), что обусловлено продолжительностью светового дня.

Мощность, выдаваемая солнечной батареей, зависит от освещенности, которая, в свою очередь, зависит от метеорологических условий. Взаимосвязь между вырабатываемой мощностью и естественной освещенностью явно выражена при интенсивном изменении уровня освещенности и практически незаметна при её равномерных и низких уровнях.

Для дальнейших испытаний и прогнозирования вырабатываемой мощности необходимо было использовать метеорологический прогноз погоды, основываясь на который составлялся график освещенности на сутки вперед. Для этого использовался специализированный комплекс АС «Метео» используемый в АО «СО ЕЭС», разработанный для прогнозирования электропотребления [11]. При помощи комплекса АС «Метео» была выполнена оценка качества прогнозирования путем составления плана-графика освещенности на сутки вперед, относительно которого уже была рассчитана вырабатываемая мощность СЭС Перово на сутки вперед.

Данная проверка прогнозирования вырабатываемой мощности солнечной электростанцией на сутки вперед на модели солнечной батареи показала, что наиболее точное прогнозирование можно добиться только при получении более точной зависимости выдаваемой мощности от освещенности.

В свою очередь наиболее сложным является прогнозирование на сутки вперед в межсезонье, где преобладает неустойчивая и пасмурная погода с кратковременными осадками. Более простым является прогнозирование освещенности на сутки вперед в ясный безоблачный день.

Спрогнозировать освещенность на сутки вперед позволяет комплекс АС «Метео», который обеспечивает необходимыми метеоданными для составления прогнозируемой освещенности на сутки вперед.

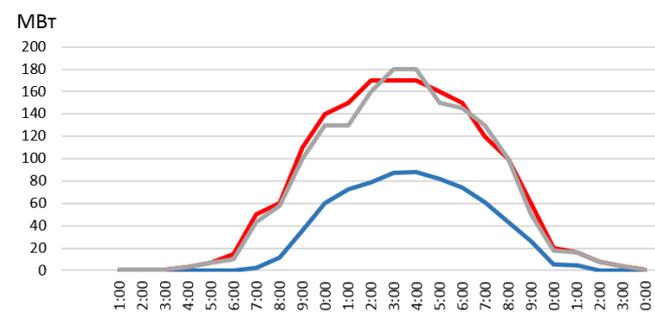


Рис. 3. Зависимость вырабатываемой мощности от спрогнозированной освещенности на сутки вперед.

— (красным) показана фактическая освещенность СЭС Перово;
— (серым) показана прогнозируемая освещенность СЭС Перово;
— (синим) показана выдаваемая мощность СЭС Перово.

Проанализировав взаимосвязь между генерируемой мощностью и метеофакторами на основе ортогонально дискретного вейвлет-преобразования временных рядов удалось визуально установить взаимосвязь между составляющими вейвлет-разложения для временных рядов вырабатываемой мощности и основных метеофакторов.

Была выполнена оценка качества прогнозирования путем составления плана-графика освещенности на сутки вперед, относительно которого уже была рассчитана вырабатываемая мощность СЭС на сутки вперед.

Комплекс АС «Метео» обеспечивает автоматизацию процесса передачи и хранения метеоданных, а также осуществляет анализ влияния изменения погодных условий. Данный комплекс разработан в объектно-ориентированной среде и имеет функционально-модульную структуру с возможностью дополнения в случае заинтересованности ОАО «СО ЕЭС» для прогнозирования вырабатываемой мощности солнечных электростанций.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ результатов показали зависимость влияния освещенности на солнечную электростанцию в течении суток, а также позволили определить влияние погодных условий на освещенность.

Данные исследования указали на возможность более точного прогнозирования вырабатываемой мощности солнечными электростанциями на сутки вперед основываясь на метеорологический прогноз погоды, что в свою очередь позволяет правильно выбрать состав ключевого генерирующего оборудования.

Усовершенствование методов прогнозирования генерируемой мощности солнечных электростанций позволит более точно прогнозировать энергетический режим на сутки вперед в целом по энергосистеме Республики Крым и города Севастополя, что приведет к более эффективному использованию мощности тепловых электростанций.

Список литературы

- [1] Электроэнергетика глазами молодежи» 2014 г. Научные труды V международной молодежной научно-технической конференции. Т.2. Д. А. Копылов «Значение солнечных батарей в области возобновляемой энергетики», г. Томск, 10-14 ноября 2014 г. С 552-556.
- [2] Мониторинг событий, оказывающих существенное влияние на функционирование и развитие мировых энергосистем. ОАО СО «ЕЭС» 24.06.2016 – 30.06.2016.
<http://www.globaltransmission.info>
- [3] Массон Г., Орланди С., Рекингер М. Обзор мирового рынка солнечной энергетики. Мюнхен, 2014.
- [4] Перминов Э.М. Энергетика республики Крым – состояние и проблемы развития. Новая возобновляемая энергетика – выбор Крыма. Журнал "Энергетик" №5 2014. С. 7-10.
- [5] Как солнечное излучение к середине века сможет стать крупнейшим источником электроэнергии. Международное энергетическое агентство (МЭА), 29 сентября 2014 г.
- [6] Архипов А., Долматова М. Два года новой модели ВСВГО. Профессиональный журнал "ЭнергоРынок" №2 (137) 2016. С. 52-58.
- [7] Золотарёв С. А. Особенности электроэнергетического режима энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь на первом этапе ввода в работу энергомаста «Кубань - Крым», 2015.
<http://gup-krymenergo.crimea.ru>
- [8] Янов А.В. Текущее состояние дел по выполнению планов создания Черноморского РДУ ОАО СО «ЕЭС» 16.09.2015.
<http://so-ups.ru>
- [9] Морозов И.А. Прогнозирование вырабатываемой мощности солнечными электростанциями на сутки вперед. Электроэнергетика глазами молодежи : тр. VII Междунар. науч. техн. конф., 19 - 23 сентября 2016 г., г. Казань: в 3 т. / Казанский энергет. ун-т – М., 2016. - Т. 2. -С. 328 - 331.

- [10] Морозов И.А., Тьквинский А.М. Влияние освещенности на выдаваемую мощность солнечного модуля. Кибернетика энергетических систем: Сборник материалов XXXVIII сессии Всероссийского научного семинара по тематике «Диагностика энергооборудования», г. Новочеркасск, 17-19 октября 2016 г. / Южно – Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова - Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2016.
- [11] Артемьев А.А., Антонов А.В., Полижаров А.С., Тупицин И.В., Дацко В.С. Разработка и внедрение комплекса обработки метеоданных СО ЕЭС (АС «Метео»)// Сборник докладов III международной научно-технической конференции "Электроэнергетика глазами молодёжи", Екатеринбург, 2012г. С. 123-127.

Создание модели эквивалента электрической схемы Новосибирской энергосистемы

Р.С. Чувашев¹, И. Ю. Коротков¹, И. В. Дулов¹, А.Г. Русина¹

¹ФГБОУ ВО "Новосибирский государственный технический университет"
Новосибирск, Россия
E-mail: chuvashov_r@mail.ru

Аннотация - современные электрические сети имеют большое количество элементов, поэтому вопрос упрощения схем замещения для расчета режима является актуальным. Зачастую, чтобы рассмотреть процессы, происходящие с отдельными объектами, требуется более простой расчёт, и отдельные части системы могут заменяться их эквивалентами. Таким образом, количество параметров режима становится меньше, что упрощает расчёт. Эквиваленты частей энергосистемы формируются на основе различных математических моделей, характеризующих физические процессы. При проведении исследования использовались методы математического анализа и моделирования, методы электротехники. В качестве инструмента моделирования применялось программное обеспечение RastrWin и MathCad. Получена эквивалентная модель электрической сети Новосибирской энергосистемы. Оценены погрешности режимных параметров при применении эквивалента. Расчетным путем показана необходимость использования разных моделей для двух сезонов года. Полученная эквивалентная модель позволяет оценить режимы отдельных электрических станций при отсутствии представительной информации по узлам нагрузки.

Ключевые слова: моделирование, эквивалентирование, расчет нормального режима, электроэнергетическая система, четырехполюсник.

Modeling of Novosibirsk electrical network equivalent

R.S. Chuvashov¹, I. Y. Korotkov¹, I. V. Dulov¹, A.G. Rusina¹

¹ Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk
Russian Federation
E-mail: chuvashov_r@mail.ru

Abstract - problem of simplification of the substitution schemes is actual, because of the large number of elements in modern electrical systems. In some cases, several parts of system could be replaced with equivalent, in order to study processes in the individual objects. The number of mode parameters is decrease and calculation is becoming easier. Equivalents of the part of the electrical system are based on the different math methods, which model physical processes. Various methods of math analyzing, math modeling and electrical engineering methods were used during the study. RastrWin and Mathcad were used as main modeling tools. Equivalent model of electrical network of Novosibirsk energetic system was calculated. Inaccuracies of mode parameters were evaluated with usage of equivalent model. Necessity of using two different model for different seasons was shown by calculation method. Final equivalent model allow to evaluate modes of power plants without information about load buses.

Keywords: modeling, equivalent, calculation of normal mode, electric power system, quadripole.

I. ВВЕДЕНИЕ

Электрические схемы современных электроэнергетических систем (ЭЭС) являются достаточно объёмными. В одной ЭЭС может находиться до нескольких тысяч объектов. Сложная структура математических моделей физических объектов и процессов, происходящих в них, делает расчёт и анализ таких сетей достаточно трудоёмким

Необходимость эквивалентирования выражается следующими причинами:

- целью и доступными формами анализа результатов расчетов, позволяющих планировать решения;
- информационным обеспечением, полнотой и достоверностью информации, необходимой для рассматриваемой задачи;

- вычислительными процедурами – временем, сходимостью итерационных расчетов, точностью результатов и др.

Для расчетов режима очень редко используется полная схема электрических соединений. Существует множество задач, в которых используются различные методы эквивалентирования электрической сети. Эквивалентирование проводится по территориальным границам, по классу напряжения сетей, при составлении планов ремонтов отдельных ЛЭП или подстанций и пр. Эквивалентирование позволяет уменьшить размерность задачи, что дает большие вычислительные преимущества, но главной причиной является то, что можно проводить качественный анализ результатов расчетов и планировать деятельность предприятий энергетики.

При эквивалентировании части системы заменяются их эквивалентами, полученными на основании критериев эквивалентности. В результате количество элементов сокращается, что существенно облегчает расчёт. Критерии эквивалентности зависят от параметров элемента, и от выполняемой задачи.

В результате одну систему можно разделить на несколько подсистем, и часть из них заменить эквивалентами (рисунок 1).



Рис. 1. Условное изображение ЭЭС с эквивалентируемой частью

При анализе возможности применения эквивалента, необходимо оценить параметры режима в узлах и ветвях примыкания эквивалента к сохраняемой части энергосистемы. Зачастую после преобразования подсистем, сохраняются некоторые узлы, имеющие принципиальное значение для ЭЭС.

Эквивалентирование электрических сетей проводится с учетом трех факторов: границы ЭЭС, расчетный нормальный режим сетей, использование соответствующих принципов представления электрической сети.

При эквивалентировании используются обобщение конструктивных и режимных параметров сети. В числе конструктивных параметров используется схема сети (размер, параллельные и последовательные цепи, число цепей ЛЭП). По параметрам режима используется класс напряжения, величина тока, потери мощности и электроэнергии, величина нагрузки в узлах. Наибольшее распространение получило эквивалентирование по классу напряжения, по территории, по нагрузке.

Методы эквивалентирования электрических сетей по всем названным параметрам хорошо разработаны в электротехнике. Для уменьшения числа ветвей и узлов применяются законы электротехники, для топологического эквивалентирования применяется диакоптика [2]. Это позволяет от сети, включающей все элементы от источников мощности до

электроприемников, перейти к такому ее представлению, которое связано с целью и задачей расчетов.

При решении конкретных задач, как правило, расчет производится для времени, значительно большего, чем мгновенные режимы (от суток до года). Электрическое эквивалентирование базируется на мгновенных параметрах и отражает статическое состояние системы. При решении прикладных задач чаще всего возникает потребность в учете динамических свойств системы и, следовательно, необходимо иметь динамические характеристики параметров. Динамику процесса отражают средние параметры на определенном интервале, или функциональные зависимости этих параметров от времени, или регрессионные факторные характеристики. Чаще всего используются осредненные значения мощностей, токов, напряжений и по ним рассчитывается режим сети. Но в [6], показано, что наиболее эффективно использование потери мощности или энергии.

II. ЭКВИВАЛЕНТИРОВАНИЕ ОБЪЕКТОВ НОВОСИБИРСКОЙ ЭЭС

Любой элемент электрической сети можно рассматривать как четырёхполюсник. При этом с помощью преобразований каскадно-параллельных соединений уравнений можно получить эквивалент рассматриваемой подсистемы.

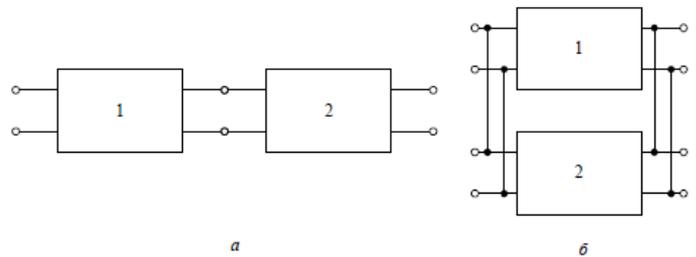


Рис. 2. Соединения четырёхполюсников: а- каскадное; б - параллельное

При каскадном соединении четырёхполюсников уравнения эквивалентного четырёхполюсника примут вид: $A=A_1 \cdot A_2$; при параллельном соединении: $Y=Y_1+Y_2$.

Авторы исследовали возможность получения эквивалентной модели Новосибирской энергосистемы с использованием четырехполюсников.

При этом необходимо разделить систему на локальные зоны электроснабжения, что уменьшит размерность задачи. Число зон электроснабжения определено числом крупных источников генерации: Новосибирская ГЭС Барабинская ТЭЦ, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5.

Новосибирская ГЭС играет важную роль единственного регулирующего и мобильного источника электроэнергии в западной части сибирской энергосистемы. Современные условия эксплуатации Новосибирской ГЭС очень специфичны из-за многочисленных ограничений, накладываемых на режим её работы неэнергетическими водопользователями [5].

Новосибирская ТЭЦ-5 расположена в Октябрьском районе города Новосибирска. Снабжает тепло и электроэнергией население и промышленные предприятия Новосибирска. Является поставщиком электрической энергии и мощности на рынок. Является одной из крупнейших генерирующих станций за Уралом по установленной тепловой мощности. Входит в структуру АО «СИБЭКО». Установленная электрическая мощность: 1200 МВт. Установленная тепловая мощность: 2850 Гкал/ч. [7]

Данные станции оказывают наибольшее влияние на работу энергосистемы, поэтому проводилось эквивалентирование схемы вокруг ТЭЦ-5 и НГЭС.

Эквивалентированию подлежали только линии 110 кВ и ниже. При этом линии с более высоким классом напряжения были сохранены. Рассматривались зоны электроснабжения ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4 и БТЭЦ.

Границы зон электроснабжения определены точками потокораспределения по данным расчета нормальных режимов в характерные дни года (летний минимум и зимний максимум). При этом границы зон для этих режимов изменялись, что связано с большой теплофикационной нагрузкой ТЭЦ в зимний период и использованием водных ресурсов на ГЭС в летний период. Выработка электроэнергии на ТЭЦ-2 и БТЭЦ в летний период идёт в основном на покрытие собственных нужд.

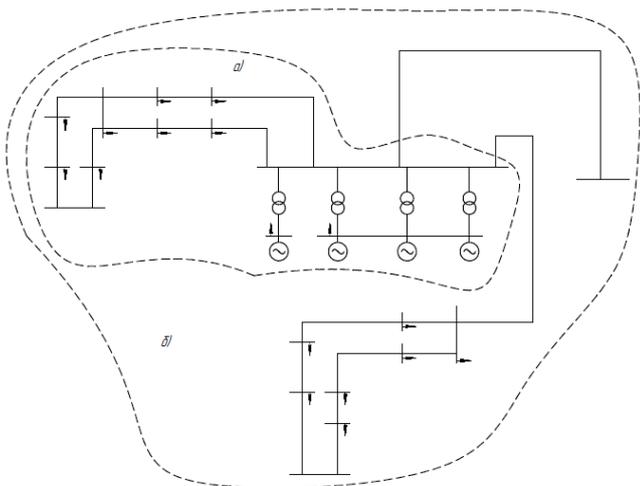


Рис. 3. Зоны энергоснабжения станции ТЭЦ-3: а – летний период; б – зимний период

Программное обеспечение RastrWin позволяет эквивалентировать схемы электрической сети. Но при расчете заданных эквивалентов данный программный пакет использует только данные установившегося режима без учёта изменения нагрузки. Применение эквивалентирования с помощью четырехполюсников позволяет учитывать эти изменения.

Путем каскадно-параллельного эквивалентирования были получены эквиваленты районов электроснабжения. При эквивалентировании использовались следующие уравнения четырехполюсника:

Уравнения ЛЭП П-образной схемы замещения:

$$\begin{pmatrix} U_1 \\ I_1 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 + \frac{Z_{л} Y_{л}}{2}; & Z_{л}; \\ Y_{л} (1 + \frac{Z_{л} Y_{л}}{4}); & 1 + \frac{Z_{л} Y_{л}}{2} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_2 \\ I_2 \end{pmatrix};$$

Где $Z_{л}$ – продольное сопротивление, а $Y_{л}$ – поперечная проводимость линии.

Уравнения для повышающего трансформатора:

$$\begin{pmatrix} U_1 \\ I_1 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} k; & \frac{Z_0}{k}; \\ Y_{л} k; & \frac{1}{k} (1 + Z_{л} Y_{л}) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_2 \\ I_2 \end{pmatrix};$$

Где Z_0 – продольное сопротивление, Y_0 – проводимость, учитывающая потери с сердечнике трансформатора, k – коэффициент трансформации.

Уравнения для модели электрической нагрузки:

$$\begin{pmatrix} U_1 \\ I_1 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1; & 0; \\ S_n^* / U_n^2; & 1; \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_2 \\ I_2 \end{pmatrix};$$

Где S_n – мощность потребляемой нагрузки, U_n – номинальное напряжение.

Рассмотрим алгоритм эквивалентирования на примере схемы электроснабжения станции ТЭЦ-4 (рисунок 4). Сначала путем каскадных преобразований эквивалентируются линии, отходящие от шин РУ ВН станции, и ближайшая нагрузка. Затем с помощью параллельных преобразований образуется эквивалентный четырехполюсник. Составляется П-образная схема замещения эквивалента с продольным сопротивлением и двумя поперечными проводимостями, которые нужно присвоить соответственным узлам.

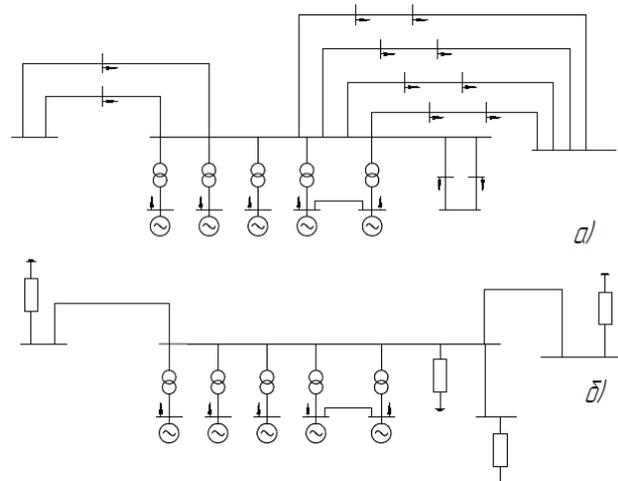


Рис. 4. Схема района электроснабжения ТЭЦ-4: а- без использования эквивалентов; б – с использованием эквивалентов

Погрешность эквивалентирования можно получить, сравнив данные, полученные при расчёте режима схемы без использования эквивалентов и схемы с эквивалентами. При этом сравнивать нужно потоки мощностей по ветвям

примыкания (таблица 1) и напряжения в узлах примыкания (таблица 2).

Таблица I. ИЗМЕНЕНИЕ ПОТОКОВ МОЩНОСТЕЙ В ВЕТВЯХ ПРИМЫКАНИИ

Станция	Ветвь	S, МВА	S, МВА	$\Delta, \%$
ТЭЦ-4	Л-1	39,8+j18,1	42,95+14,3i	11,29
	Л-2	39,3+j22,7	40,1+25,4i	6,20
	Л-3	62+j22,7	65,15+16,15i	11,01
	Л-4	64,5+j27,1	67,51+25,55i	7,70
	Л-5	5,2-j38,5	9,35-37,65i	10,90
	Л-6	7,2-j42,4	1,05-41,75i	14,38
ТЭЦ-2	Л-1	8,2+j11,2	6,55+12,05i	13,37
	Л-2	6,5+j11,7	7+10,65i	8,69
	Л-3	47,1+j0,4	48+2,95i	5,74
	Л-4	46,05+j0,3	44,625-1,75i	5,42
	Л-5	16,6-j17,8	15,6-19,4i	7,75
	Л-6	17,1+j4,9	15,4+5,8i	10,81
ТЭЦ-3	Л-1	15,1+j4,9	12,75+4,95i	14,81
	Л-2	13,2+j1,9	11,65+12,95i	10,53
	Л-3	9,1+j11,9	7,4+11,3i	12,03
	Л-4	9,1+j11,7	10+12,85i	9,85
	Л-5	57,7-j9,7	62,1-7,7i	8,60
БТЭЦ	Л-1	54,7+j20	58,05+17,4i	7,28
	Л-2	48,7+j24,8	45,9+27,95i	7,71
	Л-3	134,9-j19	142,2+12,3i	7,27
	Л-4	4,3-j6,6	5,05-5,95i	12,60
	Л-5	3,6-j7,2	3,9-6,25i	12,38

Таблица II. ИЗМЕНЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ ПРИМЫКАНИЯ

Станция	Узел	U, В	U, В	$\Delta, \%$
ТЭЦ-2	1	116	122,4	5,517241
	2	116	120,8	4,137931
	3	116	112,4	3,103448
ТЭЦ-3	1	117	114,5	2,136752
	2	116	113,6	2,068966
	3	116	118,7	2,327586
ТЭЦ-4	1	115	110,9	3,565217
	2	116	115,7	0,258621
	3	116	110,8	4,482759
БТЭЦ	1	115	108,5	5,652174
	2	112	110,6	1,25
	3	115	109,6	4,695652

В результате потоки мощности по ветвям примыкания в режиме максимальных нагрузок изменились в среднем на 10%, а в режиме минимальных нагрузок на 6,6%. Погрешность эквивалентирования по напряжению в узлах

примыкания составила около 3,27%. Несопоставимость погрешностей при различных режимах связана с тем, что районы электроснабжения станций, и потребляемая мощность в системе существенно отличаются.

III. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе анализа имеющихся научных и практических разработок, изучены методы, позволяющие дополнить и улучшить способы расчётов режима. В результате была построена эквивалентная модель Новосибирской энергосистемы, которая позволила снизить число узлов и ветвей. Оценено влияние зон электроснабжения различных станций их на режимы Новосибирской ЭЭС.

Список литературы

- [1] Математическое моделирование электрических систем и их элементов : учеб.-метод. пособие / А. В. Лыкин. - : Издательство НГТУ, 2009. - 225 с.
- [2] Новый метод эквивалентирования энергосетей на основе собирания структур по шинам / Ди Ши ; Даниел Тылавски
- [3] Развитие теории и методологии анализа электроэнергетических систем для управления установившимися режимами : диссертация ... доктора технических наук : 05.14.02 / Русина Анастасия Георгиевна; [Место защиты: Томский политехнический университет]. - Томск, 2013. - 297 с. : ил.
- [4] Русина А. Г. Вопросы повышения эффективности режимов работы Новосибирской ГЭС = Questions of improving the operating modes efficiency of the Novosibirsk HPP / А. Г. Русина, А. Е. Калинин, Г. Ж. Дургарян // Автоматика и программная инженерия = Automatics & Software Engineering. - 2017. - № 1 (19). - С. 18-27.
- [5] Русина А. Г. Особенности эквивалентирования электрических сетей при различных целях функционирования электроэнергетических систем / А. Г. Русина // «Известия Вузов. Проблемы энергетики», с. 41-48
- [6] Эквивалентное моделирование Аргентинской электроэнергетической системы для анализа устойчивости Уругвайской системы / М. Артенштейн ; А. Гиусто
- [7] <http://so-ups.ru/index.php?id=1398>

Разработка имитационной модели каскада ГЭС Энергосистемы Памира

С.В. Митрофанов, А.Ю.Арестова, Д.Х. Худжасаидов, А.Г. Русина
ФГБОУ ВО "Новосибирский государственный технический университет"
Новосибирск, Россия

Аннотация — Приоритетным направлением социально-экономического развития Памира является совершенствование эффективности управления энергосистемой и повышение надежности комплекса электроснабжения региона. Большое внимание уделяется определению электропотребления и графиков нагрузки, которые являются основой составления энергетических балансов. Неотъемлемой частью планирования режима должен стать учет гидрологических свойств системы. Для этого в работе получены математические модели каскада ГЭС. Проведено сравнение параметров режима работы станций с учетом их гидравлической связи. Полученная модель позволяет оценить особенности совместной работы ГЭС в каскаде с учётом влияния стока реки, режим работы основного силового оборудования и режим работы водохранилищ станций.

Ключевые слова — каскад ГЭС, моделирование, расчет нормального режима, электроэнергетическая система

The HPPs cascade simulation model development of the Pamir power system

Sergey Mitrofanov, Anna Arestova, Jahongir Khudzhasaidov, Anastasia Rusina
Novosibirsk State Technical University
Novosibirsk, Russia

Abstract — The priority direction of the social and economic development of the Pamir power system is improving the efficiency of managing and increasing the reliability of the region's electricity supply complex. The definition of power consumption and load schedules are the basis for the compilation of energy balances. An integral part of the planning of the electric power regime should be the consideration of the hydrological properties of the system. To solve the set tasks, mathematical models of the cascade of HPPs were obtained. The obtained model allows evaluating the features of the joint operation of HPPs in a cascade taking into account the influence of the river flow, the mode of operation of the power equipment and the operation mode of the reservoirs of the stations.

Keywords — Cascade of hydroelectric power stations, modeling, calculation of the normal operation mode, electric power system

I. ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Энергосистема Таджикистана на 90% состоит из гидроэлектростанций (ГЭС). Большая часть ГЭС является частью Вакшского каскада. В связи с этим возникает задача управления нижестоящими ГЭС в каскаде с учётом влияния режима работы вышестоящих ГЭС.

Исходные данные

- Две из трёх ГЭС находятся в каскаде,
- Верхняя ГЭС каскада имеет суточный режим регулирования водохранилища,
- Контррегулирующая ГЭС каскада работает на бытовом стоке,

- В верхнем бьефе верхней ГЭС имеются потребители ВХК,
- В нижнем бьефе контррегулирующей ГЭС имеется ограничение по минимальному расходу воды, также обусловленное нуждами потребителей ВХК,
- В энергосистеме есть проблема дефицита реактивной мощности, нужды которой необходимо покрывать с помощью гидроагрегатов (ГА) ГЭС.

II. ОГРАНИЧЕНИЯ

Прежде чем производить поиск оптимального режима работы системы, необходимо определить доступную область работы алгоритма оптимизации.

Гидроэлектростанции имеют большой набор технологических и режимных ограничений, обусловленных требованиями энергосистемы, особенностями работы гидроагрегатов, условиями рационального водопользования с соблюдением интересов других потребителей водохозяйственного комплекса (ВХК) и т.д.

Рассмотрим режимные ограничения [1]:

А. Баланс активных и реактивных мощностей

$$P_{номр} = \sum_{i1=1}^{n1} P_{ГAi} + \sum_{i2=1}^{n2} P_{ГAi} + \sum_{ia=1}^{n3} P_{ГAi} \quad (8)$$

$n1$ – количество работающих гидроагрегатов на первой станции, $i1$ – номер гидроагрегата первой станции, $n2$ – количество работающих гидроагрегатов на второй станции, $i2$ – номер гидроагрегата второй станции, $n3$ – количество работающих гидроагрегатов на третьей станции, ia – номер гидроагрегата третьей станции.

$$Q_{номр} = \sum_{i1=1}^{n1} Q_{ГAi} + \sum_{i2=1}^{n2} Q_{ГAi} + \sum_{ia=1}^{n3} Q_{ГAi} \quad (9)$$

В. Дефицит реактивной мощности

При условии, что в энергосистеме наблюдается дефицит реактивной мощности, часть ГА ГЭС может быть использована для работы в режиме синхронного компенсатора (СК). В связи с этим, на станции есть ограничение по числу ГА в генераторном режиме.

$$Q_{номр} > \sum_{i1=1}^{n1} Q_{ГАГРi} + \sum_{i2=1}^{n2} Q_{ГАГРi} + \sum_{ia=1}^{n3} Q_{ГАГРi} \rightarrow n_{СК} \neq 0 \quad (10)$$

$$n_{ГР} = n_{РАБ} - n_{СК}(\Delta Q_{СК}) \quad (11)$$

$n_{ГР}$ – число ГА в генераторном режиме, $n_{РАБ}$ – общее число ГА в рабочем состоянии, $n_{СК}$ – число ГА, находящихся в режиме СК.

С. Ограничения по режиму работы водохранилища

Главным ограничением для режима работы любого водохранилища является недопущение пересечения уровней НПУ (нормальный подпорный уровень) и УМО (уровень мертвого объема) в нормальном режиме работы.

$$Z_{УМО} \leq Z_{ББi} \leq Z_{НПУ} \quad (12)$$

Кратковременное превышение отметки НПУ допустимо лишь на непродолжительные промежутки времени в условиях экстренной необходимости. В этом случае возможен подъем уровня верхнего бьефа до отметки ФПУ (форсированный подпорный уровень)

$$Z_{ББi} \leq Z_{ФПУ} \quad (13)$$

Одна из гидроэлектростанций имеет водохранилище суточного регулирования. В связи с этим встает задача оптимального распределения суточного стока. Решение её осуществляется с помощью построения диспетчерского графика регулирования, построенного на основе графиков сработки-наполнения водохранилища различной обеспеченности. Ограничения по расходу воды в нижний бьеф, накладываемые диспетчерским графиком, могут быть выражены через допустимые уровни сработки.

$$Z_{ББ\min} \leq Z_{ББi} \leq Z_{ББ\max} \quad (14)$$

$Z_{ББ\min}$ – минимальный уровень верхнего бьефа, обусловленный ограничением по гарантированной мощности. $Z_{ББ\max}$ – максимальный уровень верхнего бьефа, обусловленный требованиями к безопасности режима работы станции.

Допустимый максимальный расход из водохранилища и расход, запасаемый в водохранилище для заданного часа

$$\begin{cases} \Delta Z_{ББ} = Z_{ББi} - Z_{ББ\min} \\ \Delta Z_{ББ} = Z_{ББ\max} - Z_{ББi} \\ Q_{ВДХР\max} = \frac{\Delta V(\Delta Z_{ББ})}{3600} \end{cases} \quad (15)$$

$Q_{ВДХР\max}$ – максимально допустимое значение среднего расхода воды за час из водохранилища, либо в водохранилище, ΔV – объем стока из водохранилища, соответствующий изменению уровня водохранилища на $\Delta Z_{ББ}$ (определяется по характеристике $Z_{ББ} = f(V_{ББ})$).

Д. Ограничения по пропускной способности турбин и требованиям ВХК

Известно, что в нижнем бьефе контррегулирующей ГЭС, располагаются потребители ВХК. Для обеспечения их бесперебойной работы необходимо задать минимальный уровень расхода в нижний бьеф. Т.к. контррегулирующая ГЭС работает на бытовом стоке, то минимальный расход будет полностью зависеть от расхода на вышестоящей ГЭС. Также

$$Q_{ВХКНБГЭС2} \leq Q_{ГЭС1} \leq Q_{\max} \quad (16)$$

$Q_{ВХКНБГЭС2}$ – минимальный уровень расхода, необходимый для работы потребителей ВХК.

Q_{\max} – ограничение по пропускной способности турбины и установленной мощности ГЭС.

$$Q_{\max} = n \cdot Q_{\max T} \cdot \sqrt{\frac{H_i}{H_p}} \quad (17)$$

$$Q_{\max} = n \cdot \frac{N_{номГА}}{9,81 \cdot \eta_T(H, Q) \cdot \eta_r(H, Q) \cdot \eta_{ВС}(H, Q) \cdot H_i} \quad (18)$$

$Q_{\max T}$ – максимальная пропускная способность гидротурбины, H_p – расчётный напор.

Е. Ограничения по составу агрегатов

Обусловлено требованиями надежности схемы собственных нужд, требующей работы определённых агрегатов или по условиям правильного действия релейной защиты, или недопустимость какой-либо комбинации агрегатов по условиям размыва русла или берегов нижнего бьефа.

Ф. Ограничения по числу пусков-остановок агрегата за определённый период

$$m_{ГAi} \leq m_{дон} \cdot m_{ГAi} \quad (19)$$

$m_{ГAi}$ – количество пуска-остановочных операций i -го гидроагрегата; $m_{доп}$ – допустимое количество пуска-остановочных операций.

III. ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ СВЯЗ КАСКАДА ГЭС

Т.к. контррегулирующая ГЭС работает на бытовом стоке и не имеет возможности изменять отметку верхнего бьефа, то вырабатываемая на ней мощность будет определяться в значительной степени, расходом воды через гидротурбины.

Расход воды через турбины контррегулирующей ГЭС в момент времени t будет зависеть от расхода воды через вышестоящую ГЭС определяться выражением:

$$Q_{ТУРБ.ГЭС2,t} = Q_{НБ.ГЭС,t-1} + Q_{бок.пр} - Q_{хвостбюГЭС2}(N_{ГЭС2}) \quad (20)$$

где, $Q_{хвостбюГЭС2}$ – расход через водосбросные сооружения контррегулирующей ГЭС, $Q_{бок.пр}$ – расход боковой приточности на участке между ГЭС1 и ГЭС2, $Q_{НБ.ГЭС,t-1}$ – расход в нижний бьеф через турбины и водосбросные сооружения ГЭС1 в момент времени $t - 1$.

$$Q_{НБ.ГЭС,t-1} = Q_{ТУРБ.ГЭС1,t-1}(N_{ГЭС1}) + Q_{хвостбюГЭС1,t-1}(N_{ГЭС2}, Z_{ВБГЭС1}) \quad (21)$$

Значение $t - 1$ зависит от времени добега волн от ГЭС1 к ГЭС2.

$$t - 1 = t - T_{доб} \quad (22)$$

Где $T_{доб}$ – время добега волн.

Время добега определяется на основе следующего выражения:

$$T_{доб} = \frac{L}{v} \quad (23)$$

Где L – расстояние между первой и второй ГЭС, v – скорость потока.

$$v = C \sqrt{R_{cp} J_{cp}} \quad (24)$$

Где C – коэффициент скорости, R_{cp} – средний гидравлический радиус русла реки на участке от ГЭС1 до ГЭС2, J_{cp} – средний уклон реки на участке от ГЭС1 до ГЭС2.

Коэффициент скорости может быть приближенно рассчитан по следующей формуле:

$$C = \frac{0,87}{1 + \frac{n}{R_{cp}}} \quad (25)$$

n – коэффициент шероховатости русла реки ($n=0,55$ – русло горной реки, $n=0,65$ – гравийное русло, $n=0,85$ – глиняное русло).

$$R_{cp} = \frac{\sum R_i}{m} \quad (26)$$

$$J_{cp} = \frac{\sum J_i}{m} \quad (27)$$

R_i и J_i – участок реки, на котором гидравлический радиус и уклон реки не меняются, m – количество участков.

$$J_i = \frac{h_i}{L_i} \quad (28)$$

Гидравлический радиус R_i определяется исходя из геометрии русла реки.

Рассчитав значение $T_{доб}$ можно определить реальное значение расхода в створе ГЭС2 в момент времени t .

Мощность ГЭС2 в момент времени t определяется следующим выражением:

$$N_{ГЭС2,t} = 9,81 \cdot Q_{ТУРБ.ГЭС2,t} \cdot (Z_{ВБГЭС2} - Z_{НБГЭС2}(Q_{НБ.ГЭС2})) \cdot \eta_T(N_{ГЭС2,t}) \cdot \eta_G(N_{ГЭС2,t}) \cdot \eta_{ВС}(N_{ГЭС2,t}) \quad (29)$$

где $Q_{НБ.ГЭС2}$ – расход воды в нижний бьеф ГЭС2

$$Q_{НБ.ГЭС2} = Q_{НБ.ГЭС2,t}(N_{ГЭС2}) + Q_{хвостбюГЭС1,t}(N_{ГЭС2}) \quad (30)$$

При покрытии графика нагрузки в качестве ведущей будет выступать ГЭС1. Она покрывает свою долю графика и определяет величину расхода для ГЭС2.

В режиме работы станций могут возникнуть следующие ситуации:

A. Расход через турбины ГЭС1 меньше расхода ГЭС2

Если нагрузка на ГЭС1 небольшая и расхода через её турбины недостаточно, чтобы обеспечить нормальную работу ГЭС2, то может быть осуществлён холостой сброс через водосбросные сооружения ГЭС1, для выполнения требований по выдаче заданной мощности ГЭС2, однако это возможно только при условии достаточно высокого уровня верхнего бьефа водохранилища. Границей может выступать верхняя огибающая диспетчерского графика нагрузки. Холостой сброс из водохранилища ГЭС1 возможен только в том случае если выполняется условие:

$$Z_{ВБГЭС1i} = Z_{ВБГЭС1max}(t) \quad (31)$$

Если это условие не выполняется, то мощность ГЭС2 ограничивается величиной расхода через турбины ГЭС1 и величиной боковой приточности.

$$N_{ГЭС2,t} \leq N_{ГЭС2max}(Q_{НБ.ГЭС1,t-1}, Q_{бок.пр.}) \quad (32)$$

Данное ограничение будет динамически изменяться при изменении режима работы ГЭС1.

B. Расход через турбины ГЭС1 больше расхода ГЭС2

В случае превышения расходом от ГЭС1 величины, необходимой для выработки требуемой мощности на ГЭС2, с целью выполнения ограничений по не превышению отметки НПУ верхнего бьефа или требований ВХК в нижнем бьефе, а также не превышение величины расхода на ГЭС2, может быть осуществлён холостой сброс на ГЭС2.

$$\begin{cases} Q_{хвостбюГЭС2} \geq Q_{\min ВХК} - Q_{ТУРБ.ГЭС2} \\ Q_{хвостбюГЭС2} = Q_{НБ.ГЭС1,t} + Q_{бок.пр.} - Q_{ТУРБ.ГЭС2}(N_{ГЭС2}) \end{cases} \quad (33)$$

IV. МОДЕЛЬ КАСКАДА ГЭС

Математическое моделирование каскада ГЭС выполнено в программном комплексе Eurostag, который позволяет создание пользовательских моделей регуляторов скорости. На первом этапе были заданы ограничения по активной мощности для каждого из генераторов каскада. В модели учтены: отбор воды на нужды водохозяйственного комплекса, отбор воды в русла, не связанные с каскадом ГЭС, время добегания волны, расходная характеристика мощности агрегатов, расчет холостых сбросов, и наличие водохранилища.

Для анализа разработанной модели рассчитан режим максимальных нагрузок энергосистемы. Модель генератора оснащена регулятором скорости GOVHYDR, который учитывает следующие элементы: динамика турбины и напорного трубопровода, модель потока воды в зависимости от положения направляющего аппарата, пропорционально интегральный закон изменения скорости вращения, статизм характеристики мощности турбины. В модели, однако, не учтены процессы, связанные с аварийным изменением потока/напора воды.

На основании вышеизложенных формул стандартная модель была усовершенствована и дополнена ограничениями на максимальную мощность станций в каскаде ГЭС. Структурная блок-схема модели представлена на рис.1.

На основании данных по нагрузке ЭС Памира за 2016 год (рис.2) [2] и среднемесячных расходах реки Гунт, на которой построен каскад ГЭС (рис. 3), в ПК Eurostag произведён расчёт выработки мощности ГЭС с использованием созданной математической модели ограничений по максимальной мощности. Результаты расчёта представлены на рис. 4-5.

Из полученных результатов видно, что за рассмотренный период времени мощность ГЭС не ограничена по гидрологическим условиям, а ее максимум обусловлен исключительно электрическим режимом.

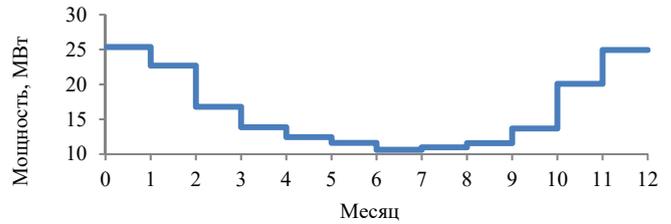


Рис. 2. Среднемесячное потребление ЭС Памира за 2016 год

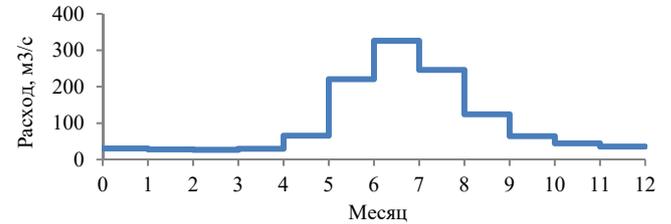


Рис. 3. Среднемесячные расходы реки Гунт

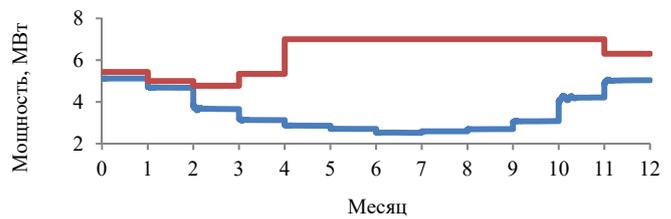


Рис. 4. Выработка мощности одним ГА станции Памир-1 и ограничение по мощности, зависящее от расхода воды. Где — выдаваемая активная мощность, — ограничение по выдаваемой мощности

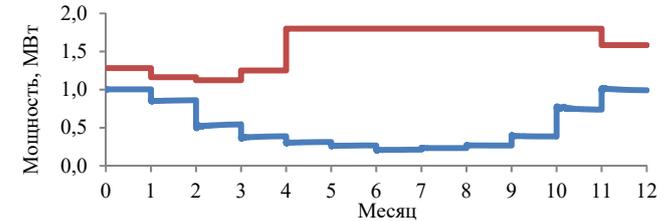


Рис. 5. Выработка мощности одним ГА станции Хорог и ограничение по мощности, зависящее от расхода воды. Где — выдаваемая активная мощность, — ограничение по выдаваемой мощности

В данный момент компания «Памир Энерджи» реализует проекты регионального развития, включающие усиление передающих сетей, с целью передачи электроэнергии для электрификации приграничных населенных пунктов, а также объединение одиннадцати автономных ГЭС в единую систему. Процессы развития энергосистемы Памира неизбежно приведут к ограничениям выдаваемой мощности ГЭС и ухудшению качества напряжения.

Следующим этапом работы станет оптимизация режимов работы ГЭС и выбор критерия управления каскадом ГЭС на средне и долгосрочную перспективу.

Список литературы

- [1] Гидроэнергетика : учебное пособие / М.Ш. Мисриханов, А. Г. Русина, Ю. М. Сидоркин, Т. А. Филиппова. – 2-е изд., перераб. - Новосибирск : изд-во НГТУ, 2012. - 620 с.
- [2] Русина А. Г. Особенности управления режимами гидроэнергетической системы Памира / А.Г. Русина, Д.Х. Худжасанов, Г.Л. Русин // Оперативное управление в электроэнергетике. Подготовка персонала и поддержание его квалификации. - 2015. - №6. - С.41-46.

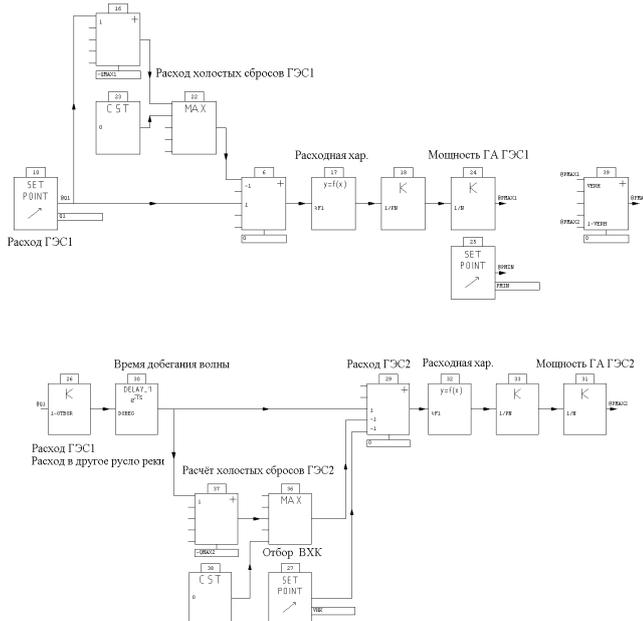


Рис. 1. Структурная блок-схема модели расчета ограничений по активной мощности станций в каскаде

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.

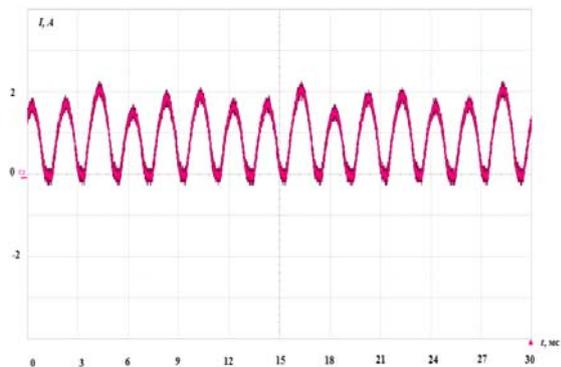


Рис.2 Осциллограмма тока поддерживающего заряда АБ при отсутствии нагрузки

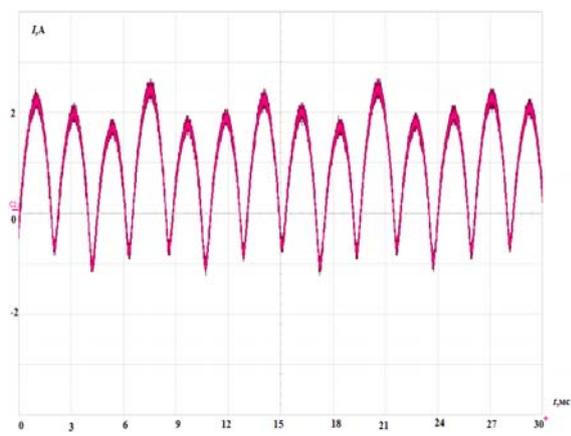


Рис. 3. Осциллограмма тока поддерживающего заряда АБ при токе нагрузки, равном 4А

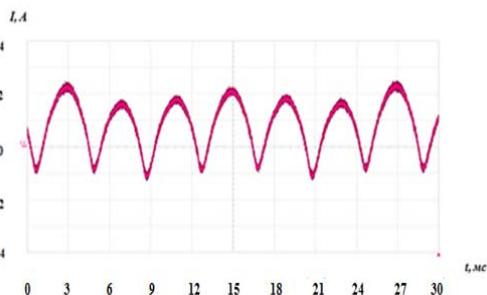


Рис.4 Осциллограмма тока поддерживающего заряда АБ при токе нагрузки, равном 7 А

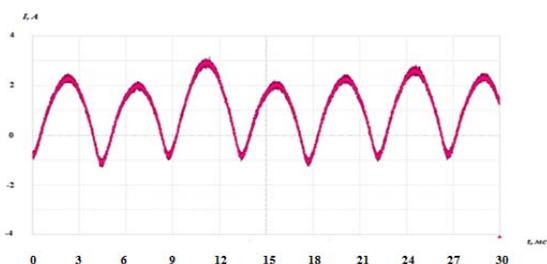


Рис.5 Осциллограмма тока поддерживающего заряда АБ при токе нагрузки, равном 16 А

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 являет 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.

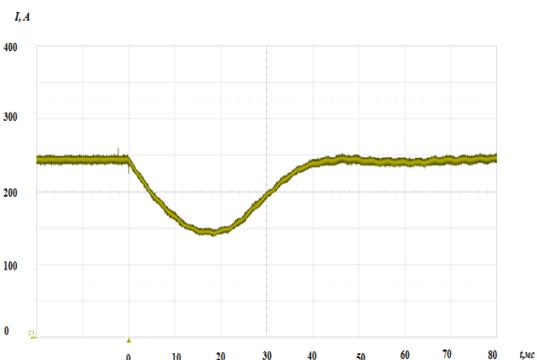


Рис.6 Осциллограмма напряжения на выводах ЗУ при подключении нагрузки с током 10А

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.

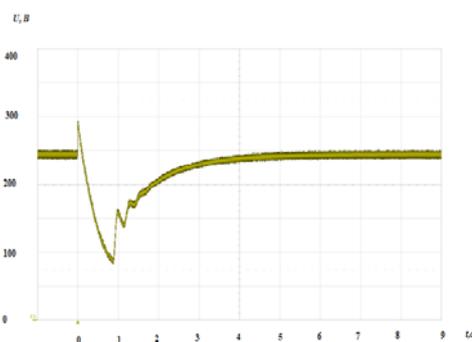


Рис.7 Осциллограмма напряжения на выводах ЗУ при отключении нагрузки током 10 А

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.

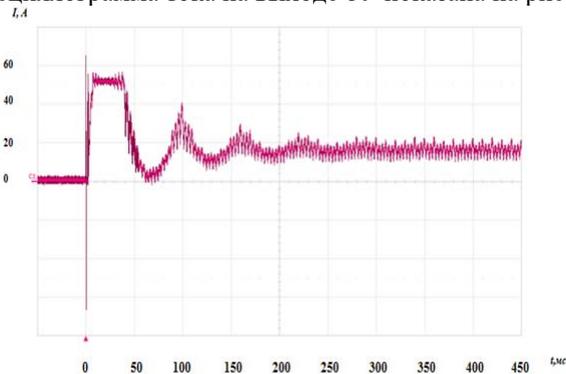


Рис.8 Осциллограмма тока при коротком замыкании на выводах ЗУ

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 повысит 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

Обоснование и исследование математической модели первичного двигателя турбогенератора

А.С.Василенко¹, А.А. Суворов¹, М.В. Андреев¹

¹ФГБОУ ВО "Национальный исследовательский Томский политехнический университет", Томск, Россия
E-mail: callia11@ya.ru

Первичный двигатель турбогенератора оказывает существенное влияние на устойчивость электроэнергетической системы (ЭЭС), следовательно, необходимость адекватного моделирования автоматического регулятора частоты и мощности (АРЧМ) не вызывает сомнений. В нашей работе проводились исследования устойчивости ЭЭС при различных значениях статизма и зоны нечувствительности устройства АРЧМ. Основным методом исследования является математическое моделирование. В качестве инструмента для создания математической модели использовался программно-вычислительный комплекс (ПВК) EUROSTAG и Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем. В качестве схемы для проведения исследований выбрана энергосистема Томской области. Подтверждена адекватность исследуемой математической модели первичного двигателя после сравнительного анализа полученных данных с Всережимным моделирующим комплексом реального времени электроэнергетических систем.

Ключевые слова — электроэнергетическая система, математическая модель, синхронный генератор, первичный двигатель EUROSTAG, ВМК ПВ ЭЭС.

Justification and investigation of the mathematical model of the primary engine of a turbogenerator

A.S. Vasilenko¹, A.A. Suvorov¹, M.V. Andreev¹

¹Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation
E-mail: callia11@ya.ru

The primary engine of the turbogenerator has a significant influence on the stability of the electric power system (EPS), therefore, the need for an adequate simulation of the automatic frequency and power controller (ARCHM) is beyond doubt. In our work, studies of the stability of EPS with different values of the static and dead zone of the ARCHM device were carried out. The main method of research is mathematical modeling. As a tool for creating a mathematical model, the EUROSTAG software complex and the All-mode modeling complex of real-time electric power systems were used. As a scheme for conducting research, the power system of the Tomsk region was chosen. The adequacy of the studied mathematical model of the primary engine was confirmed after a comparative analysis of the obtained data with the All-mode modeling complex of real-time electric power systems.

Keywords — electric power system, mathematical model, synchronous generator, primary engine EUROSTAG, HRTSim.

1. ВВЕДЕНИЕ

Специфические особенности производства, передачи и распределения электроэнергии обуславливают необходимость и экономическую целесообразность в автоматическом частоты и активной мощности. Применение АРЧМ позволяет поддерживать необходимую генерацию активной мощности генераторами, то есть поддерживать баланс активной мощности в ЭЭС. [1].

Неправильно спроектированный и настроенный АРЧМ может отрицательно повлиять на работу электроэнергетической системы даже в нормальном режиме работы. Это повлечёт за собой поломку оборудования, аварии, лишения потребителя электроэнергии и значительный материальный ущерб. Использование математического моделирования

позволяет решить проблему правильной настройки устройств АРЧМ, при этом следует иметь в виду, что его математическая модель должна с максимальной точностью отображать процессы, происходящие в реальном первичном двигателе, т.е. быть максимально полной и достоверной. Математическая модель паровой турбины, котла, АРЧМ это совокупность передаточных функций, имеющих определённое решение. Следовательно, если каждый элемент воспроизводится адекватно, верно отображает процессы, происходящие в нём, то и вся математическая модель будет являться адекватной, то есть достоверно воспроизводить процессы, происходящие в первичном двигателе. [2].

При проведении исследования математической модели использовалась программа расчёта установившихся режимов, переходных режимов и динамической устойчивости EUROSTAG. Использование

программно-вычислительного комплекса (ПВК) EUROSTAG позволяет осуществлять детальное моделирование элементов автоматики энергосистем, включая автоматический регулятор частоты и мощности.

II. ОПИСАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПЕРВИЧНОГО ДВИГАТЕЛЯ

Ниже на рис. 1 представлена математическая модель первичного двигателя, реализованная в ПВК EUROSTAG

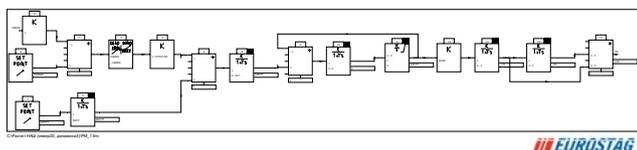


Рис. 1. Структурная схема модели первичного двигателя

- Блок №1. Суммирует значения параметров блоков 2 и 16, описание которых представлено ниже
- Блок №2. Заданное значение уставки частоты АРЧМ
- Блок №3. Значение зоны нечувствительности регулятора турбины
- Блок №4. Крутизна частотной характеристики регулятора турбины. Является обратной величиной статизма
- Блок №5. Суммирует параметры перечисленных выше блоков, а так же блоков 6 и 7, описание которых представлено ниже
- Блок №6. Передаточная функция механизма управления турбиной с её постоянной времени
- Блок №7. Заданное значение мощности турбины
- Блок №8. Промежуточный золотник регулятора турбины
- Блок №9. Суммирует параметры с блока №8 и 11, содержащего обратную связь
- Блок №10. Блок, содержащий передаточную функцию сервомотора регулятора турбины
- Блок №11. Степень открытия регулирующих клапанов части среднего и низкого давлений регулятора турбины
- Блок №12. Блок, содержащий информацию об эквивалентном объеме пара
- Блок №13. Передаточная функция эквивалентного парового объема
- Блок №14. Промежуточный перегрев пара
- Блок №15. Параметры пара на выходе турбины
- Блок №16. Измеритель частоты ЭЭС. В нашем случае математическая модель котла не используется: котёл представляется постоянным количеством пара на его выходе, с целью упрощения исследований математической модели в целом. Однако, в модели первичного двигателя обязательно учитываются такие

параметры, как коэффициент статизма и зона нечувствительности регулятора частоты,

III. ПРОВЕРКА РАБОТОСПОСОБНОСТИ ЦИФРОВОЙ МОДЕЛИ ПЕРВИЧНОГО ДВИГАТЕЛЯ

Исследование проводим в ПВК EUROSTAG и моделирующем комплексе ВМК РС ЭЭС.

Базовой схемой для проведения исследований является цифровая модель ЭЭС Томской области, реализованная в ПВК EUROSTAG. В качестве исходной информации о нагрузках и вырабатываемой генераторами мощности использованы данные из модели энергосистемы Томской области, реализованной на ВМК РВ ЭЭС, режим которой устанавливался в соответствии с контрольными диспетчерскими замерами. Прежде чем проводить анализ переходных процессов был произведен сравнительный анализ результатов расчета установившегося режима в EUROSTAG с квазиустановившимся режимом ВМК РВ ЭЭС. Сравнительный анализ расчетов показал, что расчетные значения напряжений удовлетворяют 5-ти процентной погрешности, а расчётные значения перетоков активной мощности, полученные в ПВК EUROSTAG незначительно отличаются от тех же значений, полученных в ВМК РВ ЭЭС.

Проверка работы собранной математического модели первичного двигателя осуществляется при помощи следующего тестового возмущения:

изменение нагрузки на генератор по активной мощности на 3МВт при следующих значениях статизма и зоны нечувствительности регулятора: 3% и 0,05%; 4,5% и 0,05%; 4,5% и 0,09%; 4,5% и 0,3%; 6% и 0,05% соответственно.

А. Значения статизма и зоны нечувствительности 3% и 0,05%

Результаты данного эксперимента представлены на рис. 2 и 3 ниже:

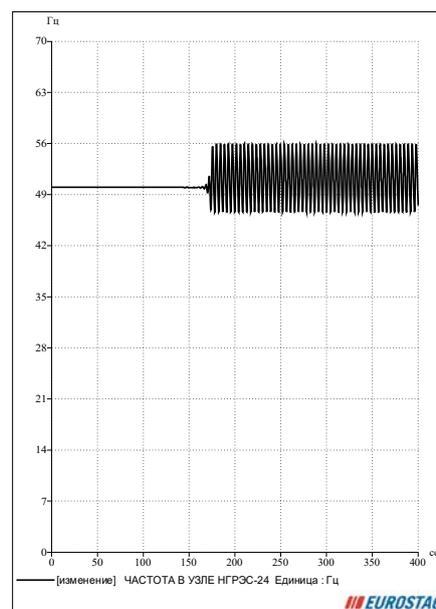


Рис. 2. Изменение частоты в районе при величине статизма и зоны нечувствительности 3% и 0,05% в ПВК EUROSTAG

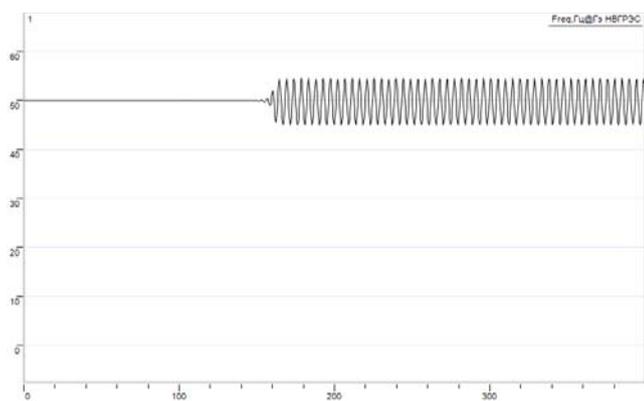


Рис. 3. Изменение частоты в районе при величине статизма и зоны нечувствительности 3% и 0,05% в ВМК РВ ЭЭС.

В. Значения статизма и зоны нечувствительности 4,5% и 0,05%

Результаты данного эксперимента представлены на рис. 4 и 5 ниже:

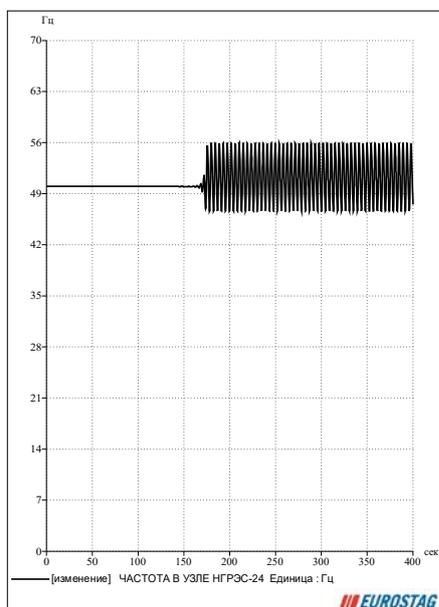


Рис. 4. Изменение частоты в районе при величине статизма и зоны нечувствительности 4,5% и 0,05% в ПБК EUROSTAG

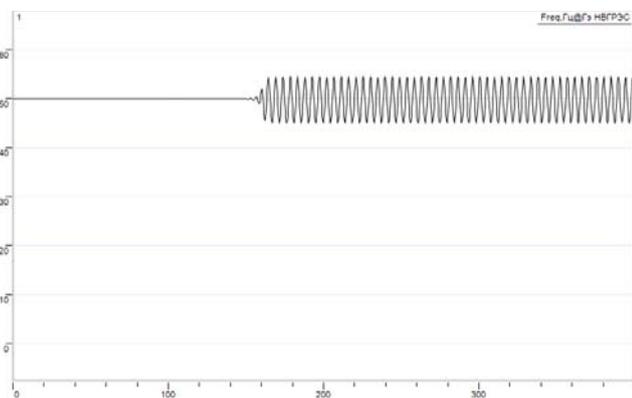


Рис. 5. Изменение частоты в районе при величине статизма и зоны нечувствительности 4,5% и 0,05% в ВМК РВ ЭЭС

С. Значения статизма и зоны нечувствительности 4,5% и 0,09%

Результаты данного эксперимента представлены на рис. 6 и 7 ниже:

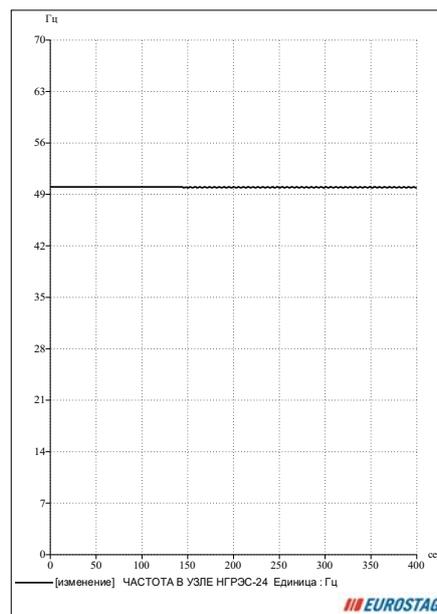


Рис. 6 Изменение частоты в районе при величине статизма и зоны нечувствительности 4,5% и 0,09% в ПБК EUROSTAG

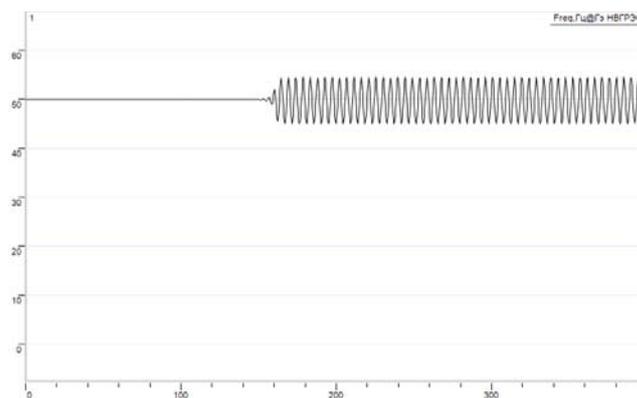


Рис. 7. Изменение частоты в районе при величине статизма и зоны нечувствительности 4,5% и 0,09% в ВМК РВ ЭЭС

Д. Значения статизма и зоны нечувствительности 4,5% и 0,3%

Результаты данного эксперимента представлены на рис. 8 и 9 ниже:

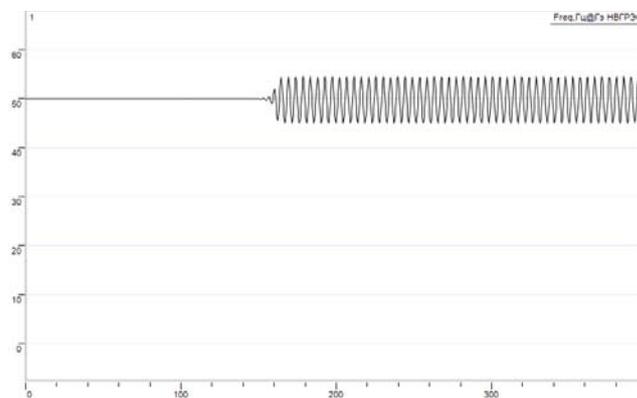


Рис. 8. Изменение частоты в районе при величине статизма и зоны нечувствительности 4,5% и 0,3% в ВМК РВ ЭЭС

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

- При значениях статизма и зоны нечувствительности: 4,5% и 0,05%; 3% и 0,05% соответственно система неустойчива ни в ПВК EUROSTAG, ни в ВМК РВ ЭЭС. Здесь имеет место эффект перерегулирования, ввиду маленького значения зоны нечувствительности и высокого значения крутизны частотной характеристики регулятора турбины

- При значениях статизма и зоны нечувствительности 4,5% и 0,09%; 4,5% и 0,3% соответственно в ПВК EUROSTAG система остаётся устойчивой, ввиду более высокого значения коэффициента нечувствительности регулятора. Однако, в ВМК РВ ЭЭС система неустойчива

- При статизме 6% и зоне нечувствительности 0,05% система остаётся устойчивой, ввиду меньшего значения крутизны частотной характеристики регулятора скорости турбины. Эффект перерегулирования отсутствует. В ВМК РВ ЭЭС система неустойчива.

Разница в результатах моделирования в ПВК EUROSTAG и ВМК РВ ЭЭС объясняется тем, что в ПВК EUROSTAG линии и трансформаторы описываются не дифференциальными, а алгебраическими уравнениями, следовательно, переходные процессы, происходящие в сети, не могут быть учтены, а значит, они не оказывают влияние на режим работы электрической машины (в нашем случае синхронного генератора) и ЭЭС в целом. При определённом наборе параметров чувствительность машины к различным возмущениям получается достаточно высокой (в нашем случае, это статизм и зона нечувствительности 4,5% и 0,05%; 3% и 0,05% соответственно), и система выпадает из синхронизма в обоих моделирующих комплексах.

В остальных случаях чувствительность машины к возмущениям меньше, появляется разница в результатах моделирующих комплексов. В ПВК EUROSTAG система остаётся устойчивой, поскольку переходные процессы в линиях и трансформаторах не учитываются, а на произошедшие изменения режима машина практически не реагирует, ввиду её низкой чувствительности к возмущениям. В ВМК РВ ЭЭС учитываются переходные процессы во всех элементах электрической сети, следовательно, протекающие переходные процессы оказывают большее влияние на устойчивость режима, система выпадает из синхронизма.

Список литературы

- [1] Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 февраля 2014 г. – М.: КНОРУС, 2014– 488 с.
- [2] Андреев М.В., Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем: учебное пособие / М.В. Андреев, Н.Ю. Рубан, А.А. Суворов и др.; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – 108 с.

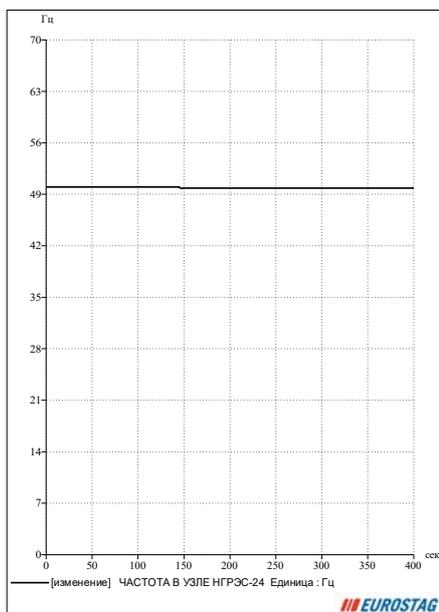


Рис. 9. Изменение частоты в районе при величине статизма и зоны нечувствительности 4,5% и 0,3% в ПВК EUROSTAG

Е. Значения статизма и зоны нечувствительности 6% и 0,05%

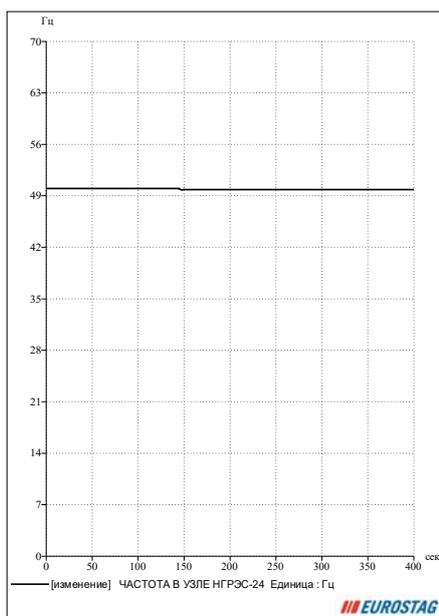


Рис. 10. Изменение частоты в районе при величине статизма и зоны нечувствительности 6% и 0,05% в ПВК EUROSTAG

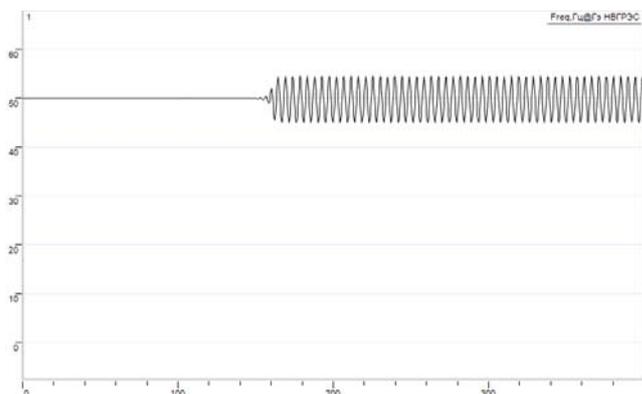


Рис. 11. Изменение частоты в районе при величине статизма и зоны нечувствительности 6% и 0,05% в ВМК РВ ЭЭС 1

Анализ показателей структурной надежности системы электроснабжения подстанции в аварийном режиме работы при внедрении системы АВР по стороне 110 кВ

З.Р. Джафаров, Д.Р. Залялиев, А.Е. Бурмутаев
ФГБОУВО "Тольяттинский государственный университет"
Тольятти, Россия
E-mail: soulstormmm@yandex.ru

Аннотация — обновление изношенного парка электротехнического оборудования подстанций, различных классов напряжения, а также ужесточение требований в части надежности и безопасности электроснабжения является серьезной задачей для Российской электроэнергетики. В современных условиях повышения требований к автоматизации и надежности подстанций остро встает вопрос о модернизации установленного электрооборудования и внедрении автоматических систем. Это обстоятельство требует проведения реконструкции (технического перевооружения) и внедрения систем автоматики. В рамках статьи анализируется влияние АВР-110 кВ на структурную надежность типовой подстанции, выполненной по мостиковой схеме, в аварийном режиме работы, до и после реконструкции, в ходе которой на подстанции будет установлено новое оборудование и система АВР по стороне 110 кВ. Анализ показателей структурной надежности системы электроснабжения подстанции, в аварийном режиме работы, до и после реконструкции выполнен с использованием метода пространства состояний. При расчетах используются формулы полной вероятности. Вычисления проводились в компьютерной программе «Программа оценки структурной надежности электротехнических комплексов». В результате расчета показателей структурной надежности системы электроснабжения подстанции, в аварийном режиме, получены показатели надежности возникновения аварийного режима, показатели надежности схем и показатели структурной надежности исследуемого аварийного режима до и после реконструкции системы электроснабжения подстанции. Вероятность потери питания потребителями снизилась в 4,5 раза, частота отказов снизилась в 2,8 раза, продолжительность состояния отказа в 1,6 раза. Общая вероятность возникновения состояния отказа системы электроснабжения уменьшилась в 4,3 раза. Установка системы АВР по стороне 110 кВ и модернизация оборудования подстанций, позволит повысить показатели структурной надежности системы электроснабжения и свести к минимуму перебои в электроснабжении.

Ключевые слова — надежность, АВР, аварийный режим, показатели структурной надежности, система электроснабжения

Analysis of the indicators of the structural reliability of the electrical supply system of the substation in the emergency mode of operation under the implementation of the ATS system by the side of 110 kV

Zaur Jafarov, Damir Zalyaliev, Andrey Burmutayev
"Togliatti State University"
Togliatti, Russia
E-mail: soulstormmm@yandex.ru

Abstract — renovation of a worn-out fleet of electrical equipment of substations, various voltage classes, as well as tightening of requirements in terms of reliability and safety of electricity supply is a serious task for the Russian electric power industry. In modern conditions of increasing the requirements for automation and reliability of substations, the issue of upgrading the installed electrical equipment and introducing automatic systems is acute. This circumstance requires reconstruction (technical re-equipment) and the introduction of automation systems. Within the framework of the article, the influence of the ATS-110 kV on the structural reliability of a typical substation executed on a bridge circuit in the emergency mode of operation before and after reconstruction is analyzed, during which new equipment and an ATS system on the 110 kV side will be installed at the substation. The analysis of the structural reliability indicators of the substation power supply system, in emergency operation mode, before and after reconstruction is performed using the state space method. The calculations use the formulas of total probability. The calculations were carried out in the computer program "Evaluation Program for the Structural Reliability of Electrotechnical Complexes". As a result of calculating the indicators of the structural reliability of the substation power supply system, in an emergency mode, the reliability indicators for the emergence of an emergency mode, indicators for the reliability of circuits and indicators of structural reliability of the investigated emergency conditions before and after the reconstruction of the substation power supply system were obtained. The probability of power loss by consumers

decreased by 4.5 times, the failure rate fell by 2.8 times, the duration of the failure status was 1.6 times. The overall probability of a failure state of the power supply system decreased by 4.3 times. Installation of the ATS system on the 110 kV side and modernization of the substation equipment will allow increasing the indicators of the structural reliability of the power supply system and minimizing power outages.

Keywords — reliability, ATS, emergency mode, indicators of structural reliability, power supply system

I. ВВЕДЕНИЕ

Типовые подстанции, выполненные по мостиковым схемам, с оборудованием типа отделитель-короткозамыкатель и разъединитель, без высоковольтных выключателей на стороне высшего напряжения и автоматических перемычек для оперативного ввода резерва, успешно реализовывались, покрывали всю нагрузку и были в достаточной степени надежны около 30-40 лет назад. С развитием технологий и увеличением энергопотребления, возможности такого типа подстанций, а главное – надежность, стремительно падали, ввиду устаревания парка электрооборудования, уменьшения пропускной способности подстанции, частых отключений потребителей в связи с отсутствием автоматики. Значительное увеличение числа потребителей и потребляемой ими мощности, ужесточение требований к надежности электроснабжения потребовало срочного обновления парка электрооборудования и внедрения различного рода систем автоматизации. Одна из таких систем - система автоматического ввода резерва (АВР). В рамках статьи будет проведен анализ показателей структурной надежности подстанции при внедрении системы АВР, что позволит наглядно продемонстрировать эффект от внедрения данной системы. Результаты расчетов будут являться еще одним подтверждением обоснованности применения системы АВР, а также необходимости реконструкции подстанций с устаревшим электрооборудованием.

II. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИТУАЦИИ

Исходные схемы, на основе которых будет производиться анализ, представлены на Рис. 1 и Рис. 2.

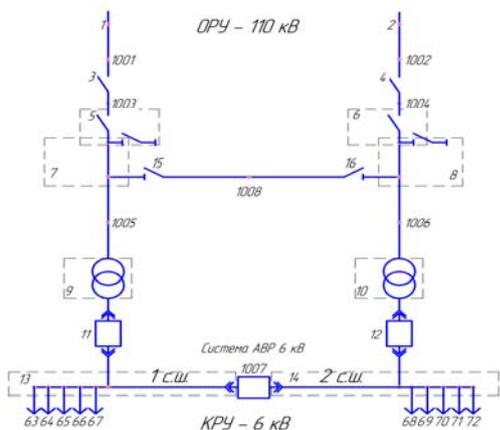


Рис. 1. Схема электроснабжения до реконструкции.

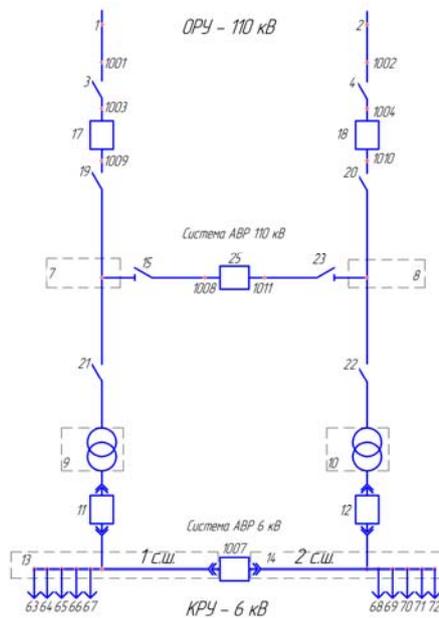


Рис. 2. Схема электроснабжения после реконструкции.

Перечень основного оборудования для схем на Рис. 1 и Рис. 2 представлен в таблице I.

Таблица I. РАСШИФРОВКА ЭЛЕМЕНТОВ СХЕМ

№ элемента в схеме	Наименование
1001, 1002, 1003, 1004, 1005, 1006, 1009, 1010, 1008, 1011	Абсолютно надежные элементы
1, 2	Воздушная линия 110 кВ
3, 15, 4, 19, 20, 23, 21, 22	Разъединители 110 кВ
5, 6	Отделители с короткозамыкателями 110 кВ
16	Отделитель 110 кВ
7, 8	Узлы соединения шин 110 кВ
9, 10	Силовые трансформаторы 110/6
11, 12, 1007	Выключатели 6 кВ
13, 14	Сборные шины 6 кВ
17, 18, 25	Выключатель элегазовый 110 кВ

Схема на Рис. 1 оборудована системой АВР только со стороны низшего напряжения – 6 кВ. Предполагается полный отказ от отделителей и короткозамыкателей, установка вместо них разъединителей и автоматических

выключателей, в том числе установка автоматического выключателя в перемычку.

Система АВР позволит полностью исключить перерывы (не считая времени включения выключателя) в электроснабжении благодаря автоматическому включению секционного выключателя, в случае аварии на питающей линии электропередач или при аварийном отключении одного из трансформаторов.

Надежность схемы всецело зависит от надежности каждого её элемента взятого в отдельности. Поэтому с точки зрения надежности замена устаревших образцов оборудования на новые и увеличение числа элементов схемы может снизить показатели надежности [3].

Обе схемы в нормальном режиме функционирования с точки зрения надежности не должны иметь значительных расхождений друг относительно друга, т.к. секционная перемычка не задействована. Данное предположение будет проверено расчетным путем.

В аварийном режиме функционирования в схеме до реконструкции (Рис. 3), при отключении одной из питающих линий, выводится из работы один из трансформаторов. В современных условиях не всегда имеется возможность перевода всей нагрузки на один, оставшийся в работе, трансформатор, что может привести к значительным материальным издержкам и иным неблагоприятным последствиям. В таких случаях целесообразно отключать часть потребителей для сохранения в работе оставшегося трансформатора, т.е. разгрузить трансформатор [2].

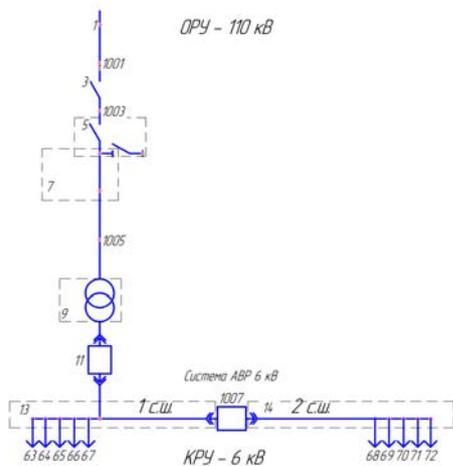


Рис. 3. Схема электроснабжения до реконструкции в режиме аварийного функционирования.

Благодаря системе АВР по стороне 110 кВ (Рис. 4) возможно автоматическое включение перемычки при отключении одной из питающих линий, что позволит сохранить в работе оба трансформатора и не отключать потребителей.

III. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ

Метод пространства состояний, переходы между которыми описываются моделью Маркова [3] – методика на основе которой произведен расчет. Программа, в которой произведен расчет – «Программа оценки структурной надежности электротехнических комплексов» [4]. Данная программа учитывает недостатки

уже существующих программ по оценке надежности и позволяет производить расчет различными методами (приближений, на основе уравнений Колмогорова, аналитический и интервальный метод), и, главное, учитывает работу секционного выключателя, а также профилактические ремонты и аварийные ремонты.

Схема электроснабжения после реконструкции в режиме аварийного функционирования представлена на Рис. 4.

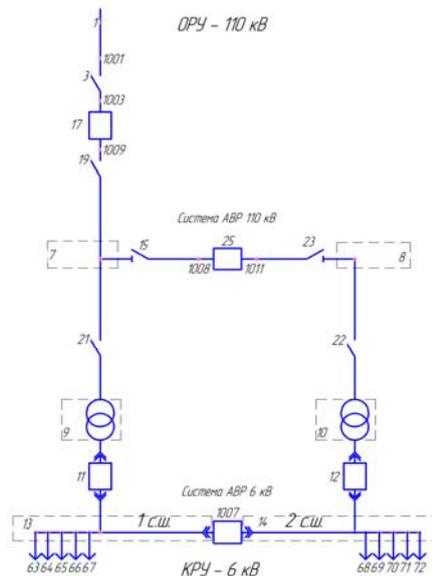


Рис. 4. Схема электроснабжения после реконструкции в режиме аварийного функционирования.

Данные о надежности элементов системы взяты в [1] и, частично (только основное оборудование), представлены в таблице II.

Таблица II. ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ СХЕМЫ

Оборудование (элемент)	Показатели надежности				
	$\lambda_{NS}, 1/год$	$T_{SR}, ч/отказ$	$T_{RN}, ч/отказ$	$\lambda_{NM}, 1/год$	$T_{MN}, ч/рем$
Разъединитель 110 кВ	0,01	2	12	0,167	6,15
Отделитель-короткозамыкатель	0,013	2	7	0,34	8,51
Секционный отделитель	0,013	2	7	0,34	8,51
Силовой трансформатор	0,014	2	76	0,76	29
Секция шин 110 кВ	0,032	2	5	0,335	5
Секция шин 6 кВ	0,019	2	5	0,997	5
Выключатель элегазовый 110 кВ	0,0072	2	24,7	0,21	105,3
Выключатель 6 кВ	0,000091	2	9	0,15	6,9
Воздушная линия 110 кВ	0,11	2	6,91	0,23	15

Численное значение вероятности работоспособности секционного выключателя вычисляется по следующей формуле [1]:

$$P_{рsv} = \sum_{i=1}^n P_{нерабспн} = \sum_{i=1}^n (P(R_i) + P(M_i) + P(S_i)) \quad (1)$$

где $P(R_i)$ – вероятность аварийного ремонта оборудования;

$P(M_i)$ – вероятность проведения профилактического ремонта оборудования;

$P(S_i)$ – вероятность проведения оперативных переключений оборудования.

Вероятность неработоспособности каждого отдельного элемента схемы вычисляется по формуле:

$$P_{\text{нерабсн},i} = \lambda_{NS_i} \cdot (T_{SR_i} + T_{RN_i}) + \lambda_{NM_i} \cdot T_{MN_i} \quad (2)$$

где i – порядковый номер элемента схемы электроснабжения.

Интенсивность наступления аварийного режима рассчитывается по следующей формуле:

$$f_{\text{авар}} = \lambda_{NS_i} + \lambda_{NM_i} \quad (3)$$

Для схемы после реконструкции в аварийном режиме вероятность работы секционного выключателя вычисляется по формуле:

$$\begin{aligned} P_{\text{раб.св}} &= P_{\text{нерабсн}15} + P_{\text{нерабсн}25} + P_{\text{нерабсн}23} \\ &+ P_{\text{нерабсн}8} + P_{\text{нерабсн}22} + P_{\text{нерабсн}10} + P_{\text{нерабсн}12} \quad (4) \\ &+ P_{\text{нерабсн}21} + P_{\text{нерабсн}9} + P_{\text{нерабсн}11} = 6,085 \cdot 10^{-3} \end{aligned}$$

Для определения показателей надежности возникновения аварийного режима необходимо рассчитать вероятность P и интенсивность f возникновения аварийного режима. Расчет ведется по формулам (1), (3) с учетом того, что у подстанции два ввода 110 кВ, поэтому вероятность умножается на 2.

$$P_{\text{авар.до}} = 2 \cdot (P_{\text{нерабсн}2} + P_{\text{нерабсн}4})$$

$$f_{\text{авар.до}} = 2 \cdot (f_2 + f_4)$$

$$P_{\text{авар.после}} = 2 \cdot (P_{\text{нерабсн}2} + P_{\text{нерабсн}4} + P_{\text{нерабсн}18})$$

$$f_{\text{авар.после}} = 2 \cdot (f_2 + f_4 + f_{18})$$

Результаты расчетов сведены в таблицу III.

Таблица III. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ

Аварийное состояние	$P_{\text{авар}}$	$f_{\text{авар}}$
До реконструкции	$1,245 \cdot 10^{-3}$	$1,017 \cdot 10^{-3}$
После реконструкции	$1,291 \cdot 10^{-3}$	$1,026 \cdot 10^{-3}$

Наглядное представление можно получить умножив вероятности на число часов в году (8760ч.), с учетом работы АВР для схемы после реконструкции. $P_{\text{авар.до}} \cdot 8760 = 10,9$ ч/год; $P_{\text{авар.после}} \cdot P_{\text{раб.св}} \cdot 8760 = 0,068$ ч/год.

Показатели надежности схем: состояние отказа $P_{\text{отк.ав.до}}$ ($P_{\text{отк.ав.после}}$) и параметр потока отказов $f_{\text{отк.ав.до}}$ ($f_{\text{отк.ав.после}}$) системы - определяются с учетом зон влияния элементов схем и классов сечений до и после реконструкции при помощи программы оценки структурной надежности [4]. Результаты расчетов по 7-ми классам сечений представлены в таблице IV.

Таблица IV. ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ

$P_{\text{отк.ав.до}}$	$P_{\text{отк.ав.после}}$	$f_{\text{отк.ав.до}}$	$f_{\text{отк.ав.после}}$
$4,551 \cdot 10^{-3}$	$1,016 \cdot 10^{-3}$	3,629	1,299

Показатели структурной надежности в целом для системы можно найти при помощи теоремы умножения вероятностей, для чего необходимо перемножить между собой итоговые показатели надежности возникновения аварийного режима и надежности схем. Вероятность отказа системы до $P_{\text{отк.сист.до}} = P_{\text{авар.до}} \cdot P_{\text{отк.ав.до}} = 5,665 \cdot 10^{-6}$, вероятность отказа системы после $P_{\text{отк.сист.после}} = P_{\text{авар.после}} \cdot P_{\text{отк.ав.после}} = 1,311 \cdot 10^{-6}$. Продолжительность нахождения системы в состоянии отказа до реконструкции $P_{\text{отк.сист.до}} \cdot 8760$ ч = 0,496 ч/год и после реконструкции $P_{\text{отк.сист.после}} \cdot 8760$ ч = 0,114 ч/год.

IV. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ

Расчеты подтвердили необходимость внедрения системы АВР по стороне 110 кВ. Вероятность потери питания потребителями $P_{\text{отк.ав.до}} / P_{\text{отк.ав.после}}$ снизилась в 4,5 раза, частота отказов $f_{\text{отк.ав.до}} / f_{\text{отк.ав.после}}$ снизилась в 2,8 раза. Общая вероятность возникновения состояния отказа системы электроснабжения $P_{\text{отк.сист.до}} / P_{\text{отк.сист.после}}$ уменьшилась в 4,3 раза. Продолжительность состояния отказа уменьшилась в 1,6 раза. Подтвердилось предположение об идентичности показателей надежности схем до и после реконструкции: $P_{\text{авар до}} - 1,245 \cdot 10^{-3}$, $P_{\text{авар после}} - 1,291 \cdot 10^{-3}$. Реконструкция подстанции с внедрением системы АВР позволит значительно увеличить надежность электроснабжения потребителей и свести к минимуму перерывы.

Список литературы

- [1] Степкина, Ю.В., Гришкевич, А.А. Надежность систем электроснабжения [Электронный ресурс]: учебное пособие / Ю.В. Степкина, А.А. Гришкевич. – Тольятти: ТГУ, 2005. – 91 с.
- [2] Гук, Ю.Б. Анализ надежности электроэнергетических установок [Электронный ресурс]: учебник / Ю.Б. Гук. – Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1988. – 224 с.: ил. – (Надежность и качество).
- [3] Эндрени, Дж., Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах: Пер. с англ [Электронный ресурс]: Под. ред. Ю.Н. Руденко / Дж. Эндрени. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.
- [4] Свидетельство о регистрации электронного ресурса для ЭВМ «Программа оценки структурной надежности электротехнических комплексов № 17378 от 11 августа 2011 года» / А.А. Гришкевич, А.Е. Бурмутаев.

РАСЧЕТ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЦЕПИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА В УСЛОВИЯХ НЕСТАБИЛЬНОСТИ ПАРАМЕТРОВ

И.Н. Белов, Д.П. Андрианов

ФГБОУВО "Владимирский государственный университет имени А.Г. и Н.Г. Столетовых",
Владимир, Россия

E-mail: iluhabelov2255@gmail.com

Аннотация

При проектировании технических объектов необходимо учитывать возможность выхода параметров за рамки нормальной эксплуатации. В настоящее время актуальным является моделирование электроприводов с учетом возможных изменений значений их параметров. Дифференциальные уравнения, описывающие переходные процессы в однофазной электрической цепи, решались численными методами. Частотный анализ проводился с помощью вейвлет-преобразований в математическом пакете MathCad. Предложена методика оценки состояния электроприводов при скачкообразном изменении их параметров в произвольный момент времени. Разработанная методика позволяет оценивать состояние электроприводов в условиях неустойчивости их параметров, что дает возможность повысить энергоэффективность работы промышленных электрических сетей.

Ключевые слова: электропривод, схема замещения, численное решение дифференциальных уравнений, вейвлет-преобразование

CALCULATION OF TRANSITION PROCESSES IN ELECTRIC CIRCUIT OF ALTERNATIVE CURRENTS IN CONDITIONS OF INSTABILITY OF PARAMETERS

I.N. Belov, D.P. Andrianov

Vladimir State University named after A.G. and N.G. Stoletovs,
Vladimir, Russia Federation

E-mail: iluhabelov2255@gmail.com

Abstract

When designing technical objects, it is necessary to take into account the possibility of output parameters beyond the normal operation. At the present time, it is actual to simulate electric drives taking into account possible changes in the values of their parameters. Differential equations describing the transient processes in a single-phase electrical circuit were solved by numerical methods. The frequency analysis was carried out with the help of wavelet transformations in the mathematical package MathCad. The technique of an estimation of a condition of electric drives at the step change of their parameters at the arbitrary moment of time is offered. The developed technique allows to assess the condition of electric drives in conditions of instability of their parameters, which makes it possible to increase the energy efficiency of industrial electrical networks.

Keywords: electric drive, the replacement scheme, numerical solution of differential equations, reactive power compensator, the current jump

I. ВВЕДЕНИЕ

Электрическую цепь, состоящую из резистивных и реактивных элементов можно рассматривать как колебательный контур (рис.1). Изменение величины ёмкости или индуктивности выступает как возмущающее воздействие.

При моделировании переходного процесса численными методами, представляет интерес частотный анализ результатов эксперимента.

II. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Рассмотрим электрическую цепь, содержащую сопротивление, ёмкость и индуктивности, схема замещения которой приведена на рис. 1. После замыкания ключа начинается переходный процесс. В момент времени ΔT , отсчитываемый от начала переходного процесса, происходит скачкообразное уменьшение ёмкости C .

Параметры моделирования:

$R = 4 \text{ Ом}$, $L = 1 \text{ мГн}$, $C = 16 \text{ мкФ}$, $L1 = 10 \text{ мГн}$, $R1 = 60 \text{ Ом}$, $U = 220 \text{ В}$, $\varphi = 0$. Изменение ёмкости $C = - 8 \text{ мкФ}$. Шаг интегрирования $\Delta t = 0,0002 \text{ с}$. Варианты времени изменения ёмкости $\Delta T = 0,01; 0,02; 0,03 \text{ с}$.

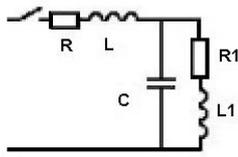


Рис.1. Схема замещения электрической цепи

III. МОДЕЛИРОВАНИЕ

Система дифференциальных уравнений 1-го порядка в форме Коши в матричном представлении имеет вид:

$$\begin{bmatrix} \frac{di(t)}{dt} \\ \frac{di_1(t)}{dt} \\ \frac{du_C(t)}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & 0 & -\frac{1}{L} \\ 0 & -\frac{R_1}{L_1} & \frac{1}{L_1} \\ \frac{1}{C} & -\frac{1}{C} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i(t) \\ i_1(t) \\ u_C(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{u_{BX}(t)}{L} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (1)$$

Система уравнений решается численным методом Рунге-Кутты 4-го порядка с постоянным шагом. Решение проводится в математическом пакете MathCad [1].

На рис. 2 представлены графики изменения силы тока после замыкания ключа (рис. 2 а) и скачкообразном уменьшении емкости конденсатора через промежуток времени 0,01 с – рис.2 б, 0,02 с – рис. 2 в, 0,03 с – рис. 2 г.

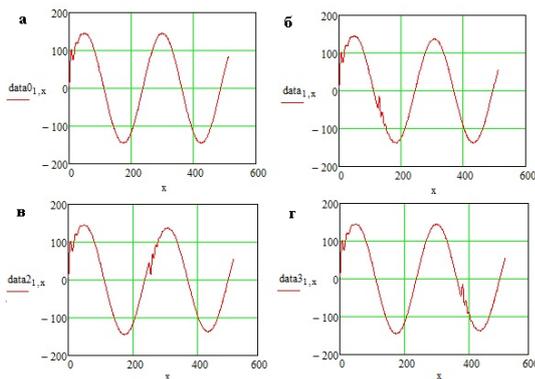


Рис. 2. Результаты моделирования переходных процессов.

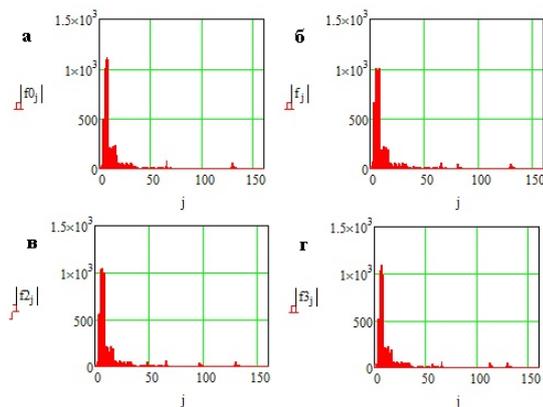


Рис.3. Вейвлет-спектры результатов моделирования переходных процессов

Соответствующие рассматриваемым вариантам спектры вейвлет-преобразования приведены на рис. 3. Для вейвлет-анализа использовалась функция wave мткматического пакета MathCad. [1].

Представляет интерес выделение составляющих переходного процесса, обусловленных только скачкообразным изменением параметра.

Результаты вычитания графиков 2 - 1 и 3 - 1 и соответствующие им вейвлет-спектры представлены на рис. 4.

Из представленных графиков следует, что при скачкообразном изменении емкости в электрической цепи происходит фазовый сдвиг колебаний тока.

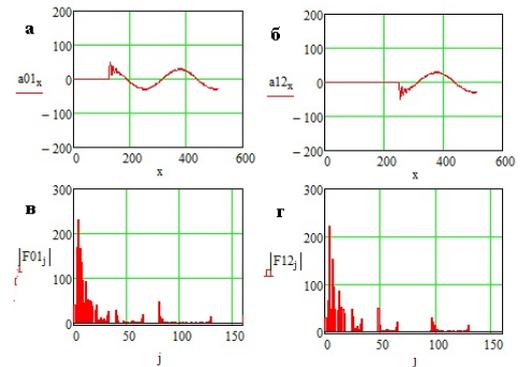


Рис. 4. Расхождения между переходными процессами вариантов 1 - 2 и 1 - 3

Результаты вычитания графиков 2 - 3 и 2 - 4 и соответствующие им вейвлет-спектры представлены на рис. 5.

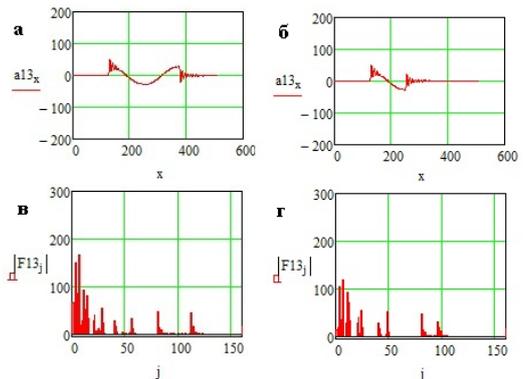


Рис. 5. Расхождения между переходными процессами вариантов 2 - 4 и 2 - 3

IV. ВЫВОДЫ

Использование типовых функций интегрирования дифференциальных уравнений и частотного анализа математического пакета MathCad дает возможность проведения частотного анализа электрической цепи.

Список литературы

[1] Дьяконов В. Mathcad 2001: учебный курс.-СПб.: Питер, 2001. – 624 с..

АДАПТИВНЫЕ АЛГОРИТМЫ РАБОТЫ ЧАСТОТНОЙ ДЕЛИТЕЛЬНОЙ АВТОМАТИКИ

А.И. Даминов
Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана
Казань, Россия
E-mail: 2114owner@mail.ru

Традиционные алгоритмы частотной делительной автоматики (ЧДА) на тепловых электрических станциях (ТЭС), выполняющихся на основе жесткой логики с единым набором управляющих воздействий (УВ) на выделение генерирующего оборудования с нагрузкой прилегающего энергорайона или на собственные нужды, не обеспечивают баланс мощности в различных схемно-режимных условиях. Поэтому появилась необходимость в адаптивном алгоритме ЧДА, который, учитывая схемно-режимные условия, обеспечит баланс мощности.

Ключевые слова: частотная делительная автоматика; тепловые электрические станции; баланс мощности, схемно-режимные условия.

ADAPTIVE ALGORITHMS OF FREQUENCY DIVISION AUTOMATION

A. I. Daminov

The branch of JSC «SO UPS» Regional Dispatching Office of the Republic of Tatarstan
Kazan, Russia
E-mail: 2114owner@mail.ru

Traditional algorithms of frequency division control automatics at thermal power plants, performed on the basis of rigid logic with a single set of control actions for allocation of generating equipment with the load of the adjacent power district or for own needs, does not provide power balance in various circuit- Regime conditions. Therefore, there was a need for an adaptive algorithm for the division control automatics, which, taking into account the circuit-mode conditions, will provide a balance of power.

Keywords: frequency division automatics; Thermal power plants; Power balance, circuit-mode conditions.

I. ВВЕДЕНИЕ

ЧДА – противоаварийная автоматика, действующая на деление сети с целью выделения ТЭС или их энергоблоков на питание собственных нужд или на изолированный энергорайон при системном снижении частоты. Адаптивный алгоритм ЧДА позволит не только успешно отделить ТЭС от системы, но и сделать это с минимальными последствиями аварии, т.е. отключив наименьшее количество потребителей и сохранив по возможности наибольшее количество энергоблоков в работе, минимизировав переходные процессы в энергосистеме.

II. ЦЕЛЬ

Проектирование ЧДА, разрабатываемой для автоматического отделения станции совместно с нагрузкой собственных нужд, потребителями 10 кВ и нагрузкой тупиковых ВЛ 110 кВ в отдельный энергоузел при аварийном снижении частоты. Предлагаемое устройство выполняется на базе микропроцессорной техники.

III. НАЗНАЧЕНИЕ УСТРОЙСТВ ЧДА

-измерение частоты на всех секциях; распределительного устройства (РУ) ТЭС;
-измерение активной мощности системных и тупиковых линий;
-формирование и выдача УВ на отключение нагрузки 110/10 кВ очередями с учетом фактического значения частоты;
-завершение работы ЧДА при частоте выше 49 Гц;
-обеспечение положительного баланса генерируемой активной мощности генераторов выделяемого энергоузла.

IV. ТРЕБОВАНИЯ К АЛГОРИТМАМ ЧДА

Формирование УВ ЧДА основано на измерениях частоты, ее производной, напряжения в заданных точках схемы по сигналам от трансформаторов напряжения. Условиями срабатывания ЧДА могут являться:

- снижение частоты ниже заданной уставки

- скорость изменения частоты превышает заданную величину
- величина напряжения ниже заданной уставки
- истекла заданная выдержка времени

Уставки срабатывания устройств ЧДА по частоте и времени должны находиться в диапазоне:

- 1 ступень 46 Гц/ 0,3 сек.
- 2 ступень 47,5 Гц/ 30 сек.

Предусматривается возможность срабатывания устройств ЧДА при одновременном выполнении условий в двух контролируемых узлах схемы.

Входными аналоговыми сигналами являются сигналы от измерительных преобразователей (датчиков) активной мощности линий связи, генераторов, нагрузки, поступающие на вход устройства автоматики как непосредственно от датчиков, так и через устройства телеизмерения.

V. ОПИСАНИЕ АЛГОРИТМОВ ЧДА

ЧДА постоянно рассчитывает величины: активную мощность, выдаваемую по системным линиям связи 110 кВ в энергосистему (положительное направление) и принимаемую из энергосистемы (отрицательное направление), определяя баланс мощности в энергоузле до его отделения от энергосистемы.

Для выполнения адаптивного алгоритма необходимо предусмотреть 2 вида УВ: основные и балансирующие. Основные УВ должны применяться для полного отделения ТЭС или её части от энергосистемы, а дополнительные – для отключения нагрузки потребителей или генераторов.

Набор основных УВ должен являться постоянным вне зависимости от текущей схемно-режимной ситуации. Расчет по выбору дополнительных УВ должен производиться в доаварийном режиме при нормальных значениях частоты электрического тока на основе телеинформации по перетоку мощности по основным сетевым элементам, отключаемым основными УВ. При этом объем дополнительных УВ на отключение нагрузки будет соответствовать перетоку мощности к шинам электростанции, на отключение генераторов – от шин.

Уставки срабатывания ЧДА должны соответствовать ГОСТ 55105-2012, однако для повышения эффективности ЧДА целесообразно предусмотреть дополнительный пусковой орган по скорости снижения частоты электрического тока. Срабатывание ЧДА в начале резкого снижения частоты электрического тока способствует минимизации переходных процессов и сокращению времени восстановления нормального режима работы генерирующего и вспомогательного оборудования ТЭС.

При выделении энергоблока ТЭС на собственные нужды действием ЧДА должна обеспечиваться устойчивая работа выделяемого генерирующего оборудования в течение не менее 30 минут.

Действие устройств ЧДА на выделение ТЭС или их энергоблоков на изолированный район должно по возможности обеспечивать баланс активной мощности в энергоузле. Допустимая величина небаланса активной мощности определяется экспериментально.

При наличии на ТЭС автоматической частотной разгрузки ЧДА должна учитывать снижение потребления мощности на шинах после работы АЧР и корректировать УВ на основе телеинформации по объему нагрузки потребителей, отключаемых действием АЧР.

Предлагаемые технические решения по выполнению адаптивного алгоритма ЧДА наиболее актуальны на ТЭС с поперечными связями (с общим паропроводом), так как работа данной автоматики приводит к минимальным изменениям режима работы генерирующего оборудования ТЭС.

Список литературы

- [1] ГОСТ Р 55105 Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования
- [2] Противоаварийная автоматика в энергосистемах. Том 1. И.З.Глускин, Б.И.Иофьев. Издательство «Знак», 2009-286 с., ил.
- [3] Противоаварийная автоматика энергосистем. А.А.Окин. Издательство МЭИ, 1995 – 212 с., ил.
- [4] Противоаварийная автоматика. Учебное пособие. Кривенков В.В. Издательство МЭИ, 2004-274 с., ил.

Обоснование и исследование математической модели автоматического регулятора возбуждения сильного действия полупроводникового типа синхронных генераторов

Д.А.Кабалин¹, А.А. Суворов¹, М.В. Андреев¹

¹ФГБОУ ВО "Национальный исследовательский Томский политехнический университет", Томск, Россия

E-mail: mitya.kabalin@gmail.com

Регулирование возбуждения генераторов оказывает существенное влияние на переходные процессы в энергосистеме при малых и больших возмущениях, поэтому необходимость адекватного моделирования систем автоматического регулирования возбуждения синхронных генераторов не вызывает сомнений. В нашей работе проводились исследования математической модели АРВ-СДП1, одного из распространенных в настоящее время в России. Основным методом исследования является математическое моделирование. В качестве инструмента для создания математической модели использовался программно-вычислительный комплекс (ПК) EUROSTAG и Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем. В качестве схемы для проведения исследований выбрана энергосистема Томской области. Подтверждена адекватность исследуемой математической модели АРВ-СДП1 после сравнительного анализа полученных данных с Всережимным моделирующим комплексом реального времени электроэнергетических систем.

Ключевые слова — электроэнергетическая система, синхронный генератор, автоматический регулятор возбуждения, математическая модель, EUROSTAG, БМК РВ ЭЭС.

Justification and research of the mathematical model of strong action automatic regulator of excitation of strong action of semiconductor type of synchronous generators

D.A. Kabalin¹, A.A. Suvorov¹, M.V. Andreev¹

¹Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

E-mail: mitya.kabalin@gmail.com

The regulation of the excitation of generators has a huge influence on the transient processes in the power system for small and large disturbances, so the need for an adequate simulation of automatic control systems for the excitation of synchronous generators is unquestionable. In our work we carried out a study of the mathematical model of ARV-SDP1, one of the most widespread in Russia at present. The main method of research is mathematical modeling. As a tool for creating a mathematical model, the EUROSTAG software complex and the Hybrid Real-Time Power System Simulator (HRTSim) were used. The Tomsk electric power system was selected as a scheme for conducting research. The adequacy of the investigated ARV-SDP1 mathematical model was confirmed after a comparative analysis of the obtained data with the HRTSim.

Keywords — electric power system, synchronous generator, automatic excitation regulator, mathematical model, EUROSTAG, HRTSim.

1. ВВЕДЕНИЕ

Специфические особенности производства, передачи и распределения электроэнергии обуславливают необходимость и экономическую целесообразность в автоматическом регулировании напряжения и реактивной мощности. Одним из способов автоматического регулирования напряжения и реактивной является автоматическое регулирование возбуждения синхронных машин. В соответствии с ПУЭ все синхронные генераторы должны быть оборудованы устройствами АРВ [1].

Применение АРВ приводит к поддержанию заданного значения напряжения на выводах генератора;

оптимальному распределению реактивных нагрузок между параллельно работающими генераторами и электростанциями в целях минимизации потерь электроэнергии с учетом необходимости поддержания требуемых уровней напряжения в узловых точках энергосистемы; кратковременному увеличению тока возбуждения синхронных машин до максимального потолочного значения при значительных снижениях напряжения.

В частности, регулирование возбуждения генераторов оказывает огромное влияние на переходные процессы в энергосистеме при малых и больших возмущениях, поэтому необходимость адекватного моделирования систем автоматического регулирования возбуждения

синхронных генераторов не вызывает сомнений. Использование полных и достоверных моделей АРВ при анализе переходных процессов и колебательной устойчивости позволяет избежать некорректного ошибочного результата. В связи с этим, в нашей работе и проводились исследование математической модели АРВ-СДП1, одного из распространенных в настоящее время в России.

При проведении исследования математической модели использовалась программа расчета установившихся режимов, переходных режимов и динамической устойчивости EUROSTAG. Использование программно-вычислительного комплекса (ПВК) EUROSTAG позволяет осуществлять детальное моделирование элементов автоматики энергосистем, включая автоматические регуляторы возбуждения.

II. ОПИСАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ АРВ-СДП1

При моделировании АРВ-СДП1 использовались его функциональные и структурные схемы, приведенная в [3], структурная схема универсальной математической модели систем возбуждения, разработанная в НИЛ «Моделирование ЭЭС» ТПУ [4], а также его структурная схема, реализованная в ВМК РВ ЭЭС, приведенная в [5]. Структурная схема модели АРВ-СДП1 приведена на рис. 1.

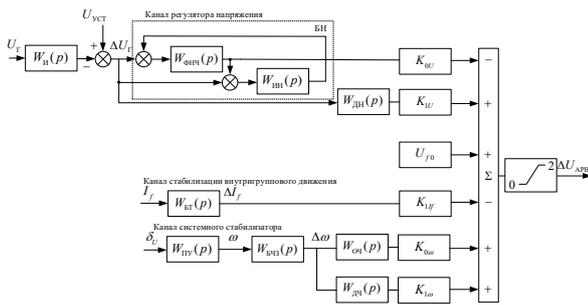


Рис. 1. Структурная схема моделируемого регулятора АРВ-СДП1

Блок напряжения (БН) формирует сигналы по отклонению напряжения статора и его производной (ДН); блок тока (БТ) вырабатывает сигнал стабилизации по производной тока ротора; блок частоты и защиты (БЧЗ) формирует сигналы по частоте и ее производной частоты (ДЧ); блок усиления (БУ) – суммирует сигналы регулирования и стабилизации и формирует выходной сигнал АРВ.

Исходными данными для формирования сигнала изменения напряжения ΔU_{Γ} являются уставка напряжения $U_{уст}$ и напряжение на выводах генератора U_{Γ} .

Передаточная функция измерителя напряжения

$$W_{и}(p) = \frac{1}{1 + 0,01p}$$

Изменение напряжения ΔU_{Γ} поступает на вход БН. БН состоит из интегрирующего канала.

Передаточная функция фильтра низких частот интегрирующего канала отклонения напряжения

$$W_{фнч}(p) = \frac{-1}{1 + 0,02p}$$

Передаточная функция интегратора канала отклонения напряжения

$$W_{ин}(p) = \frac{1}{0,0032p}$$

Коэффициент жесткой отрицательной ОС интегрирующего канала отклонения напряжения равен 1.

Передаточная функция дифференциатора канала напряжения

$$W_{дн}(p) = \frac{0,0032p}{(1 + 0,00017p)(1 + 0,0032p)}$$

Передаточная функция блока расчета частоты напряжения (преобразования угла в частоту)

$$W_{пв}(p) = \frac{1/2\pi p}{1 + 0,01p}$$

Передаточная функция блока частоты

$$W_{бчз}(p) = \frac{3,3p}{(1 + 3,05p)(1 + 0,0032p)(1 + 0,0047p)}$$

Передаточная функция канала отклонения частоты

$$W_{оч}(p) = \frac{1}{1 + 0,0032p}$$

Передаточная функция дифференциатора канала частоты

$$W_{дч}(p) = \frac{0,0032p}{(1 + 0,00028p)(1 + 0,24p)(1 + 0,1p)}$$

Передаточная функция канала регулирования по производной тока ротора

$$W_{бт}(p) = \frac{0,0032p}{(1 + 0,005p)(1 + 0,00017p)(1 + 0,01p)}$$

Сигналы отклонения и производной напряжения, отклонения и производной частоты напряжения, производной тока ротора и ручного управления напряжением суммируются в сумматоре. Полученный сигнал ограничивается

$$\Delta U_{АРВ\min} \leq \Delta U_{АРВ} \leq \Delta U_{АРВ\max}$$

На выходе АРВ формируется сигнал:

$$\Delta U_{АРВ} = [W_{бн}(p)K_U + K_{IU}W_{дн}(p)]\Delta U_{\Gamma} - K_{ИФ}W_{бт}(p)\Delta I_f + W_{бчз}(p)[K_{0\omega}W_{оч}(p) + K_{1\omega}W_{дч}(p)\Delta\omega] + U_{Г0}, \text{ где}$$

K_{0U} – коэффициент усиления пропорционального канала регулятора напряжения (по отклонению напряжения), [о. е];

K_{IU} – коэффициент усиления дифференциального канала регулятора напряжения (по производной напряжения), [о. е];

$K_{ИФ}$ – коэффициент усиления канала внутренней стабилизации по производной тока ротора, [о. е];

$K_{0\omega}$ – коэффициент усиления канала системной стабилизации по частоте напряжения, [о. е];

$K_{1\omega}$ – коэффициент усиления канала системной стабилизации по производной частоты напряжения, [о. е];

U_{f_0} – ручное управление напряжением, [о. е.].

На рис.2 представлен макроблок ARV_SDP1, реализующий логику работы устройства АРВ-СДП1. Данный макроблок собран из набора отдельных элементарных блоков, занесенных в библиотеку редактора макроблоков ПВК EUROSTAG, по математической модели отечественного автоматического регуляторов возбуждения сильного действия АРВ-СДП1 с учетом его реализации в ВМК РВ ЭЭС.

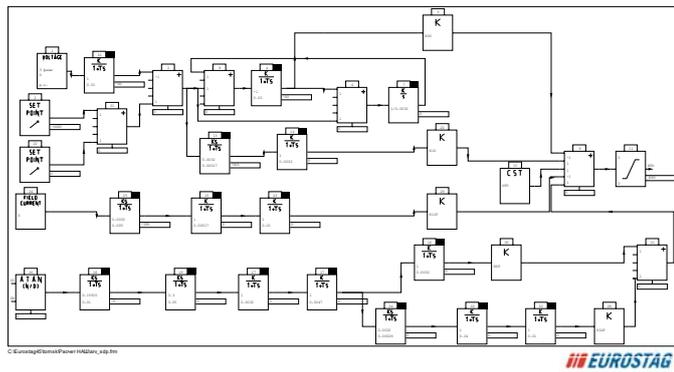


Рис. 2. Макроблок ARV_SDP1

III. ПРОВЕРКА РАБОТСПОСОБНОСТИ ЦИФРОВОЙ МОДЕЛИ АРВ-СДП1

Исследование проводим в ПВК EUROSTAG и моделирующем комплексе ВМК РС ЭЭС.

Базовой схемой для проведения исследований является цифровая модель ЭЭС Томской области, реализованная в ПВК EUROSTAG. В качестве исходной информации о нагрузках и вырабатываемой генераторами мощности использованы данные из модели энергосистемы Томской области, реализованной на ВМК РВ ЭЭС, режим которой устанавливался в соответствии с контрольными диспетчерскими замерами. Прежде чем проводить анализ переходных процессов был произведен сравнительный анализ результатов расчета установившегося режима в EUROSTAG с квазиустановившимся режимом ВМК РВ ЭЭС. Сравнительный анализ расчетов показал, что расчетные значения напряжений удовлетворяют 5-ти процентной погрешности, а расчётные значения перетоков активной мощности, полученные в ПВК EUROSTAG, в некоторых ветвях отличаются от значений, получаемых в ВМК РВ ЭЭС, более чем на 5%, при этом погрешность доходит до 25%.

Проверка работы собранного макроблока, реализующего логику работы регулятора АРВ-СДП1, осуществляется путем моделирования следующих тестовых возмущений:

- трехфазное короткое замыкание (длительностью 0,02 с) на шинах 110 кВ электрической станции ГРЭС-2, к которым через трансформатор подключен синхронный генератор с проверяемым АРВ сильного действия (тестовое возмущение 1);

- ступенчатое изменение уставки по напряжению АРВ на +5% генератора ГРЭС-2 (тестовое возмущение 2).

A. Тестовое возмущение 1

Данное возмущение проводят при оценке параметров настройки АРВ. При проверке параметров настройки АРВ предполагается рассмотрение нескольких характерных режимов при введённых и выведенных каналах стабилизации. В данной работе не предполагалось исследование оценки параметров настройки, поэтому мы рассмотрим только один режим при введённых каналах стабилизации. Одним из критериев эффективности параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов является демпфирование электромеханических переходных процессов во всех характерных режимах на частоте колебаний ротора синхронного генератора за время, не превосходящее 15 с [2].

На рис. 3 и 4 приведены осциллограммы, полученные в ПВК EUROSTAG и ВМК РВ ЭЭС для тестового возмущения 1 соответственно.

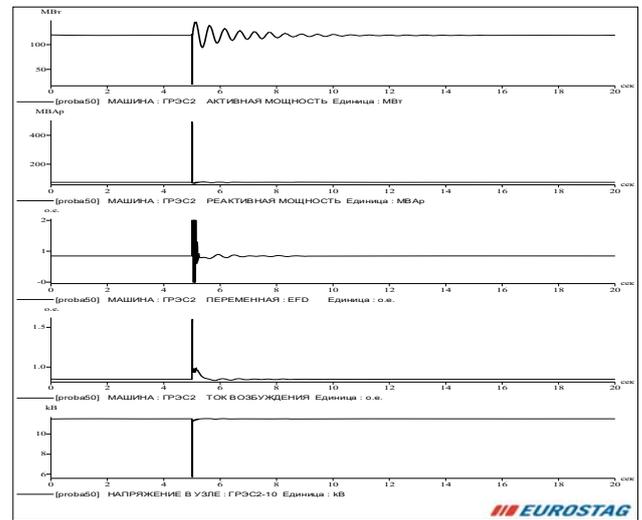


Рис. 3. Осциллограммы, полученные в ПВК EUROSTAG (тестовое возмущение 1)

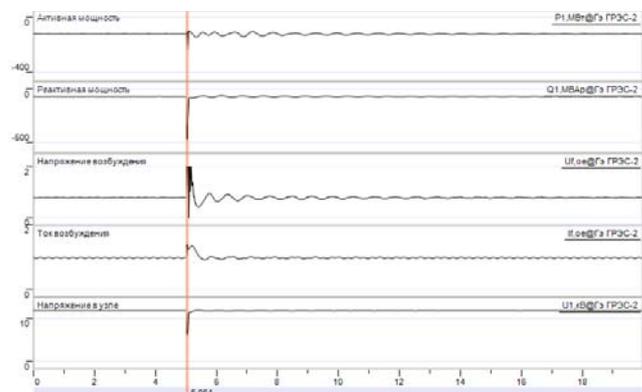


Рис. 4. Осциллограммы, полученные в ВМК РВ ЭЭС (тестовое возмущение 1)

Из полученных осциллограмм видно, что затухание электромеханических переходных процессов не превосходит 15 с. Однако сделать заключение о корректности настройки мы не можем, так как мы рассматриваем всего один режим работы.

Так же одним из критериев корректности работы АРВ сильного действия синхронного генератора является обеспечение поддержания потолочного значения напряжения возбуждения генератора вплоть до нарушения динамической устойчивости или до восстановления напряжения.

Из полученных осциллограмм можно сказать, что в обоих случаях системы АРВ осуществляют форсировку возбуждения синхронного генератора для поддержания заданного напряжения на выводах генератора. При этом мы наблюдаем кратковременное (вплоть до восстановления напряжения) увеличение напряжения возбуждения до потолочного значения $2U_{f*}$.

В. Тестовое возмущение 2

На рис. 5 и 6 приведены осциллограммы, полученные в ПВК EUROSTAG и ВМК РВ ЭЭС для тестового возмущения 2 соответственно.

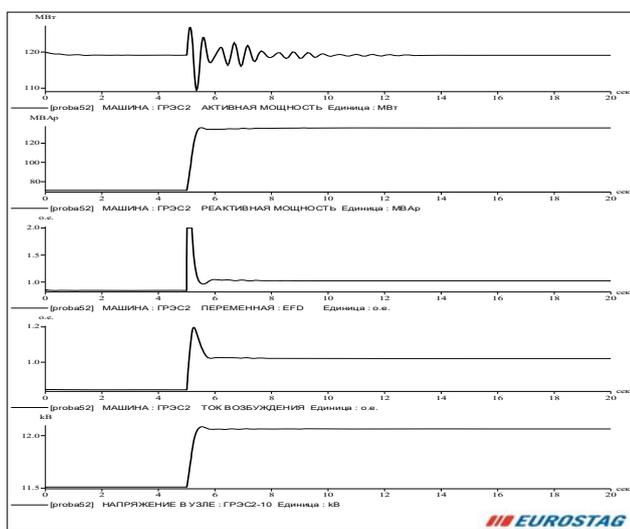


Рис. 5. Осциллограммы, полученные в ПВК EUROSTAG (тестовое возмущение 2)

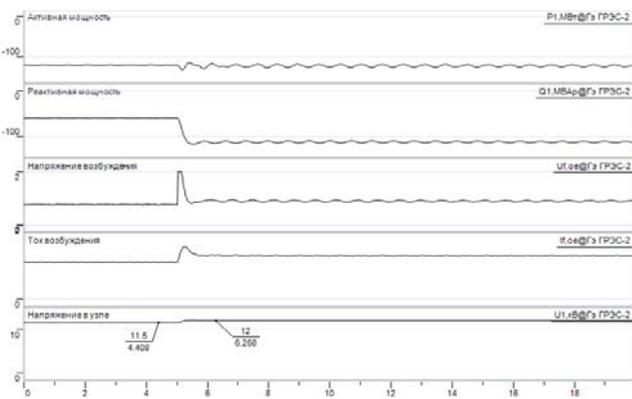


Рис. 6. Осциллограммы, полученные в ВМК РВ ЭЭС (тестовое возмущение 2)

При сравнении осциллограмм, полученных в разных комплексах, видно, что уставка по напряжению АРВ

генератора ГРЭС-2 изменилась на одну и ту же величину (+5%), при этом полученные значения напряжения практически совпадают ($11,5 \cdot 1,05 = 12$ кВ). При увеличении напряжения на выводах генератора, видно, что для его поддержания потребовалось увеличить ток возбуждения, при этом увеличилось напряжение возбуждения и генерируемая реактивная мощность.

Сравнивая осциллограммы, полученные в ПВК EUROSTAG и ВМК РВ ЭЭС, можно сказать, что характер представленных характеристик совпадает.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате исследования в программном комплексе EUROSTAG реализована адекватная модель автоматического регулятора возбуждения сильного действия полупроводникового типа АРВ-СДП1. Проверка работоспособности цифровой модели АРВ-СДП1 путем моделирования двух тестовых возмущений в ПВК EUROSTAG показала, что собранная модель обрабатывает все возмущения корректно в соответствии со стандартом [2]. С учетом полученных результатов можно сделать вывод, что реализованная модель позволяет достаточно точно проанализировать работу АРВ-СДП1, его влияние на режим работы энергосистемы в целом.

Использование программы EUROSTAG позволяет осуществлять детальное моделирование устройств противоаварийной автоматики и релейной защиты. Это достигается за счет расширенного набора измерительных и функциональных блоков, реализованных в редакторе макроблоков программного комплекса. В частности, детальное моделирование АРВ разных типов, эксплуатирующихся на энергообъектах ЭЭС/ОЭС, позволяет своевременно выявлять ошибки настройки регулятора, которые в свою очередь могут стать причиной крупномасштабных аварий.

Список литературы

- [1] Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 февраля 2014 г. – М.: КНОРУС, 2014– 488 с.
- [2] Стандарт организации: СТО 59012820.29.160.20.001-2012. Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов. – Москва: 2012. – 150 с.
- [3] Юрганов А. А., Кожевников В. А. Регулирование возбуждения синхронных генераторов. – СПб.: Наука, 1996. – 138 с.
- [4] Гусев А. С. Адаптируемая математическая модель систем возбуждения синхронных машин / А. С. Гусев, С. В. Свечкарев, И. Л. Плодистый // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. – 2005. – Т. 308, № 7. – [С. 211-215].
- [5] Андреев М.В., Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем: учебное пособие / М.В. Андреев, Н.Ю. Рубан, А.А. Суворов и др.; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – 108 с.

Усовершенствование методики определения точки размыкания в сложно замкнутых воздушных сетях 110 кВ

В.Т. Сидорова, В.В. Карчин
ФГБОУ ВО “Марийский государственный университет”
Йошкар-Ола, Россия
e-mail: veranig@yandex.ru

Аннотация — В распределительных сетях наибольшее распространение получила замкнутая сеть, разомкнутая в одном из ее узлов. Точка размыкания должна выбираться по критерию минимизации потерь активной мощности, электроэнергии и обеспечивать надежность электроснабжения. На практике эта точка берется произвольно, что может привести к дополнительным потерям электроэнергии. Существующие методики определения точки размыкания не учитывают потери мощности в линии, потери мощности на уравнительную мощность и реальные значения напряжения, что в некоторых сетях может приводить к неверному определению точки разрыва. При разработке методики использовались методы математического анализа. В качестве инструмента математического расчета применялось программное обеспечение Mathcad. Исходными данными являлись реальные комплексные значения токов и напряжений, полученные по результатам плановых замеров одной из сетевых компаний.

Усовершенствована методика определения оптимальной точки размыкания в сложно замкнутых сетях 110 кВ, обеспечивающая минимальные потери активной мощности и напряжения. Справедливость предлагаемой методики проверена на примере нескольких типичных сетей 110 кВ.

В методике определения оптимальной точки размыкания необходимо учитывать потери мощности на уравнительную мощность и реальные значения напряжений в точках сети. Предлагаемая методика обеспечит минимальные потери активной мощности и напряжения, и может использоваться в реальных сетях.

Ключевые слова — потокораспределение мощностей; сложно замкнутые сети 110 кВ; точка размыкания; потери активной мощности.

Improvement of the method of identification of breaking points in complex network air distribution electric grids of 110 kV

V.T. Sidorova, V.V. Karchin
Mari State University
Yoshkar-Ola, Russia
e-mail: veranig@yandex.ru

Abstract — In distribution networks, the most common is a closed network, opened at one of its nodes. The breaking point should be selected by the criterion of minimizing the losses of active power, electric power and ensuring the reliability of electricity supply. In practice, this point is taken arbitrarily, which can lead to additional power losses. Existing methods for determining the opening point do not take into account the power losses in the line, the power loss by the equalizing power and the actual voltage values, which in some networks may lead to an incorrect determination of the break point. The methods of mathematical analysis were used in the development of the methodology. As a tool for mathematical calculation, Mathcad software was used. The initial data were real complex values of currents and voltages, obtained from the results of planned measurements of one of the grid companies.

The method of determining the optimal breakpoint in meshed networks of 110 kV, which provides the minimum losses of active power and voltage, has been improved. The validity of the proposed method was checked by the example of several typical 110 kV networks. In the technique of determining the optimal breakpoint, it is necessary to take into account the power losses to the equalizing power and the actual values of the voltages at the grid points. The proposed technique will provide minimum losses of active power and voltage, and can be used in real networks.

Keywords — stream distribution of powers; meshed network of 110 kV; breaking point; the active power losses.

I. ВВЕДЕНИЕ

Электрические сети, как правило, являются неоднородными из-за различного отношения X/R_j на их участках [1, 2]. Согласно расчетам в неоднородной сети естественное распределение мощностей не совпадает с экономическим [3]. При естественном распределении мощностей потери активной мощности могут значительно превышать потери мощности при экономическом распределении [4].

Режим экономического распределения можно получить, если обеспечить вынужденное распределение потоков мощности в системе. Это можно осуществить: введением уравнивающей ЭДС, подключением устройств продольной компенсации к отдельным линиям передачи или размыканием сети в точках раздела мощности, соответствующих экономическому распределению. Наиболее распространенным является последнее мероприятие, поскольку является более простым экономичным и обеспечивает надежность работы всей системы [2].

Большая часть существующих электрических сетей была спроектирована и построена несколько десятков лет назад в соответствии с методом экономической плотности тока. Нормативы экономической плотности тока приведены, например, в [5] и зависят от типа проводника и числа часов использования наибольшей нагрузки. Однако эти значения соответствуют уровню цен, сложившихся на 01.01.1984 г. и определены по критерию минимума приведенных, а не дисконтированных затрат. Таким образом, существующее распределение мощностей может не соответствовать экономическому, что может приводить к значительным потерям электроэнергии.

В процессе передачи электрической энергии по проводам напряжение в узлах системы может быть различным по отношению к номинальному напряжению. Это определяется балансом реактивной мощности, графиком нагрузки узла, падением напряжения на участках сети, коэффициентом трансформации трансформаторов на подстанциях, режимом работы средств компенсации реактивной мощности.

Приказ Минэнерго от 22.02.2007 г. №49 устанавливает предельные значения коэффициента реактивной мощности ($\text{tg } \varphi$), потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети (период с 7-00 до 23-00), для потребителей, присоединенных к сетям напряжением ниже 220 кВ (см. табл. 1).

При расчетах сложносвязанных сетей необходимо обратить особое внимание на регулируемые параметры, прежде всего на протекающие реактивные мощности и на существующие коэффициенты трансформации трансформаторов на подстанциях 110/10(6) кВ. Изменение этих величин приведет в конечном итоге к изменению токов в линиях 110 кВ, напряжению на шинах 6-10 кВ подстанций 110/10(6) кВ. Кроме этого изменится величина потерь мощности и электроэнергии в линиях и трансформаторах.

Режим работы электрической сети можно улучшить за счет оптимизации распределения протекающих реактивных мощностей, которые зависят от характеристики самой сети (напряжения

Таблица I. ПРЕДЕЛЬНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА РЕАКТИВНОЙ И АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ($\cos \varphi$)

Положение точки присоединения к электрической сети	$\text{tg } \varphi$	Угол φ в градусах	$\cos \varphi$
Напряжением 110 кВ	0,5	26°36'	0,8949
Напряжением 35 кВ	0,4	21°48'	0,9285
Напряжением 6-20 кВ	0,4	21°48'	0,9285
Напряжением 0,4 кВ	0,35	19°18'	0,9415

ЛЭП и ее длины, марки и сечения проводов, типа опор, расположения проводов на опорах), а также от подстебляемой реактивной мощности нагрузкой на подстанциях.

Оптимальный режим по напряжению и реактивной мощности выбирается расчетным путем с использованием специальных программ оптимизации установившихся режимов – оптимизации режимов по напряжению и реактивной мощности источников [1]. От точности полученных расчетов зависит эффективность.

В большинстве существующих методик определения точки экономического потокораздела сначала определяется точка естественного потокораздела мощности исходя из условия [2]:

$$\sum_{ij=1}^n S_{ij} R_{ij} = 0, \quad (1)$$

S_{ij} – поток мощности рассматриваемого участка, кВА; R_{ij} – активное сопротивление рассматриваемого участка, Ом.

Далее определяются потоки мощности по участкам без учета потерь мощности в линии [2]:

$$S_{ij} = S_{i-1, j-1} - S_i, \quad (2)$$

S_i – мощность нагрузки в соответствующем узле, кВА. При получении отрицательного значения мощности, делается предположение о разрыве линии в данной точке.

Затем рассчитываются потери активной мощности (или электроэнергии) для полученной точки разрыва с помощью выражения [6]:

$$\Delta P = \sum_{i,j=1}^n \frac{S_{i,j}^2}{U_i^2} R_{i,j}, \quad (3)$$

где напряжение в узлах линии U_i считается номинальным.

После этого делается предположение о разрыве сети в ближайших от нее точках и поочередно для каждого случая вычисляются потоки мощности по участкам сети согласно выражению (2). Далее для каждого случая определяются потери активной мощности в сети согласно выражению (3).

За точку экономического потокораздела выбирается точка, при которой потери активной мощности в сети будут минимальными.

В данной работе было исследовано несколько реальных линий 110 кВ и для них определены точки естественного и экономического потокораздела, рассчитана передаваемая по линии мощность с учетом и

без учета потерь мощности на участках линии. Проведено сравнение полученных результатов с реальными значениями.

II. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТОЧКИ РАЗМЫКАНИЯ

Как известно, например из [2], в районных сетях 110 кВ и выше со значительными протяженностями зарядные мощности могут оказаться соизмеримыми с нагрузочными и подлежат обязательному учету либо введением емкостных проводимостей (рис. 1, а), либо непосредственно (рис. 1, б).

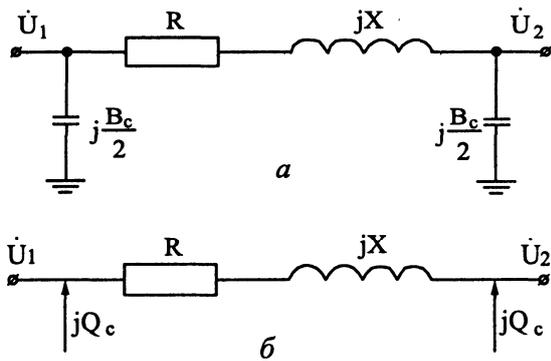


Рис. 1.

Генерация зарядной мощности может быть определена [2]:

$$Q_{C1} = Q_{C2} = \frac{1}{2} B_C U_{ном}^2,$$

где B_C – емкостная проводимость участка трёхфазной линии. В этом случае потоки мощности по участкам будут определяться [7]:

$$S_{ij} = S_i - j \frac{Q_{ij}}{2}.$$

Поскольку в данной работе исследовались сети 110 кВ, при определении потоков мощностей были определены потоки мощностей с зарядной мощностью и без нее. Далее было проведено сравнения полученных значений перетоков с реальными значениями.

Как было показано в работе [8] при расчете потоков мощности по участкам сети необходимо учесть потери мощности в линии и на ответвлениях:

$$S_{ij} = S_{i-1,j-1} \pm S_i \pm \Delta S_i, \quad (4)$$

где $\Delta S_i = \frac{S_i^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{ij} + jX_{ij})$ – потери мощности в линии

и на ответвлениях, X_{ij} – реактивное сопротивление рассматриваемого участка, Ом; знаки мощностей нагрузок и потерь мощности определяются направлением перетоков мощностей.

Поскольку большинство реальных сетей 110 кВ в нормальном режиме являются замкнутыми, были

определены точки естественного и экономического потокораздела по имеющимся замеренным данным. Кроме этого, были определены расчетные значения перетоков мощностей по данным нагрузок с учетом и без учета уравнильной и зарядной мощностей. Уравнильная мощность должна быть учтена при расчете мощности головного участка, если напряжения в точках питания имеют различные значения. Она может быть определена [2]:

$$S_{урав} = \frac{(U_A - U_B) \cdot U_{ном}}{Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4},$$

где U_A, U_B – реальные значения напряжения в точках питания, Z – комплексно-сопряженные сопротивления участков линии, Ом.

Далее был произведен расчет уровня потерь активной мощности с помощью выражения (3), при этом U_i – реальные значения напряжений в узлах линии.

После этого делалось предположение о разрыве сети в нескольких точках ближайших от существующей точки разрыва. Для каждого случая отдельно определялись потоки мощности на участках согласно выражению (4) и уровни потерь активной мощности согласно (3). За точку экономического потокораздела выбирается точка, соответствующая минимуму потерь активной мощности.

В результате проведенных расчетов при учете уравнильной и зарядной мощностей перетоки мощностей практически совпадали с реальными замеренными значениями (отклонения составили не более 5%). При расчёте перетоков без учета этих величин перетки мощности значительно отличались от реальных (до 30%).

Как показал расчет, при экономическом распределении потери мощности могут быть до 20% меньше, чем при естественном распределении. Так же полученные при экономическом распределении значения передаваемой реактивной мощности имели меньшие значения, чем при естественном распределении. При этом на отдельных участках исследованных сетей коэффициент реактивной мощности при естественном распределении превышал предельно допустимое значение (см. табл. 1).

Решая комплексно такую задачу, мы добьемся регулирования напряжения, а это в свою очередь обеспечит приемлемые значения установившегося отклонения напряжения у электроприемников и в точках общего присоединения (ТОП) электрической энергии в соответствии с нормативными [9] и договорными требованиями. Такой ТОП могут быть шины подстанции, к которым присоединены сети потребителей или их электроприемников.

Отличие установившегося напряжения U_y от его номинального для данной сети значения $U_{ном}$ в установившемся режиме характеризуется отклонением напряжения $\delta U_y = [(U_y - U_{ном}) / U_{ном}] 100\%$.

Стандарт [9] устанавливает на зажимах электроприемников нормально и предельно допустимое установившееся отклонение напряжения $\delta U_y = \pm 5\%$ и предельное $\pm 10\%$ от номинального напряжения сети.

Положительные отклонения напряжения приводят к снижению потерь напряжения и увеличению потерь мощности в сетях, увеличению производительности механизмов с асинхронным приводом. При этом срок службы электрооборудования сокращается. Повышение напряжения приводит к увеличению потребляемой реактивной мощности и соответствующим потерям в распределительной сети. В среднем при повышении напряжения на 1% потребляемая реактивная мощность (регулируемый эффект) возрастает на 3% для асинхронных двигателей (АД) мощностью 20-100 кВт и на 5-7% для АД меньшей мощности [6].

В процессе поиска всевозможных режимов могут появиться несколько вариантов, удовлетворяющих условиям регулирования напряжения, но различающихся параметрами режима и потерями мощности в сети, для которой выполняется регулирование напряжения. Математически появляется задача поиска оптимального режима в допустимой области существования режимов.

Оптимизация проводится для характерных режимов работы электрической сети или в темпе процесса (в реальном времени). Каждый расчет дает оптимальные значения регулируемых параметров на короткий или относительно длительный интервал времени, в течение которого режим будет изменяться незначительно относительно расчетного [1].

Необходимо отметить, что эффективность этого мероприятия определяется наличием современных приборов учета с соответствующим классом точности, современной автоматизации измерений на подстанциях, телемеханизации и использованием средств АИИС КУЭ.

III. ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

1. Проведен анализ двух методик расчета на примере одной из сетей 110 кВ с учетом и без учета потерь мощности в линии и зарядной мощности. При учете потерь мощности в линии и зарядной мощности перетоки мощностей в сети были близки к существующим. Без учета данных величин перетоки имели отличия до 30 % от существующих. Следовательно, при проектировании сети необходимо учитывать данные величины.

2. В рассматриваемой сети при введении полученной точки экономического потокораздела потери активной мощности уменьшились бы на 20%. Это значительно уменьшило бы потери электроэнергии за год.

3. В рассматриваемой сети точка экономического раздела для летнего и зимнего периода получилась одна и та же. Для 2015 и 2016 гг. точки экономического потокораздела не совпали. Следовательно, для эффективного энергосбережения необходим постоянный анализ ее местоположения.

4. При экономическом распределении значения передаваемой реактивной мощности могут быть уменьшены, что может обеспечить значения коэффициента реактивной мощности в пределах допустимых значений.

5. В электрических сетях 110 кВ как наиболее разветвленных и протяженных по длине (в отличие от 35 кВ и 220 кВ), предлагается ввести постоянный контроль за перетоками мощности, это позволило бы отслеживать те

неэффективные режимы, когда потери при передаче наибольшие. Путем схемных решений в энергосистемах возможно добиться минимальных потерь при передаче электроэнергии.

Список литературы

- [1] Лыкин А.В. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электрических сетях. Новосибирск: изд-во НГТУ, 2013. 115 с.
- [2] Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии. Изд. 2-е. Ростов н/Д.: Феникс, 2008. 715 с.
- [3] Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов. М.: ЭНАС, 2009. 456 с.
- [4] Шведов Г.В. Потери электроэнергии при ее транспортировке по электрическим сетям: расчет, анализ, нормирование и снижение: учебное пособие для вузов / Г.В. Шведов, О.В. Сипачева, О.В. Савченко; под ред. Ю.С. Железко. – М.: Издательский дом МЭИ, 2013. – 424 с.
- [5] Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. (ПУЭ) / http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_98464/
- [6] И.И. Карташев, В.Н. Тульский, Р.Г. Шамонов, Ю.В. Шаров, А.Ю. Воробьев Управление качеством электроэнергии: учебное пособие для вузов/И.И. Карташев и др.; под ред. Ю.В. Шарова. – 2-е изд., перераб. и доп.. – М.: : Издательский дом МЭИ, 2008. – 354 с.
- [7] Азаров В.С. Передача и распределение электроэнергии в примерах и решениях. М.: МГОУ, 2005. 215 с.
- [8] Сидорова В.Т., Карчин В.В. Перераспределение потоков мощностей в сложнзамкнутых воздушных сетях 10 кВ для уменьшения потерь и улучшения качества электроэнергии // Известия вузов: Проблемы энергетики. 2016. № 11-12.
- [9] ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения / межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. Протокол №55 П от 25 марта 2013 г. / <http://docs.cntd.ru/document/1200104301>.

Особенности выделения тепловых электрических станций с поперечными связями действием частотной делительной автоматики

А.А. Ионов, С.О. Банников
Филиал АО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ
Нижний Новгород, Россия
e-mail: Ionov@nn.so-ups.ru

Аннотация — на сегодняшний день в электроэнергетическом сообществе существуют различные мнения в отношении критериев оценки эффективности алгоритмов ЧДА на ТЭС с поперечными связями. В условиях постоянно меняющегося графика работы генерации и динамически изменяющейся нагрузки выделяемого действием ЧДА района возникает проблема корректной оценки допустимости режима работы электрической и паросиловой части электростанции с поперечными связями на случай работы ЧДА. Согласно действующей нормативно-технической документации собственники ТЭС обязаны с периодичностью не реже одного раза в пять лет проводить специальные испытания систем ЧДА, в связи с чем вопрос формирования критериев комплексной оценки проводимых испытаний и выявления неэффективных алгоритмов работы ЧДА является актуальным и требует обстоятельного изучения. При проведении исследования осуществлялся анализ физических процессов, происходящих на ТЭС при работе ЧДА, основанный на практическом опыте проверки выполнения устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС при его выделении действием ЧДА, изучении реальных случаев выделения станций на изолированный район нагрузки и требований к проектированию электрических станций. Проведен комплексный анализ процессов, происходящих на ТЭС с поперечными связями при выделении станции действием ЧДА. Сформулированы и обоснованы критерии оценки эффективности алгоритмов ЧДА. Предложены методы решения проблем неэффективности отдельных алгоритмов ЧДА, использование которых позволит выявить неэффективные устройства ЧДА и необходимость модернизации систем ЧДА.

Ключевые слова — частотная делительная автоматика (ЧДА); тепловая электрическая станция (ТЭС) с поперечными связями; частота; критерии эффективности.

Features of allocation of thermal power stations with transverse relationship by the action of the frequency separating automatics

A.A. Ionov, S.O. Bannikov
«System Operator of the United Power System», Joint-stock Company
Nizhny Novgorod, Russia
e-mail: Ionov@nn.so-ups.ru

Abstract — today there are different opinions in the electric power community regarding the criteria for evaluating the effectiveness of the FSA algorithms for TPS with transverse relationship. In constantly changing work schedule of generation and dynamically changing load of the area, allocated by the operating FSA, there is a problem of correct assessment of acceptability the mode operation of electrical and steam power parts of the TPS with transverse relationship in case of work FSA. According to the current normative-technical documentation the proprietors of TPS must conduct special tests systems of FSA intervals no less than once every five years, in this connection the question of establishing the requirements of a comprehensive evaluation of tests and identify inefficient algorithms of FSA is relevant and requires detailed investigation. The study was carried out analysis of physical processes occurring at TPS during the operation of FSA. The analysis is based on the practical experience verification of stable operation of power generation equipment TPS during its allocation by FSA, on study of real cases allocation of TPS to an isolated area and the requirements for the design of power stations. Conducted a comprehensive analysis of the processes occurring in TPS with transverse relationship in case of work FSA. Stated and justified criteria for evaluating the efficiency algorithms of FSA. Proposed methods of solving problems with inefficiency algorithms of FSA, using the proposed criteria will help to identify inefficient FSA devices and the need to modernization the system of FSA.

Keywords – frequency separating automatics (FSA); thermal power stations (TPS) with transverse relationship; frequency; criteria of efficiency.

При планировании и управлении режимами электростанций и сетей большое значение отводится обеспечению надёжности функционирования энергосистем при возникновении аварийных событий. Особое внимание уделяется выявлению оптимальных алгоритмов и настроек противоаварийной автоматики, которые должны обеспечить наиболее благоприятные условия для выявления, предотвращения развития и ликвидации возникшего аварийного нарушения нормального режима.

Одним из показателей стабильной работы энергосистемы является обеспечение нахождения частоты электрического тока в допустимых пределах. Физически установившееся значение частоты характеризует баланс между генерируемой и потребляемой мощностью. Предельно допустимые значения частоты определяются исходя из технологических условий эксплуатации электрических станций и приведены в [1]. В аварийных режимах для предотвращения выхода частоты за допустимые пределы применяются системы автоматического ограничения снижения частоты (АОСЧ) и автоматического ограничения повышения частоты (АОПЧ) [2]. В статье рассматривается одна из составляющих АОСЧ – частотная делительная автоматика (ЧДА).

ЧДА предназначена для сохранения в работе собственных нужд станции, а также особо важных потребителей при резком снижении частоты до недопустимого уровня. ЧДА должна устанавливаться на всех тепловых станциях мощностью 25 МВт и выше и обеспечивать надёжную работу выделяемого генерирующего оборудования на изолированный энергорайон¹ не менее 30 минут [2].

Отметим, что для различных типов электростанций применяются различные подходы при проектировании и создании устройств ЧДА. Для электростанций с блочным оборудованием разработаны типовые решения по выполнению ЧДА, этот вопрос является изученным [3] и не требует дополнительных пояснений. При выделении газотурбинных установок на энергорайон нагрузки существуют проблемы, связанные с выполнением быстрой разгрузки и сохранением устойчивой работы агрегата, но этот вопрос требует самостоятельного изучения и в данной статье не рассматривается. В представленном исследовании рассмотрены проблемы при выполнении ЧДА на распространённых в ЕЭС России ТЭС с поперечными связями.

В энергетике существуют различные подходы в отношении оценки эффективности ЧДА на ТЭС с поперечными связями. Подробнее остановимся на подходе, имеющем детальную теоретическую и практическую проработку. Согласно точке зрения

Горского Е.Р., Аглиулина С.Г., Баракина К.А. и др. [4] одним из обязательных критериев является недопустимость роста давления в главном паровом коллекторе ТЭС более чем до половины давления срабатывания предохранительных клапанов, то есть не более чем на 5% от номинального давления паропровода. В работе Горского Е.Р., Лиманской К.С., Лисенкина С.Д., Слесь В.А. [5] обосновывается сложность выделения ТЭС с поперечными связями из-за инерции тепловой части электростанции и невозможности сброса больших избытков пара без применения дополнительного сбросного БРОУ.

Отсутствие единых критериев оценки эффективности ЧДА на ТЭС с поперечными связями приводит к невозможности формирования единых требований при проектировании и вводе в эксплуатацию ЧДА, к отсутствию единой методики оценки данной автоматики.

Для выявления критериев эффективности ЧДА на ТЭС с поперечными связями существует необходимость в проведении комплексной оценки электрической и тепловой части ТЭС, происходящих физических процессов при выделении станции, учитывая при этом действия дежурного оперативного персонала.

Выделим три характерных режима нагрузок: дефицитный, при котором в энергорайоне, выделяемом действием ЧДА, возникает дефицит генерирующей мощности; избыточный, при котором в энергорайоне имеет место избыток генерации; и сбалансированный, когда генерация и потребление в энергорайоне равны.

Заметим, что последний случай – это идеальный режим, при котором не возникает проблем с выделением ТЭС на энергорайон нагрузки действием ЧДА, и он не требует дальнейшего описания.

Для проведения оценки работы электрической части ТЭС определим ограничения области допустимых значений: для избыточного энергорайона частота не должна подниматься до уставок срабатывания автоматов безопасности на турбинах (55, 56 Гц); для дефицитного энергорайона частота после действия АЧР не должна быть ниже 49,0 Гц [1]. Отметим, что вопросы качества электрической энергии в выделяемом энергорайоне не должны рассматриваться, так как в аварийной ситуации главной задачей ЧДА является сохранение в работе оборудования электрической станции и предотвращение её полного погашения.

Согласно [1] система регулирования турбины должна обеспечивать полный сброс нагрузки до нуля, следовательно, автомат безопасности при исправной системе регулирования турбины не должен сработать при любом избытке генерации в выделяемом энергорайоне. Отметим, что согласно [6] испытания системы регулирования, а также поддержание её в работоспособном состоянии является обязательным для всех ТЭС и не подвергается сомнениям.

¹ Под энергорайоном понимается совокупность нагрузки собственных нужд ТЭС и величины нагрузки потребителей в зависимости от точек деления

Для дефицитного энергорайона наибольший допустимый дефицит мощности исходя из необходимости поддержания частоты после действия ЧДА и работы АЧР на уровне не ниже 49,0 Гц рассчитывается исходя из статической характеристики нагрузки в энергорайоне и определяется по формуле (1):

$$\Delta P_{\text{нб MAX}} \leq \frac{P_{\text{нотр}} \cdot K_f \cdot \Delta f}{f} + P_{\text{АЧР}}, \quad (1)$$

где $P_{\text{нотр}}$ – величина нагрузки потребителей в выделяемом энергорайоне;

$P_{\text{АЧР}}$ – фактическая нагрузка потребителей, отключаемая действием устройств АЧР;

K_f – коэффициент статизма нагрузки по частоте;

Δf – наибольшее допустимое изменение частоты;

f – первоначальное значение частоты.

Графически процессы изменения частоты в выделяемом действием ЧДА энергорайоне приведены на рис. 1 и рис. 2.

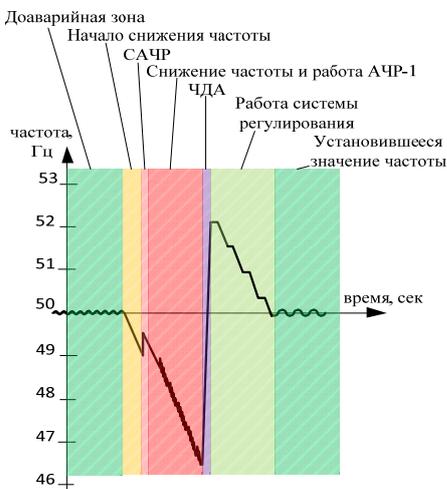


Рис. 1. Изменение частоты при выделении избыточного энергорайона

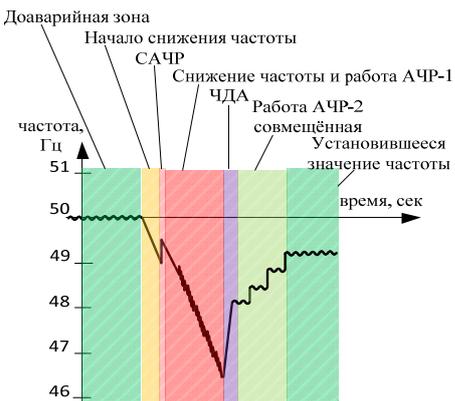


Рис. 2. Изменение частоты при выделении дефицитного энергорайона

Таким образом, из приведённого выше анализа видно, что по электрической части ТЭС при её выделении действием ЧДА ограничения возникают лишь при дефиците генерирующей мощности в выделяемом энергорайоне и они могут быть определены с помощью вышеприведенной формулы (1).

Теперь рассмотрим ограничения области допустимых значений при проведении оценки тепловой части ТЭС: для избыточного энергорайона ограничения должны формулироваться и задаваться собственником объекта генерации, а для дефицитного они связаны с возможностью длительной работы основного и вспомогательного оборудования ТЭС при её выделении и зависят от установившегося значения частоты в выделяемом энергорайоне. То есть ограничения по тепловой части в дефицитном энергорайоне аналогичны ограничениям по электрической, описанным выше.

Рассмотрим физические процессы, происходящие при выделении избыточного энергорайона действием ЧДА. При резком снижении электрической нагрузки на валу турбогенератора в результате возникновения небаланса мощности система регулирования закрывает регулировочные клапаны, тем самым ограничивая подачу пара в турбину. Так как котельное оборудование обладает большой инерционностью, то резкого снижения паропроизводительности не происходит, как следствие давление в главном паровом коллекторе и в котлоагрегатах начинает увеличиваться.

Следует отметить, что на каждом котлоагрегате предусматривается установка предохранительных клапанов, которые открываются при давлении, равном 1,1 от номинального, предназначенных для аварийного сброса пара в атмосферу и нормализации давления (обычно устанавливается 4 предохранительных клапана, рассчитанных на сброс 130 % от общей паропроизводительности котлоагрегата). При этом главный паровой коллектор при проведении гидравлических испытаний проверяется давлением 1,25 от номинального [7].

С учётом вышеприведенного можно сделать вывод, что при любом избытке паровой мощности котельного оборудования за счёт открытия предохранительных клапанов давление в главном паропроводе не будет подниматься выше 1,1 от номинального. Но решение о возможности работы предохранительных клапанов и о величине максимально допустимого давления в главном паропроводе при выделении ТЭС действием ЧДА должен принимать собственник ТЭС исходя из анализа технического состояния паропроводов, предохранительных клапанов, степени изношенности оборудования станции. По результатам анализа и принятия решения будут формироваться ограничения по величине аварийного избытка генерирующей мощности в выделяемом энергорайоне.

С точки зрения оценки первичного небаланса паровой мощности необходимо знать, какие собственные нужды входят в выделяемый действием ЧДА энергорайон. Из-за большого количества оборудования и алгоритмов ЧДА на ТЭС с поперечными связями первичный небаланс мощности и, как следствие, действия защит и оперативного персонала зависят от количества выделяемых котлоагрегатов, их паровой мощности и манёвренных характеристик. Отметим, что при выделении действием ЧДА собственных нужд отдельных котлоагрегатов, остальные могут быть отключены действием технологических защит или персоналом и не должны участвовать в расчёте первичного небаланса паровой мощности.

Подводя итоги, выделим основные критерии оценки эффективности алгоритмов ЧДА:

1. алгоритм ЧДА должен обеспечивать устойчивую работу генерирующего оборудования в течение 30 минут после его работы;
2. при выделении дефицитного энергорайона критерий эффективности рассчитывается по формуле (1) исходя из необходимости обеспечения установившегося значения частоты не ниже 49,0 Гц;
3. при выделении избыточного энергорайона критерии эффективности определяются исходя из ограничений, связанных с тепловой частью ТЭС, и должны формироваться исходя из требований собственника объекта генерации.

Для обеспечения эффективности ЧДА на ТЭС с поперечными связями выделим два основных способа усовершенствования алгоритмов: модернизация электрической схемы выделяемого энергорайона или проработка дополнительных воздействий на тепловую часть ТЭС.

Модернизацию электрической схемы можно применить только при дефицитном энергорайоне, то есть изначально при расчётах выделяемый действием ЧДА энергорайон должен задаваться с большим потреблением. Уровень частоты после действия ЧДА в таком режиме должен восстанавливаться до допустимых значений за счёт отключения потребителей действием АЧР-2. При недостатке АЧР-2 на ТЭС может быть спроектирована и введена в работу дополнительная частотная автоматика, работающая только по факту срабатывания ЧДА и имеющая уставку 49,0 Гц.

Но зачастую на ТЭС с поперечными связями не удаётся создать дефицитный энергорайон за счёт действий с коммутационными аппаратами в пределах станции. Тогда нагрузка энергорайона, выделяемого действием ЧДА, осуществляется за счёт отключения коммутационных аппаратов на других объектах электросетевого хозяйства, сигналы на отключение которых будут передаваться по каналам устройств передачи аварийных сигналов и команд (далее – УПАСК), что снижает надёжность ЧДА в целом (возникает логическая зависимость эффективности выделения ТЭС от функционирования каналов УПАСК).

В случае если выделяемый действием ЧДА энергорайон всегда избыточный, то нужно проводить анализ и модернизацию тепловой части ТЭС. Основные способы снижения аварийного избытка паровой

мощности – это действие тепловой автоматики на отключение части горелок на котлоагрегатах; проектирование и монтаж дополнительного сбросного БРОУ; допустимость срабатывания предохранительных клапанов, которые должны поддерживаться в технически исправном состоянии; корректное выделение собственных нужд ТЭС с действием технологических защит или автоматики на погашение части котлоагрегатов для минимизации первичного небаланса паровой мощности; создание нормативно-технических и инструктивных документов, регламентирующих действия дежурного оперативного персонала при выделении ТЭС действием ЧДА.

В заключение отметим, что в России не создана единая методика по оценке эффективности ЧДА на ТЭС с поперечными связями. Как показано выше, при проектировании и модернизации ЧДА возникает большое количество не исследованных вопросов. Следовательно, есть необходимость в проведении комплексного анализа и разработки методики проектирования ЧДА на ТЭС с поперечными связями специализированной организацией.

Список литературы

- [1] ГОСТ 24278-89. Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС. Общие технические требования [Текст]. Введ. 1989–09–22. – М.: Государственный стандарт Союза ССР: Изд-во стандартов, 1989. – 19 с.
- [2] ГОСТ Р 55105-2012. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования [Текст]. Введ. 2012–11–15. – М.: Национальный стандарт Российской Федерации: Стандартинформ, 2013. – 47 с.
- [3] Прокопенко, А.Е. Стационарные переменные и пусковые режимы энергоблоков ТЭС [Текст] / А.Е. Прокопенко, И.С. Мысак. – М.: Энергоатомиздат. – 1990. – 317 с. ил. ISBN 5-283-00078-8.
- [4] Горский, Е.Р. Разработка автоматизированной системы управления электростанции с поперечными связями при ее выделении из энергосистемы [Текст] / Е.Р. Горский, К.С. Лиманская, С.Д. Лисенкин, В.А. Слесь // Теплоэнергетика. – 2012. – № 10. – С. 26-30.
- [5] Горский, Е.Р. Организация сброса нагрузки на ТЭС с поперечными связями [Текст] / С.Г. Аглиулин, К.А. Баракин, В.А. Григорьев, С.Д. Лисенкин, В.А. Слесь // Электрические станции. – 2016. – № 9. – С. 23-24.
- [6] Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации/ М-во топлива и энергетики РФ, РАО «ЕЭС России»: РД 34.20.501-95. – 15-е изд., перераб. И доп. – М.: СПО ОРГРЭС, 1996. – 160 с.
- [7] Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов/ ПБ 10-574-03. – М.: ПИО ОБТ, 2003. – 161 с.

Методика определения показателя аварийности (надежности) ЛЭП 110 кВ

А.А. Александров, Д.Н. Гура, А.Л. Корольков
Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ
Пятигорск, Россия
AleksandrovAA@skrdu.so-ups.ru

Аннотация – в настоящее время аварийность ЛЭП характеризуется числом отключений, в том числе с успешным АПВ. Такой подход иногда даёт картину высокой аварийности или искажает её. Корректнее было бы оценивать уровень надежности функционирования сетевого комплекса неким показателем, который учитывает время нахождения ЛЭП без напряжения после отключения.

Ключевые слова – число отключений; надежность; показатель аварийности; время нахождения ЛЭП без напряжения.

The method of determining of the accident rate indicator (reliability) of the transmission line

Artem Aleksandrov, Denis Gura, Aleksandr Korolkov
The Branch JSK «SO UPS» North Caucasian Regional Supervisory Control
Pyatigorsk, Russia
AleksandrovAA@skrdu.so-ups.ru

Abstract – Nowadays the accident rate of the transmission line is characterized by a quantity of disconnection including with the successful automatic reclosing. Sometimes such approaches give us the picture of the high accident rate or distort it. It is more correct to estimate the reliability level of the functioning of the grid complex of a certain coefficient, which would take into consideration the time of the transmission line with no voltage after the disconnection.

Keywords – The quantity of disconnection, reliability, the accident indicator, the time of the transmission line with no voltage.

I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время аварийность ЛЭП характеризуется числом отключений, в том числе с успешным АПВ [1]. Такой подход даёт картину высокой аварийности или искажает её. Например, при большом числе отключений с успешным АПВ при неблагоприятных условиях или при сравнении аварийности разных сетевых организаций с существенно отличающимся количественным составом ЛЭП, их протяженностью и организацией эксплуатации в разных сетевых организациях. Корректнее было бы оценивать уровень надежности функционирования сетевого комплекса (в частности ЛЭП), который будет определяться продолжительностью прекращений передачи электрической энергии в течении какого-либо периода, то есть оценивать аварийность неким показателем, учитывающим время нахождения ЛЭП без напряжения после отключения.

II. МЕТОДОЛОГИЯ – УСЛОВИЯ И ДОПУЩЕНИЯ

Оценку уровня надежности функционирования сетевого комплекса мы будем производить с помощью показателя аварийности. Под ним будет пониматься время нахождения ВЛ без напряжения в следующих случаях:

- после отключения действием УРЗА этой ВЛ;
- после отключения действием УРЗА смежных ВЛ, если оцениваемая ВЛ входит в состав транзита без выключателей или/и без защит;
- отключение ВЛ персоналом с целью предотвращения и ликвидации нарушений на данной ВЛ (обрыв шлейфа, недопустимый габарит и.т.п.).

При этом отключение ВЛ действием ПА, ДЗШ (УРОВ) и защитами трансформаторов подстанции, одностороннее

отключение ВЛ, имеющих двустороннее питание, отключение ВЛ персоналом с целью предотвращения и ликвидации нарушений нормального режима на другом оборудовании при угрозе жизни и здоровью людей не учитываются как аварийность ВЛ.

Некоторые параметры, учитываемые при расчете, принимаются опосредованно:

- время, затраченное персоналом на принятие решения о РПВ – включено в общий интервал времени, когда ВЛ находилась без напряжения;
- тяжесть повреждения (перекрытие пробой изоляции, обрыв грозотроса, провода или шлейфа, повреждение опор и их элементов, неправильная работа УРЗА и т.п.) – учтена временем, затраченным на восстановление, то есть временем нахождения ВЛ без напряжения;
- квалификация эксплуатирующего ВЛ персонала и организация ремонтно-восстановительных работ – учтены временем, затраченным на восстановление, то есть тем же временем нахождения ВЛ без напряжения.

Также для более точного расчета были рассчитаны средняя длина ВЛ (L_{cp}) и среднее время АПВ ($T_{ав.ср}$) в операционной зоне. Длина ЛЭП (L) определяется с учетом длин отпаяк.

Таким образом, время, когда ЛЭП находится без напряжения после аварийного отключения, может характеризовать качество организации эксплуатации в целом.

III. МЕТОДОЛОГИЯ – ЛОГИКА РАСЧЁТА

Поскольку ЛЭП наиболее подвержены влиянию метеорологических условий и других внешних факторов, то чем больше длина ЛЭП, в том числе по отношению к средней, тем выше вероятность её аварийного отключения. Поэтому коэффициент вероятности отключения можно определить как:

$$K_{вер} = \frac{L}{L_{cp}} \quad (1)$$

В ходе расчетов учитывалось, что при отключении ЛЭП с успешным АПВ время нахождения ЛЭП без напряжения принималось среднему времени АПВ в операционной зоне ($T_{ав.ср}$). Если ЛЭП с разной длиной отключились одинаковое количество раз с успешным АПВ (время нахождения без напряжения одинаково), то показатель аварийности более короткой ЛЭП должен быть выше, поскольку коэффициент вероятности отключения у нее меньше. То есть, показатель аварийности должен быть обратно пропорционален коэффициенту вероятности отключения. В то же время очевидно, что показатель аварийности должен быть прямо пропорционален количеству отключений и времени нахождения ЛЭП без напряжения. Исходя из вышесказанного показатель аварийности для одной ЛЭП в общем виде может быть представлен как:

$$A = \frac{T_{\Sigma}}{K_{вер}} \quad (2)$$

где, T_{Σ} – суммарное за период время нахождения ЛЭП без напряжения.

При однократном отключении ЛЭП с успешным АПВ показатель аварийности будет равен:

$$A_{АПВ_1} = \frac{T_{АПВ.ср}}{K_{вер}} \quad (3)$$

При многократных отключениях ЛЭП с успешным АПВ показатель аварийности будет равен:

$$A_{АПВ_{\infty}} = \frac{N_{АПВ}}{L} \times A_{АПВ_1} \quad (4)$$

где, $N_{АПВ}$ – количество отключений с успешным АПВ.

При отключениях ЛЭП с неуспешным АПВ показатель аварийности будет равен:

$$A_i = \frac{\sum T_i}{K_{вер}} \quad (5)$$

где, T_i – время нахождения ЛЭП без напряжения.

Таким образом, общий показатель аварийности одной ЛЭП за период определится как:

$$A = A_{АПВ} + A_i = \frac{0.04 \times N_{АПВ} + L_{cp} \times \sum T_i}{L} [ч / км] \quad (6)$$

Для оценки аварийности/надежности ЛЭП в целом по сетевой организации можно воспользоваться формулой:

$$A_{\Sigma} = \frac{A_1 + A_2 + \dots + A_n}{N} \quad (7)$$

где, A_1, A_2, \dots, A_n – показатели аварийности ЛЭП, отключившихся в рассматриваемый период;

T_i – общее количество ВЛ в эксплуатационной зоне данной сетевой организации.

IV. ВЫВОДЫ

На основании вышеизложенной методики было разработано прикладное программное обеспечение. Оно позволило не только оперативно формировать различные отчеты за любой период времени, но и на основе анализа статистических данных обоснованно давать предложения при планировании ремонтов, реконструкций и развития сети.

Список литературы

- [1] Эндриени Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах: Пер. с англ. /Под ред. Ю.Н. Руденко. – М.: Энергоатомиздат, 1983, 336с.

Повышение уровня динамической устойчивости электропередачи переменного тока с помощью управления по данным СМПР на примере Кола-Карельского транзита

А.В. Недоливко¹, А.Р. Муслимов², А.Н. Беляев³

¹инженер Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Северо-Запада/аспирант кафедры ЭСиС, ИЭиТС, СПбПУ, Санкт-Петербург, Россия, nedolivko@gmail.com

²инженер Филиал АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ, Санкт-Петербург, Россия

³д.т.н., профессор кафедры ЭСиС, ИЭиТС, СПбПУ, Санкт-Петербург, Россия, andreybelyaev@yandex.ru

Аннотация – на сегодняшний день WAMS (от англ., «wide area measurement system») или СМПР (система мониторинга переходных режимов) получила широкое распространение в энергетике многих стран мира. Опыт ее использования позволил выявить основные направления практического применения, в числе которых верификация цифровых моделей энергосистем, мониторинг напряжений в узлах сети, анализ произошедших аварий и т. п. В работе исследованы возможности применения дополнительного регулирования возбуждения и мощности по взаимным углам между роторами синхронных машин на основе данных мониторинга переходных режимов (WAMS/СМПР) для повышения уровня статической и динамической устойчивости межсистемной линии электропередачи 330 кВ Кольская АЭС – Карельская энергосистема – Киришская ГРЭС. В качестве инструмента моделирования применялись программные комплексы Matlab и Dymola. Разработана методика построения областей равного ускорения для произвольных параметров и конфигурации электроэнергетической системы, позволявшая выбрать оптимальные с точки зрения динамической устойчивости характеристики дополнительных обратных связей АРВ и АРЧМ генераторов по взаимному углу и его производным. Введение управления по взаимному углу с использованием системы GPS/ГЛОНАСС является технически и экономически оправданным средством по повышению динамической устойчивости межсистемных связей.

Ключевые слова — статическая устойчивость, динамическая устойчивость, система мониторинга переходных режимов (СМПР), синхронный генератор, автоматический регулятор возбуждения, автоматический регулятор частоты и мощности.

The improvement of inertia transient stability on the basis of Wide Area Measurement System data on the example Kola-Karelian inertia

A.V. Nedolivko¹, A.R. Muslimov², A.N. Belyaev³

¹engineer of FGC UES/postgraduate, Dprt of Electrical Power Systems and Networks, SPbPU, St. Petersburg, Russia, nedolivko@gmail.com

²Branch of JSC "SO UPS" Leningrad Regional Dispatch Dispatching Office, St. Petersburg, Russian Federation

³Dr.Sc., Professor, Dprt of Electrical Power Systems and Networks, SPbPU, St. Petersburg, Russia, andreybelyaev@yandex.ru

Abstract – nowadays wide area measurement systems (WAMS) are extensively used in the power industry in many countries of the world. Its operation experience has allowed to identify the main areas of practical application, including verification of power system digital models, monitoring voltages in the nodes of the network, analysis of accidents, and so on. The method of transient stability level assessment on the basis of equal acceleration/deceleration area calculations, similar to D-decomposition in small-signal stability analysis, is proposed and used for finding optimal settings of excitation (AVR+PSS) and governing control (AGC) with additional signals from wide area measurement system (WAMS) in 330 kV Kola-Karelian Intertia test model. Software Matlab and Dymola was used as a modeling tool. It is shown that the maximum values of small-signal stability index can only be obtained by applying traditional local parameters (voltage, frequency, and their derivatives) without the use of WAMS data. However, implementation of additional control by mutual angles and its derivatives allows to increase the level of transient stability almost twice. The application of WAMS data generator control using GPS/GLONASS system for synchronization is technically realizable technology to increase the transient stability of high and extra-high voltage interconnections.

Key-words — small signal stability, transient stability, wide-area measurement system (WAMS), synchronous generator, automatic voltage regulator (AVR), power system stabilizer (PSS), automatic governing control (AGC).

I. ВВЕДЕНИЕ

В крупных энергообъединениях развиваются и исследуются системы мониторинга переходных режимов (СМПР) (в англоязычной литературе используется название термин WAMS, то есть, wide area measurement systems), позволяющие получить информацию, которая существенно отличается от данных, получаемых с помощью существующих систем телеметрии, и дополняет их [1-3]. Описание введения дополнительного регулирования по данным СМПР для повышения управляемости межсистемной линии электропередачи было показано на примере двухмашинной системы [4]. В данной статье рассматривается вопрос применения полученных ранее методик для повышения уровня динамической устойчивости Кола-Карельского транзита.

Из-за недостаточной пропускной способности транзита имеет место недоиспользование возможной выработки электроэнергии Кольской АЭС и «запертая» мощность в Кольской и Карельской энергосистемах. Из-за этого большинство аварийных отключений ВЛ 330 кВ, отходящих от шин Кольской АЭС, требует вывода из работы одного-трёх турбогенераторов АЭС. Поэтому вопрос о повышении динамической устойчивости является актуальным в настоящий момент.

В настоящей статье рассматривается верифицирование полученных на простейшей модели межсистемной электропередачи переменного тока алгоритмов управления на модели Кола-Карельского транзита.

II. УПРАВЛЕНИЕ МЕЖСИСТЕМНОЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧЕЙ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ СМПР

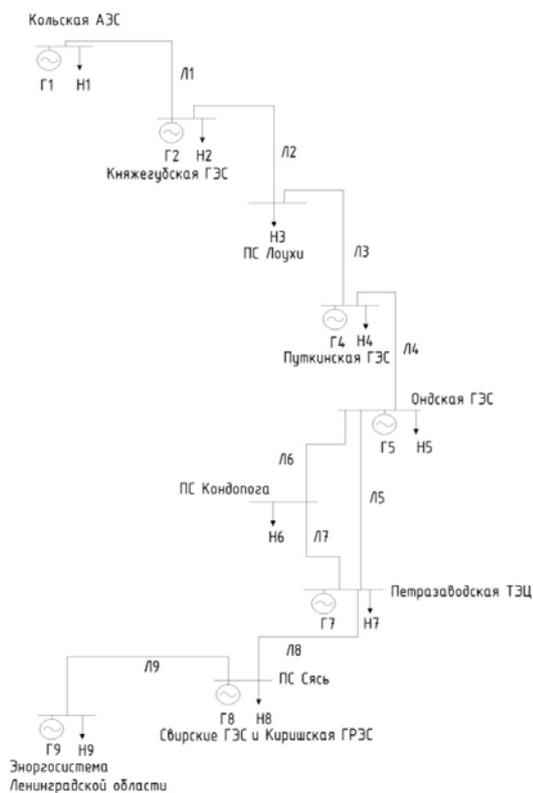


Рис. 1. Расчетная схема энергообъединения.

Для повышения управляемости межсистемной электропередачи 330 кВ Кольская АЭС – Карельская энергосистема – Киришская ГРЭС (энергосистема Ленинградской области) вводится управление по взаимным параметрам на Кольской АЭС и Киришской ГРЭС, как наиболее мощных, современных и режимобразующих станциях данного района. Эквивалентная схема электропередачи представлена на рисунке 1.

Регулирование было введено в АРВ генераторов, который был дополнен каналом по отклонению абсолютного угла между поперечными осями роторов синхронных генераторов и в АРЧМ турбин, который был дополнен каналами по отклонению абсолютного угла и второй производной угла.

Была проведена оптимизация параметров дополнительных обратных связей по взаимному углу АРВ и АРЧМ. Примером такой оптимизации служит рисунок 2, на котором изображены кривые равных площадок ускорения в плоскости коэффициентов по отклонению угла и его второй производной в АРЧМ Г1 (верхний рисунок) и Г8 (нижний рисунок).

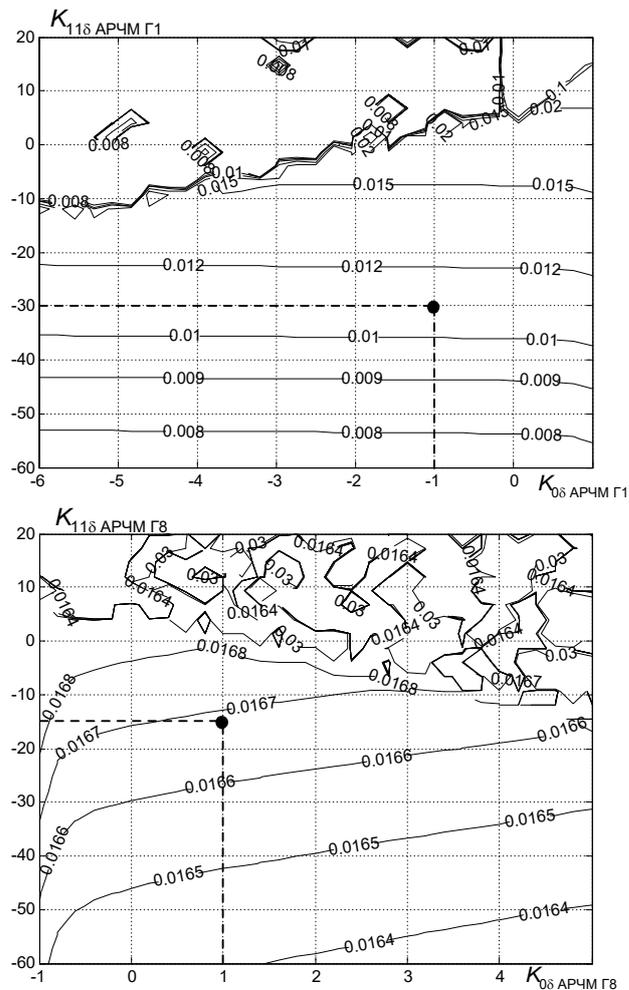


Рис. 2. Кривые равных площадок ускорения в плоскости коэффициентов по отклонению угла и его второй производной в АРЧМ Г1 и Г8.

В верхней части рисунка 2 располагаются области с наибольшей площадью ускорения. Рассматривая их совместно с кривыми равного затухания (здесь не показаны), можно сделать вывод, что они либо статически неустойчива, либо располагаются близко к границе устойчивости. Поэтому данные параметры не могут быть использованы.

При увеличении (по модулю) коэффициента обратной связи по второй производной угла происходит уменьшение площади ускорения, однако такие большие величины ведут к избыточности сигналов управления. Например, при трехфазных коротких замыканиях будут происходить резкие колебания механического момента турбины и такой режим работы турбины не может считаться оптимальным, особенно при учете различных значений постоянных времени на сброс и набор мощности.

Из рисунка видно влияние изменения коэффициентов на величину площадей ускорения. Наиболее существенный эффект вносит управление на генераторе Г1, однако для достижения оптимальных условий работы оборудования целесообразно одновременное использование управления по взаимным параметрам на генераторах Г1 и Г8.

Результаты введения дополнительных обратных связей и оптимизации их параметров представлены в таблице 1. Видно, что введение управления по взаимным параметрам на двух станциях Кола-Карельского транзита увеличивает предельное время отключения трехфазного короткого замыкания на шинах станций практически в два раза.

Табл. 1. Сравнительная таблица предельных времен отключения КЗ

	КЗ на шинах Г1	КЗ на шинах Г2	КЗ на шинах Г8
$\Delta t_{КЗ}$ (без регулирования), с	0,080	0,117	0,133
$\Delta t_{КЗ}$ (с регулированием), с	0,159	0,212	0,211

Повышение динамической устойчивости также можно увидеть и по графику взаимного ускорения роторов генераторов (Г1 и Г8) от угла (рисунок 3). На нем показаны площади ускорения и торможения при трехфазном коротком замыкании на шинах Кольской АЭС длительностью 0,08 с для случая без регулирования (зеленый) и с ним (красный).

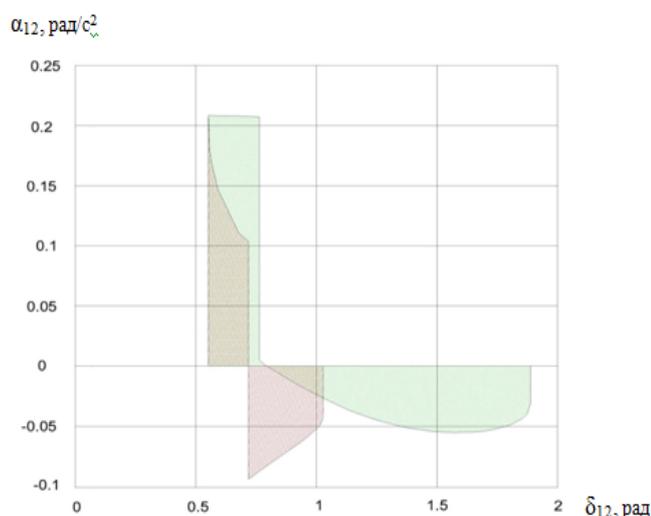


Рис. 3. График взаимного ускорения роторов генераторов (Г1 и Г8) от угла.

Из графика видно, что введение управления направлено главным образом на изменение площади ускорения, которая уменьшается в 2,2 (0,048/0,022) раза.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Применение дополнительных сигналов по взаимным параметрам существенно повышает динамическую устойчивость ЭЭС.

Разработанная методика определения границ оптимальных характеристик дополнительных обратных связей АРВ и АРЧМ генераторов по взаимному углу применима для реальных объектов энергосистемы, которым является рассматриваемый Кола-Карельский транзит.

Эффект от вводимых каналов регулирования зависит от свойств энергосистемы, в первую очередь от глубины и скорости разгрузки турбин, наличия резерва мощности. Поэтому при внедрении данного метода регулирования требуется более детальный учет параметров энергосистемы. Однако даже при оценочных расчетах было достигнуто повышение динамической устойчивости почти 2 раза (0,159/0,08).

IV. ВЫВОД

Был верифицирован полученный в тестовой модели ЭЭС алгоритм управления на примере упрощенной схемы межсистемной электропередачи 330 кВ Кольская АЭС – Карельская энергосистема – Киришская ГРЭС и доказан положительный эффект от него.

Список литературы

- [1] Куликов Ю.А. Технология векторной регистрации параметров и ее применение для управления режимами ЕЭС России // Электро, 2011, №2.
- [2] Phadke A.G. Synchronized phasor measurements in power system // IEEE Computer Application in Power, Vol.6, No.2, April 1993, pp.10-15.
- [3] Phadke, A., Thorpe, J., Adamiak, M. A New Measurement Technique of Tracking Voltage Phasors, Local System Frequency and Rate of Change of Frequency / A. Phadke // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 5, May, 1983.
- [4] Недоливко А.В., Беляев А.Н. Статическая и динамическая устойчивость межсистемной линии электропередачи с управлением по данным СМРП // Неделя науки СПбПУ: материалы научного форума с международным участием. Институт энергетики и транспортных систем. Часть 2. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2015. С. 84-86.

Совершенствование метода групповой коррекции планового потребления при планировании диспетчерского графика в рамках технологии ВСВГО

Д.А. Глухов

Филиал АО «СО ЕЭС» Саратовское РДУ

Саратов, Российская Федерация

E-mail: motor_da@mail.ru, gluhov@srdu.ru

Аннотация — в статье описан алгоритм групповой коррекции потребления, учитывающий характер и траекторию изменения нагрузки в отдельных энергорайонах. Предложены основы автоматизации алгоритма, а также организационные мероприятия по его внедрению в Филиалах АО «СО ЕЭС» при планировании диспетчерского графика в рамках технологии ВСВГО.

Ключевые слова — планирование, диспетчерский график, ВСВГО, коррекция потребления.

Improvement of the method of group correction of plan's consumption when planning the dispatch schedule within the framework of technology SIGE

D.A. Glukhov

Branch of «SO-UPS» Regional dispatching office of the Saratov's power system

Saratov, Russian Federation

E-mail: motor_da@mail.ru, gluhov@srdu.ru

Abstract — the article describes an algorithm for group consumption correction that takes into account the nature and trajectory of load changes in individual power districts. The basis for automation of the algorithm, as well as organizational measures for its implementation in the branches of «SO-UPS» when planning the dispatch schedule within the framework of technology SIGE is proposed.

Keywords — planning, dispatch schedule, SIGE, consumption correction.

I. ВВЕДЕНИЕ

При планировании диспетчерского графика (ДГ) в рамках технологии выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО) имеется необходимость в групповой коррекции потребления (ГКП) энергосистемы (ЭС). Технология ГКП в большинстве случаев заключается в равно пропорциональном изменении нагрузки в узлах расчетной модели (РМ). Указанный метод ГКП с достаточной точностью позволяет осуществлять планирование потоков мощности (ПМ) по межсистемным связям, однако, он не позволяет достаточно точно планировать ПМ в контролируемых сечениях (КС) и загрузку сетевых элементов в границах ЭС ввиду нелинейности реального изменения нагрузки в различных энергорайонах (ЭР) ЭС. Данная проблема особо актуальна при планировании ПМ в особо загруженных КС.

II. СУЩЕСТВУЮЩИЙ МЕТОД ГКП

Существующий принцип изменения нагрузки в ЭР РМ изображен на рис. 1. В ЭС, состоящей из трех условных ЭР при планируемом изменении потребления с величины 1500 МВт до величины 1800 МВт согласно существующему алгоритму производится равномерное увеличение нагрузки в ЭР. Суточное изменение потребления в рассматриваемой ЭС изображено на рис. 2. Реальное изменение потребления в ЭР изображено на рис. 3.

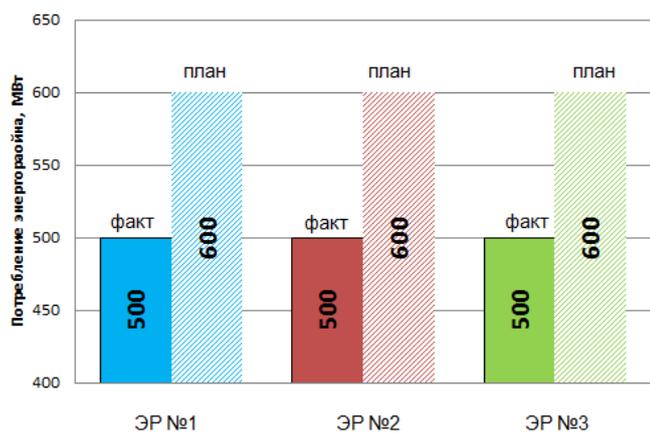


Рис. 1. Равномерная коррекция потребления

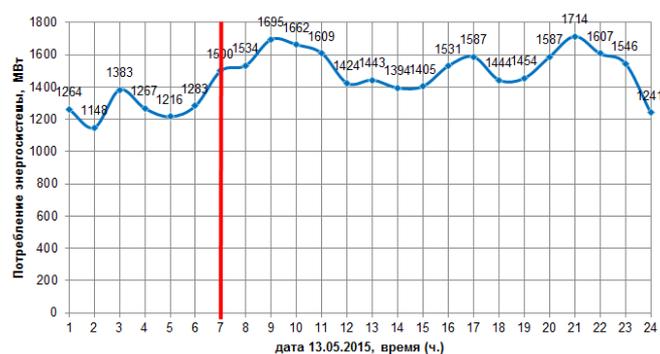


Рис. 2. Суточный график потребления ЭС

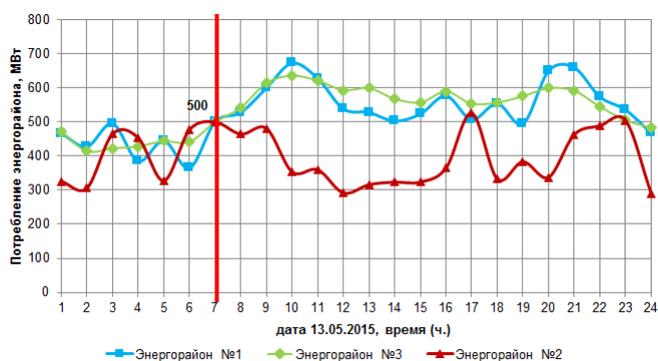


Рис. 3. Суточный график потребления ЭР

А. Недостатки существующего алгоритма

Существующий алгоритм имеет ряд недостатков:

- имеет определяющую зависимость от исходного (базового) режима, используемого в расчетной модели;
- не обладает фиксированной точностью;
- требует формирование отдельного прогноза потребления по каждому ЭР, что не всегда возможно, в случае большого количества ЭР или при наличии в составе нагрузки ЭР потребителей с переменной нагрузкой.

В. Влияние неточного планирования на электроэнергетический режим ЭС

Мониторинг качества планирования ДГ, проводимый в Филиале АО «СО ЕЭС» Саратовское РДУ (СРДУ) показал, что существующий метод ГКП приводит к снижению точности планирования ПМ в контролируемых сечениях (КС) «Саратов» и «Дефицит ПБ-ЛБ».

Поскольку нагрузка указанных КС очень высокая, любое превышение планового потребления влечет за собой непрерывное регулирование диспетчером генерации электростанций. Учитывая, что располагаемые резервы генерации формируются на этапе планирования ДГ с учетом существующего алгоритма ГКП[1], выбор состава включенного генерирующего оборудования существенно зависит от точности указанного алгоритма.

Итогом неточного планирования потребления может стать неконтролируемая нагрузка КС, превышающая допустимые значения и, как следствие, выход электроэнергетического режима ЭС из области допустимых значений. Нештатные ситуации в разрезе суток приходятся на период вечернего максимума потребления преимущественно в весенний период. На рис. 4 изображена поверхность, кривизна которой визуализирует итоговое отклонение ПМ в КС «Дефицит ПБ-ЛБ» с учетом ручного регулирования от планируемого за период с 01 по 31 марта 2017 года.

Как видно из рисунка, располагаемых резервов регулирования ПМ не всегда хватает. Такие штатные ситуации хорошо просматриваются на графике.

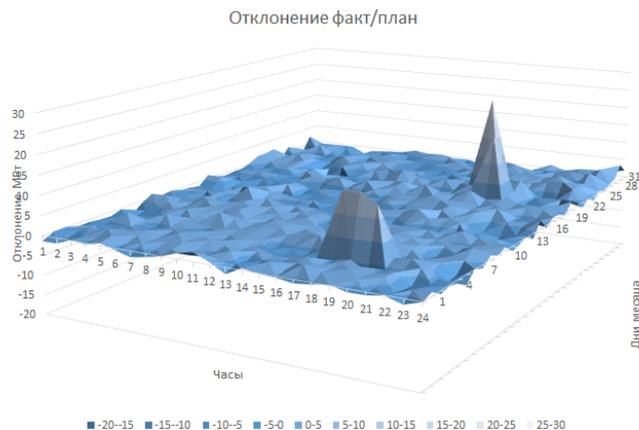


Рис. 4. Отклонение фактических ПМ в КС «Дефицит ПБ-ЛБ» от плана

III. ПРЕДЛАГАЕМЫЙ АЛГОРИТМ ГКП

В предлагаемом алгоритме величина прогнозного прироста/снижения потребления по ЭР определяется в зависимости от вероятности изменения нагрузки в ЭР, рассчитанной с учетом коэффициента заполнения графика потребления.

Коэффициент заполнения графика потребления характеризует степень неравномерности (форму) графика нагрузки и может быть определен с использованием ретроспективных данных, содержащихся в ОИК СК-2007:

$$K_{зан} = \frac{P_{cp}}{P_{max}} \quad (1)$$

Где P_{cp} – средняя величина нагрузки потребления ЭС/ЭР (МВт) за рассматриваемый период времени (сутки, месяц, год); $P_{макс}$ – максимальная величина нагрузки потребления ЭС/ЭР за рассматриваемый период времени (сутки, месяц, год).

Определив коэффициент заполнения для ЭР и ЭС, можно определить вероятность изменения потребления по каждому ЭР:

$$P_{ожид} = 1 - |K_{запЭС} - K_{запЭР}| \quad (2)$$

Где $P_{ожид}$ – вероятность изменения нагрузки в ЭР; $K_{запЭС}$, $K_{запЭР}$ – коэффициенты заполнения, рассчитанные для ЭС и ЭР соответственно.

После определения вероятности изменения нагрузки в ЭР определяется коэффициент пропорциональности изменения потребления в ЭР:

$$K_{пр} = P_{ожид} \frac{P_{ЭРФАКТ}}{P_{ЭСФАКТ}} \quad (3)$$

Где $K_{пр}$ – коэффициент пропорциональности изменения потребления в ЭР; $P_{ЭРФАКТ}$, $P_{ЭСФАКТ}$ – фактические потребления ЭР и ЭС соответственно.

Расчет планируемого потребления ЭР производится исходя из величины планового потребления ЭС и коэффициента пропорциональности:

$$P_{плЭР} = K_{пр} \cdot P_{плЭС} \quad (4)$$

Где $P_{плЭР}$, $P_{плЭС}$ – планируемое потребление ЭР и ЭС соответственно.

Результаты расчетов планируемого потребления ЭР с учетом предлагаемого алгоритма для рассматриваемого примера приведены в Таблице 1 и на рис. 5.

Таблица 1. ИЗМЕНЕНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ В ЭР В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ПРИМЕНЯЕМОГО АЛГОРИТМА

ЭР	текущее потребление ЭР, МВт	Новое потребление ЭР, с учетом $K_{зап}$, МВт	Новое потребление ЭР, без учета $K_{зап}$, МВт	$K_{пр}$
ЭР №1	500	612	600	0,340
ЭР №2	500	589	600	0,328
ЭР №3	500	598	600	0,332

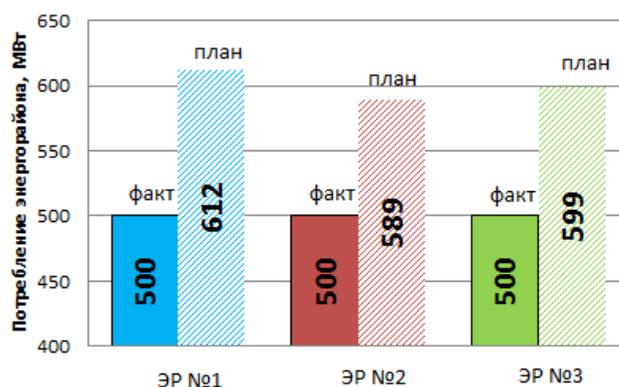


Рис. 5. Коррекция потребления по предлагаемому алгоритму

IV. АВТОМАТИЗАЦИЯ ГКП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НОВОГО АЛГОРИТМА

А. Концепция автоматизации

Локальные средства автоматизации (ЛСА) предлагаемого алгоритма ГКП должны использовать производственный календарь для определения характерного дня при планировании. После определения характерного дня ЛСА должны произвести чтение потребления ЭР и ЭС для указанного дня из ретроспективы телеизмерений ОИК СК-2007 (ТИ). После выгрузки массива данных потребления, ЛСА должны произвести математические операции (1-4).

Блок-схема реализации предлагаемого алгоритма ГКП представлена на рис. 6. В первую очередь ЛСА должны выбрать характерный день из ретроспективы ТИ для задания базового распределения нагрузок по узлам РМ. Для более точного распределения нагрузок ЛСА фиксируют распределение нагрузок за предыдущий рабочий день, если планирование осуществляется на рабочий день, либо на выходной, если необходимо спланировать распределение нагрузок на предстоящий выходной день. Если же предстоящий день является праздничным, в зависимости от того, выходной ли день, или будний, фиксируется либо предстоящий выходной день, либо осуществляется поиск аналогичного дня в предыдущем году.

После получения базового распределения нагрузок по узлам РМ, ЛСА должны произвести расчет коэффициентов заполнения графика потребления, рассчитать вероятность изменения нагрузки в ЭР, затем коэффициенты участия ЭР в графике потребления с учетом вероятности изменения нагрузки. После выполнения указанных математических операций необходимо произвести расчет потребления ЭР для получения суммарного планируемого потребления ЭС.

Полученные значения нагрузок в узлах РМ можно использовать для планирования ДГ.

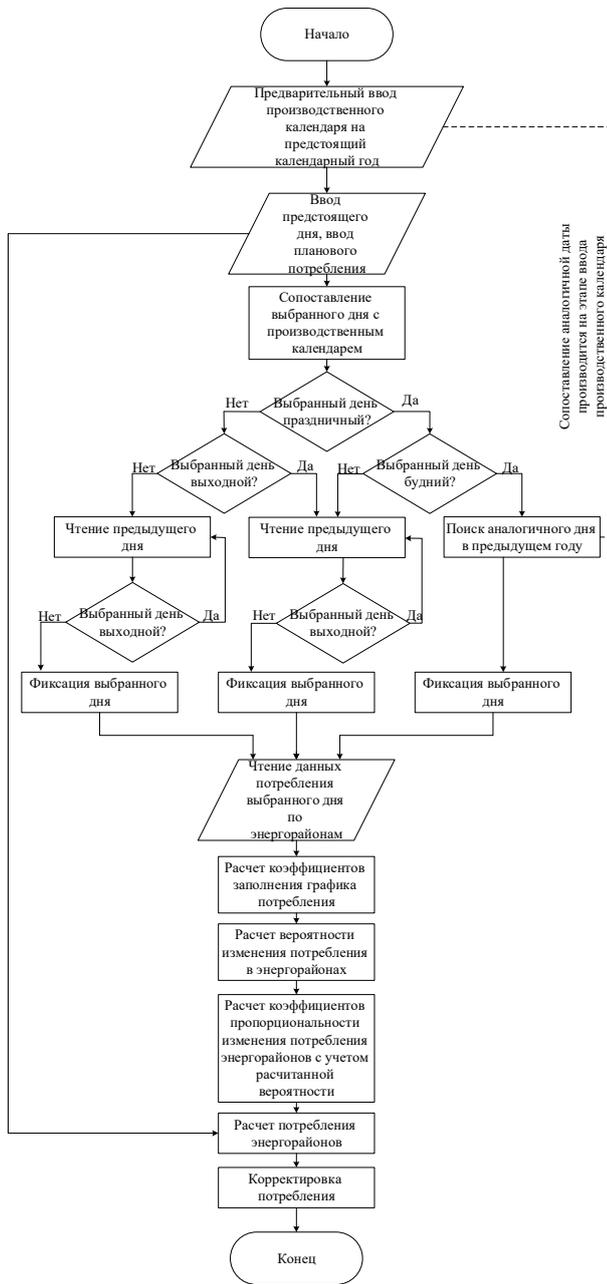


Рис. 6. Блок-схема автоматизации предлагаемого алгоритма ГКП

В. Средства автоматизации

Предполагается, что ЛСА могут работать в интеграции с такими программными комплексами (ПК), как ОИК СК-2007, Modes-Terminal, Enersys СОДП, RastrWin3, Bars, ПАК ТАС-2, в том числе и с перспективной АИП на базе СК-11. В случае с ПК RastrWin3 планируется создание макроса, который будет считывать файл с расширением .csv или .txt, полученный по итогам работы ЛСА и

формировать групповую коррекцию с учетом полученных коэффициентов.

V. Выводы

А. Оценка качества планирования с использованием нового алгоритма

Предложенный алгоритм в меньшей степени зависит от исходного (базового) режима, используемого в расчетной модели, и позволяет с большей точностью учитывать прогнозные потребления при актуализации расчетной модели, нежели традиционный, основанный на пропорциональном изменении нагрузок в узлах РМ. Отмечено, что указанная точность необходима при планировании ПМ в особо загруженных КС.

В. Перспективы применения нового алгоритма

Разработанный алгоритм может быть использован при планировании ДГ в рамках технологии ВСВГО. Средства автоматизации алгоритма позволят повысить точность и скорость расчетов. Реализация алгоритма позволит повысить точность планирования ДГ.

Указанный алгоритм также может быть использован при создании и актуализации РМ на предстоящий период в соответствии с [2].

С. Организационные мероприятия по внедрению нового алгоритма

Основные мероприятия, обеспечивающие возможность применения алгоритма в Филиалах АО «СО ЕЭС»:

- Внесение изменений в нормативно-техническую документацию, регламентирующую порядок взаимодействия подразделений и Филиалов АО «СО ЕЭС» РДУ и ОДУ при создании и актуализации РМ, а также порядок создания и актуализации;

- Корректировка состава и границ ЭР в РМ с учетом принятого разделения ЭС на ЭР, а также с учетом фиксации базовой неизменной нагрузки (неизменные собственные нужды ГРЭС и АЭС);

- Обеспечение наличия ТИ потребления активной мощности по ЭР в Филиалах АО «СО ЕЭС».

Список литературы

- [1] Методика определения минимально необходимых объемов резервов активной мощности ЕЭС России. / ОАО «СО ЕЭС»// М. – 2014. – 13 с.
- [2] Требования к созданию и актуализации расчетных моделей для расчетов установившихся режимов и статической устойчивости в филиалах ОАО «СО ЕЭС» РДУ/ ОАО «СО ЕЭС»// М. – 2010. – 12 с.

АЛГОРИТМ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ МАГНИТОГОРСКОГО РАЙОНА ЧЕЛЯБИНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПРИ УПРАВЛЕНИИ РЕЖИМАМИ СРЕДСТВАМИ СИЛОВОЙ ЭЛЕКТРОНИКИ

Е.Е. Горшков, М.Е. Гольдштейн
ФГАОУ ВО "Южно-Уральский государственный университет" (НИУ)
Челябинск, Россия
E-mail: Psyke_Scan@mail.ru

Аннотация - Высокое качество энергоснабжения потребителей обеспечивается развитием управляемости режимами энергосистемы и повышением устойчивости. В последние годы эти задачи решаются применением гибких (управляемых) линий электропередачи переменного и постоянного тока – FACTS. Элементы, базирующиеся на этой технологии: вставка постоянного тока, управляемая продольная компенсация, объединенный регулятор потоков мощности, статический компенсатор реактивной мощности – СТАТКОМ, фазоповоротное устройство в своей основе содержат преобразователь напряжения (ПН), который придает им особые функциональные свойства. Сегодня раскрыты и исследованы далеко не все аспекты влияния режимов работы устройств на базе ПН в нормальных и аварийных режимах сети. Актуальной является задача определения влияния устройств FACTS на алгоритмы работы противоаварийной автоматики в энергосистеме. При исследовании применялись методы математического анализа, в качестве инструмента математического моделирования использовался ПК «RastrWin3». Рассмотрен алгоритм работы противоаварийной автоматики Магнитогорского района Челябинской энергосистемы сначала без устройств на базе силовой электроники, а затем с применением устройств FACTS. При этом рассмотрены различные режимы работы устройств на базе преобразователя напряжения и энергосистемы. Полученные результаты позволяют оценить влияние на надежность электрической сети устройств на базе преобразователя напряжения в нормальных и аварийных режимах сети, что позволит выбирать алгоритмы работы противоаварийной автоматики.

Ключевые слова — технология FACTS, преобразователь напряжения, противоаварийная автоматика.

ALGORITHM OF EMERGENCY CONTROL OF MAGNITOGORSK DISTRICT OF CHELYABINSK POWER GRID WITH USE OF POWER ELECTRONICS DEVICES FOR REGIMES CONTROL

E.E. Gorshkov, M.E. Goldstein
South Ural State University
Chelyabinsk, Russian Federation
E-mail: Psyke_Scan@mail.ru

Abstract - High quality of power supply of consumers is ensured by the development of controllability of the power grid regimes and increase of sustainability. In recent years, these tasks were solved by using flexible (controllable) AC and DC power lines - FACTS. Elements based on this technology are: HVDC transmission line, controllable compensation, unified power flow controller, static synchronous compensator, phase-shifting device basically contain a voltage transducer (VT), which gives them special functional properties. Nowadays not all aspects of the impact of regimes control of devices based on VT in normal and emergency regimes of the network are disclosed and investigated. This is why the task of determining the influence of FACTS devices on the algorithms of the power grid emergency control remains topical. The research used methods of mathematical analysis, as a tool for mathematical modeling, the "RastrWin3" was used. The algorithm of the emergency control of the Magnitogorsk district of the Chelyabinsk power grid is considered firstly without devices based on power electronics, and then using FACTS devices. In this case, various models of control of devices based on a voltage transducer and a power system are considered. The received results show influence of VT-based devices on reliability of the power grid in normal and emergency regimes of the power grid that gives a choice between algorithms of emergency control automatics.

Keywords — FACTS technology, voltage transducer, emergency control.

1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

Необходимость внедрения устройств на базе технологии гибких (управляемых) линий электропередачи переменного и постоянного тока (FACTS) обусловлена рядом решаемых задач в электрической сети [1, 2]: обеспечение качества напряжения у потребителей, поддержание реактивной мощности генераторов в допустимых пределах, управление перетоками реактивной мощности в сети, снижение потерь электроэнергии, повышение пропускной способности линий электропередачи по критериям статической и динамической устойчивости и т.д [3, 4]. Аналогичные электромеханические устройства (синхронные компенсаторы (СК), управляемые шунтирующие реакторы (УШР), фазопоротные устройства (ФПУ) и др.), применяемые в энергосистеме для решения этих задач, являются менее эффективными и обладают более низким диапазоном использования [5, 6]. Устройства FACTS выполняются на базе преобразователя напряжения (ПН). Вопросы разработки алгоритмов управления, исследования режимов работы ПН посвящено много работ отечественных и зарубежных авторов [7]. Однако, раскрыты и исследованы далеко не все аспекты функционирования ПН и устройств FACTS на базе ПН, а также их влияние на алгоритмы работы устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики при внедрении в энергосистему. Для более полного анализа алгоритмов противоаварийной автоматики при применении в сетевом районе устройств FACTS на базе ПН рассмотрим следующие задачи:

- анализ алгоритма работы противоаварийной автоматики исходного энергетического района без управления режимами средствами силовой электроники;
- разработка способов повышения эффективности управления режимами энергетического района с помощью внедрения устройств на базе силовой электроники;
- анализ алгоритма работы противоаварийной автоматики энергетического района при управлении режимами средствами силовой электроники.

Объектом исследований приемем Магнитогорский район Челябинской энергосистемы.

II. РАБОТА ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ В МАГНИТОГОРСКОМ РАЙОНЕ ЧЕЛЯБИНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Магнитогорский район входит в состав Челябинской энергосистемы и граничит с Оренбургской энергосистемой (ОЭ), энергосистемой Республики Башкортостан (БЭ). Схема Магнитогорского района в нормальном режиме представлена на рис. 1.

В качестве методов анализа ПА Магнитогорского энергорайона применялись методы системного анализа, теоретических основ релейной защиты и автоматики, моделирование установившегося режима электроэнергетической сети.

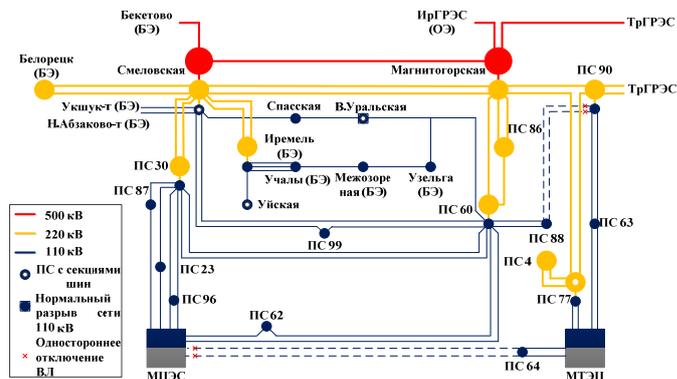


Рис. 1. Схема Магнитогорского района

Магнитогорский район является дефицитным $R_{\text{деф}}=634,1$ МВт. В нормальной схеме через Магнитогорский район (ПС 500 кВ Магнитогорская, ПС 500 кВ Смеловская, ПС 220 кВ 90) осуществляется транзит мощности от Оренбургской (ПС 500 кВ Ириклинская ГРЭС) и Челябинской энергосистемы (ПС 500 кВ Троицкая ГРЭС) в энергосистему Республики Башкортостан (ПС 500 кВ Бекетово, ПС 220 кВ Белорецк, ПС 220 кВ Иремель, ПС 110 кВ Абзаково, ПС 110 кВ Укшук-т, ПС 110 кВ Узельга). Покрытие дефицита мощности энергорайона происходит за счет потребления из транзитного перетока через ПС 500 кВ Магнитогорская, ПС 500 кВ Смеловская, ПС 220 кВ 90.

При анализе работы автоматики рассматривались летние ремонтные схемы в районе. Наиболее вероятной является схема вывода в ремонт ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Смеловская. В качестве анализа противоаварийной автоматики Магнитогорского района смоделирован алгоритм работы АОПО с наиболее тяжелыми последствиями для Магнитогорского района, а именно АРЛ ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская I, II цепь с уставкой срабатывания $I_{\text{уст}}=710$ А и выдержкой времени $t=18с$, управляющее воздействие которой приведено в таблице I.

Таблица I. АОПО ВЛ 220 кВ МАГНИТОГОРСКАЯ – СМЕЛОВСКАЯ

Название объекта	Действие
ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская I, II цепь, АРЛ	1) При включенном АТГ на ПС 500 кВ Смеловская: а) Деление сети – отключение с запретом АПВ выключателей: ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 99, ВЛ 110 кВ ПС 60 – Смеловская, КВЛ 110 кВ ПС 30 – ПС 60 I, II цепь, ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 62, ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 60, ВЛ 110 кВ ПС 60 – Узельга, ВЛ 110 кВ Иремель – Уйская; б) Отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская I, II цепь.
	2) При отключенном АТГ на ПС 500 кВ Смеловская: а) отключение нагрузки на ПС 110 кВ 96, ПС 220 кВ 60, ПС 110 кВ 99, ПС 220 кВ 30, ПС 220 кВ Белорецк, ПС 220 кВ Иремель; б) отключение с запретом АПВ выключателей 220 кВ АТЗ на ПС 500 кВ Смеловская

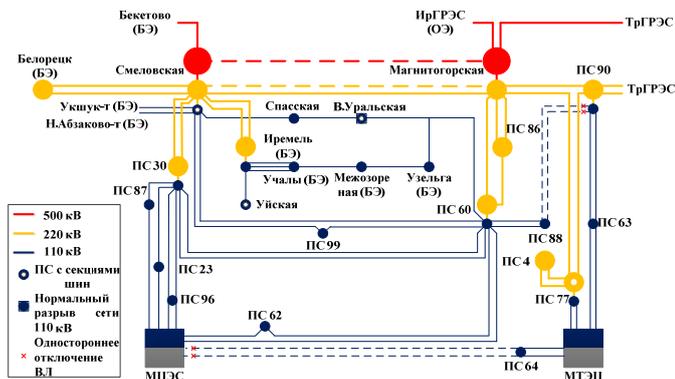


Рис. 2. Перегрузка ВЛ Магнитогорская – Смеловская II цепь при выводе в ремонт ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Смеловская

В зависимости от управляющего воздействия проанализированы два случая срабатывания АРЛ: при включенном и при выведенном в ремонт АТГ на ПС 500 кВ Смеловская. В нормальной схеме энергорайона АТГ ПС 500 кВ Смеловская включен. В качестве нормативного возмущения рассматривалось отключение короткого замыкания (КЗ) одной цепи ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская, при котором возникает перегрузка по току второй цепи ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская. Смоделированы схемно-режимные ситуации в сети, при которых происходит срабатывание АРЛ:

1) Перегрузка одной цепи ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская при отключении КЗ на второй цепи ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская при выведенной в ремонт ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Смеловская представлена на рис. 2. Срабатывание АРЛ приводит к делению сети, представленному на рис.4.

2) Перегрузка одной цепи ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская при отключении КЗ ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская при выведенной в ремонт АТГ 500 кВ Смеловская представлена на рис.3. Срабатывание АРЛ приводит к отключению нагрузки энергорайона в объеме $P_{OH} \approx 330$ МВт.

В качестве инструмента расчета установившегося режима использовался программный комплекс «RastrWin3». Для моделирования электромагнитных и электромеханических процессов использовался программный комплекс «RusTab».

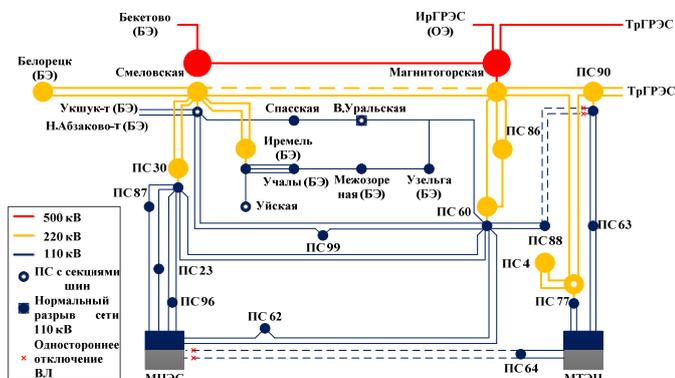


Рис. 3. Перегрузка ВЛ Магнитогорская – Смеловская II цепь при выводе в ремонт АТГ на ПС 500 кВ Смеловская

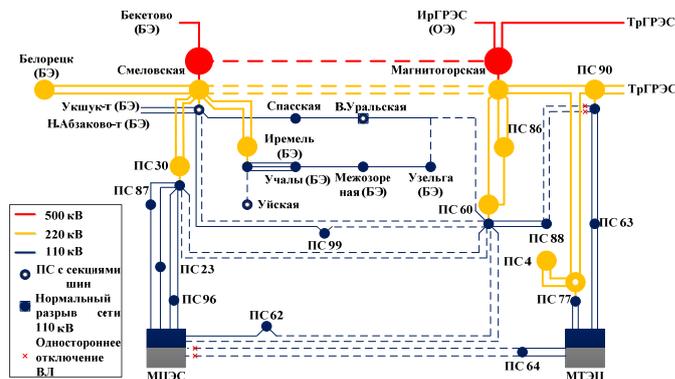


Рис. 4. Деление сети АРЛ ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская II цепь при включенном АТГ на ПС 500 кВ Смеловская

Деление сети Магнитогорского энергорайона разрывает транзит мощности между ПС 500 кВ Магнитогорская и ПС 500 кВ Смеловская, ограничивая электрическую связь между Челябинской энергосистемой и энергосистемой Республики Башкортостан. Разрыв транзита мощности снижает надежность сети Магнитогорского энергорайона и устойчивость Челябинской энергосистемы в целом. При выполнении деления сети высокая вероятность отказа выключателя, что приведет к срабатыванию УРОВ и увеличения объемов отключения в сети.

Исходя из анализа работы АРЛ ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская I,II цепь, сделан вывод о необходимости повышения надежности транзита мощности и управления режимом электрической сети Магнитогорского энергорайона.

III. ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА РАЙОНА ПРИ ПЕРЕВОДЕ ДВУХЦЕПНОЙ ЛЭП С ПЕРЕМЕННОГО НА ПОСТОЯННЫЙ ТОК

В качестве наиболее перспективного средства повышения надежности транзита мощности между ПС 500 кВ Магнитогорская – Смеловская рассмотрен вариант перевода 2-х цепной ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская с переменного на постоянный ток. Внедрение ППТ в Магнитогорский энергорайон не только повысит показатели надежности и устойчивости района, но и позволит управлять режимом сети.

Исследована противоаварийная автоматика для двух вариантов:

- перевод двухцепной линии переменного тока на постоянный с использованием классических преобразователей тока (ПТ) (рис. 5);

- перевод двухцепной цепной линии переменного тока на постоянный с использованием современных преобразователей напряжения (рис. 6).

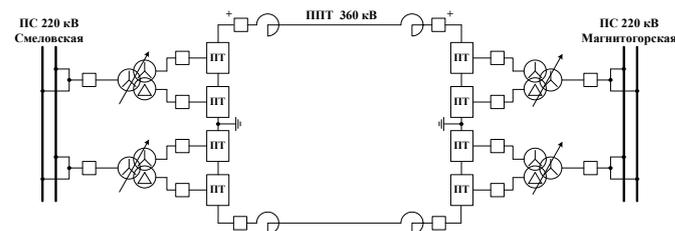


Рис. 5. Схема ППТ 360 кВ Магнитогорская – Смеловская на ПТ

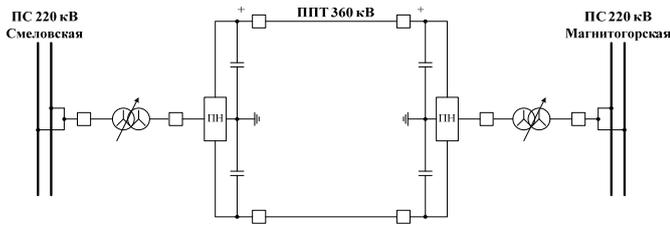


Рис. 6. Схема ППТ 360 кВ Магнитогорская – Смеловская на ПН

Создана математическая модель биполярной ППТ на ПТ в программе MathCad 14.0. Номинальное напряжение между полюсами на стороне постоянного тока рассчитано, исходя из равенства длины пути утечки и уровня изоляции одной цепи ВЛ переменного тока и постоянного тока:

$$U_{НОМ}^{ПОСТ} = \frac{2 \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot U_{НОМ}^{ПЕР} \quad (1)$$

В качестве номинального значения напряжения на стороне постоянного тока выбрано $U_{НОМ}=360$ (кВ). Номинальный ток ВЛ переменного тока рассчитан, исходя из экономической плотности тока $j_{ЭК}=1,0$ (А/мм²) и сечения провода АС-300/39:

$$I_{НОМ}^{ПЕР} = j_{ЭК} \cdot S \quad (2)$$

Номинальный ток в цепи постоянного тока рассчитан, исходя из равенства плотности тока:

$$I_{НОМ}^{ПОСТ} = n_{\phi} \cdot I_{НОМ}^{ПЕР} \quad (3)$$

где n_{ϕ} – количество проводов в одной цепи ВЛ переменного тока, равное количеству фаз.

Рассчитанные значения для одной цепи ВЛ переменного и передачи постоянного тока представлены в таблице II.

На основании полученных параметров режима ПТ или ПН на выпрямительной и инверторной подстанциях, рассчитанных в программе MathCad, формируется модель в ПК «RastWin3» для расчета установившегося режима сети с наличием ППТ на ПТ или ПН (рис. 7).

IV. ВЫВОДЫ

Исходя из анализа различных режимов работы ППТ 360 кВ Магнитогорская – Смеловская в Магнитогорском энергорайоне можно выделить следующие преимущества внедрения ППТ на преобразователях тока:

- широкий диапазон регулирования транзита мощности ПС Магнитогорская – Смеловская при различных схемно-режимных ситуациях (ремонт ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Смеловская, ремонт АТГ ПС 500 кВ Смеловская), даже в послеаварийных режимах при отключении КЗ цепи ППТ;

Таблица II. СРАВНЕНИЕ ЦЕПИ ВЛ ПЕРЕМЕННОГО И ПЕРЕДАЧИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Параметр	Переменный ток	Постоянный ток
Номинальное напряжение, кВ	220	360
Номинальный ток, А	300	900
Номинальная мощность	114,3	324,0 (МВт)
Длительно допустимый ток, А	710	2130
Максимальная мощность	270,5 (МВт)	766,6 (МВт)

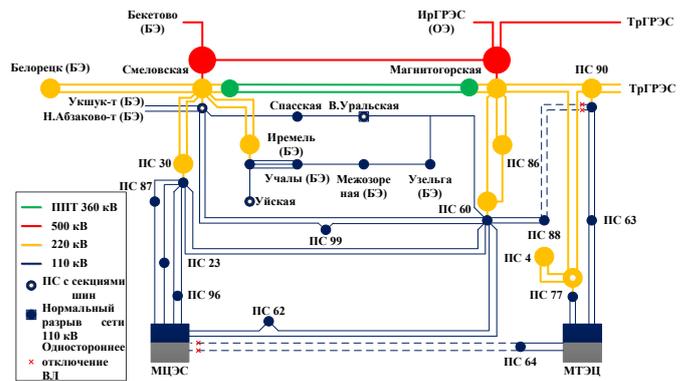


Рис. 7. Схема нормального режима Магнитогорского энергорайона с ППТ 360 кВ Магнитогорская – Смеловская

- уменьшение объема противоаварийной автоматики района, а именно устройств АОПО линий, за счет возможности регулирования токовой загрузки и перетоков ЛЭП прилегающей сети.

Недостатки ППТ на ПТ - высокий уровень потребления реактивной мощности на преобразовательных подстанциях при повышении передаваемой мощности по линии, что приводит к дефициту реактивной мощности сети и, как следствие, снижению уровня напряжений в узлах Магнитогорского энергорайона и необходимости установки компенсирующих устройств.

Преимущества внедрения ППТ на преобразователях напряжения по сравнению с ППТ на ПТ:

- возможность независимого регулирования активной мощности передачи и напряжения на преобразовательных подстанциях;

- широкий диапазон регулирования транзита мощности ПС Магнитогорская – Смеловская и перетоков мощности прилегающей сети в нормальной схеме и при различных схемно-режимных ситуациях при высоком уровне быстродействия.

Список литературы

- [1] 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.
- [2] Хингорани, Н.Г. Концепции и технологии FACTS / Н.Г. Хингорани, Л. Гюгьи. – Нью Йорк.: IEEE Press, 2000. – С. 432.
- [3] ГОСТ 32144-2013. Межгосударственный стандарт. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2014. – С. 16.
- [4] Виджей К. Суд HVDC and FACTS Controllers: применение статических преобразователей в энергетических системах: Пер. с англ.: НП «НИИА», 2009. – С. 344.
- [5] Розанов, Ю.К. Основы силовой электроники. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – С. 296.
- [6] Ситников, В.Ф. Совершенствование методов и средств управления режимами энергетических систем на основе элементов гибких электропередач (FACTS). – Иваново, 2009.
- [7] Холтз, Й. Широко-импульсная модуляция для электрического преобразователя. – Proc. IEEE, август 1994. – С. 1194-1214.
- [8] Пешков, М.В. Разработка и исследование системы управления статическим компенсатором реактивной мощности типа СТАТКОМ для электроэнергетических систем // Диссертация канд. тех. наук. – 2012. – С. 159.

Влияние распределенной солнечной генерации на потери электроэнергии в электрических сетях

Г.В. Шведов¹, С.Р. Чоршанбиев², И.А. Морсин³

^{1,2,3} "ФГБОУ ВО "Национальный исследовательский университет "Московский энергетический институт",
г. Москва, Россия

E-mail: shvedovgv@mpei.ru¹, sirochiddin.chorshanbiev.89@mail.ru², morsinia@mpei.ru³

Аннотация — В настоящее время в Республике Таджикистан наблюдается высокий уровень потерь электроэнергии в электрических сетях. Например, в городских электрических сетях г. Душанбе относительные фактические потери электроэнергии за 2015 год составили 18,5 %. Для повышения эффективности работы энергосистемы Республики Таджикистан активно внедряется распределенная генерация. Республика имеет благоприятные условия для использования солнечной энергии за счет географического расположения и природно-климатических условий. Подключение к электрическим сетям солнечных электростанций являются одним из наиболее актуальных направлений для развития энергетики, однако остро встает вопрос влияния солнечной генерации на режимы распределительных электрических сетей и относительные потери электроэнергии. Для оценки влияния распределенной солнечной генерации были проведены измерения мощностей в электрических сетях г. Душанбе, от которых получают питание объекты здравоохранения, к которым подключены солнечные панели. При расчетах нагрузочных потерь электроэнергии применялись методы оперативных расчетов и средних нагрузок. В качестве инструмента моделирования использовалась программа РАП-10-ст. По результатам моделирования дан анализ влияния распределенной солнечной генерации на потери электроэнергии. Показано, что в некоторых случаях подключение солнечной генерации может приводить к увеличению относительных потерь электроэнергии. Результаты анализа влияния распределенной солнечной генерации на потери электроэнергии и предложенные варианты рационального подключения солнечной генерации к электрическим сетям позволят повысить эффективность работы электрических сетей г. Душанбе.

Ключевые слова: потери электроэнергии, распределенная генерация, распределительные электрические сети.

Effect of distributed solar generation on electricity losses in electric networks

Имена G.V. Shvedov¹, S.R. Chorshanbiev², I.A. Morsin³

^{1,2,3} "FGBOU VO "National Research University" Moscow Power Engineering Institute"
Moscow, Russia

E-mail: shvedovgv@mpei.ru¹, sirochiddin.chorshanbiev.89@mail.ru², morsinia@mpei.ru³

Abstract — Currently in the Republic of Tajikistan, there is a high level of electricity losses in electrical networks. For example, relative actual power losses in Dushanbe city networks for 2015 were equal to 18%. To increase the efficiency of the energy system of the Republic of Tajikistan, distributed generation is actively introduced. The Republic has favorable conditions for the use of solar energy due to geographical location and climatic conditions. The connection to the electric grids of solar power plants is one of the most urgent directions for the development of the power industry, but the problem of the influence of solar generation on the modes of distribution electric networks and relative losses of electricity is currently important. To assess the effect of distributed solar generation, measurements were performed in the power grids of the city of Dushanbe. Power grid with connected solar panels supplies health facilities. When calculating the load losses of electrical power, the methods of operational calculations and average loads were used. As a modeling tool, we used RAP-10-st software. Based on the simulation results, an analysis of the effect of distributed solar generation on power losses is given. The solutions of rational connection of solar generation to electric networks are introduced. As it shown, in some cases, the connection of solar generation can lead to relative power losses increase. The results of the analysis of the effect of distributed solar generation on power losses and the proposed options for rational connection of solar generation to electric grids will improve the efficiency of the electric grids in Dushanbe.

Keywords: Losses of electric power, distributed generation, distribution electric networks.

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в Республике Таджикистан актуальным является вопрос экономичности работы

электрических сетей. Это связано с высоким уровнем потерь электроэнергии в электрических сетях, который является одним из важнейших показателей эффективности работы электросетевых компаний. Для повышения

эффективности работы энергосистемы Республики Таджикистан в Правительстве Республики Таджикистан был принят закон [1]. Но пока еще относительные потери электроэнергии в 2015 году в электрических сетях Республики Таджикистан составили 15,7 %; в городских электрических сетях г. Душанбе — 18,5 % (при плановых 18,0 %) [2]. По мнению международных экспертов, относительные потери электроэнергии в электрических сетях на уровне 10 % можно считать максимально допустимыми с точки зрения физики транспорта электроэнергии по сетям [3].

II. РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ГЕНЕРАЦИЯ В РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН

Республика Таджикистан, благодаря своему географическому расположению и природно-климатическим условиям, считается одним из наиболее подходящих регионов для применения солнечной энергии.

Она расположена между 36° 40' и 41° 05' северной широты, и вся территория находится в так называемом, «мировом солнечном поясе» (45° с.ш.-45° ю.ш.) [4] [5].

Число солнечных дней достигает 280–330 дней в году, общая продолжительность солнечного сияния — 2100–3170 часов в год. По предварительным оценкам, потенциал солнечной радиации в Республике Таджикистан составляет 25 млрд. кВт·ч/год. С точки зрения специалистов в этой области 60-80% потребностей населения республики в течение 10 месяцев могут быть обеспечены солнечной энергией. В пересчете на условное топливо это составляет около 400 тысяч тонн условного топлива, что эквивалентно 460 млн. м³ газа или 528 тыс. тонна мазута. [6]. По укрупненным параметрам показатели интенсивности прямой солнечной радиации оцениваются от 10,3 кВт·ч/м² (июнь-июль) до 5,9 кВт·ч/м² (декабрь-январь) [7].

В районах и городах республики существует более 60 малых солнечных электростанций (солнечные батареи и панели) мощностью более 1500 кВт.

Подключения к электрическим сетям солнечных электростанций являются одним из наиболее актуальных направлений для развития энергетики, но остро встает вопрос влияния солнечной генерации на режимы распределительных электрических сетей и относительные потери электроэнергии.

III. ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Для оценки влияния распределенной солнечной генерации были проведены измерения мощностей в течение 14 суток с помощью приборов типа «Ресурс=UF2M» в электрических сетях г. Душанбе (Республики Таджикистан) от которых получают питание объекты здравоохранения, к которым подключены солнечные панели:

- Объект Караболо период измерения с 18.07.16 г 23:⁰⁰ часов по 01.08.16 г 22:⁵⁰ часов.

- Объект Роддом № 1 период измерения с 11.08.16 г 23:⁰⁰ часов по 25.08.16 г 22:⁵⁰ часов.

Исходные данные солнечных панелей:

- Установленная мощность солнечных панелей 40 кВт;

- Класс установки сетевая;

- Солнечные панели 192 шт- (Kyocera);

- Максимальная вырабатываемая мощность 1 панели -210 Вт;

- Инверторы -4x10 кВт-(Kyocera);

- Угол наклона -30 ° направлены строго на юг;

Принципиальная схема электроснабжения потребителя с присоединением солнечных панелей к сети 0,4 кВ приведена на рис. 1.

- узел 4 — питающая потребительская линия;

- узел 5 — подключения солнечных панелей;

- узел 6 — ввод потребителя.

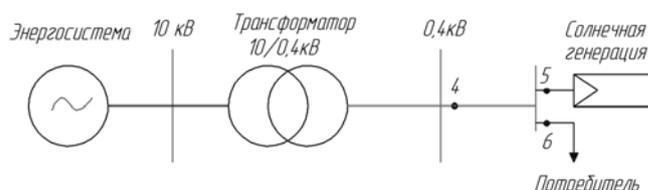


Рис.1. Принципиальная схема электроснабжения потребителя с присоединением солнечных панелей к сети 0,4 кВ.

Условно можно считать, что при отсутствии солнечной генерации график нагрузки в точке 4 был бы точно такой же, как фактический в точке 6. Поэтому для анализа влияния подключения солнечной генерации к шинам потребителя необходимо сопоставить конфигурации графиков нагрузки в точках 4 и 6.

Потери электроэнергии в линии 380 В и питающем трансформаторе 10/0,4 кВ рассчитывались в программе РАП-стандарт [8] методом средних нагрузок [9]:

$$\Delta \mathcal{E}_H = 3 \cdot k_K \cdot I_{cp}^2 \cdot R \cdot T \cdot k_{\phi}^2, \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (1)$$

где k_K — коэффициент коррекции, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки (принимается 0,99); T — число часов в периоде;

k_{ϕ} — коэффициент формы графика нагрузки за период;

R — активное сопротивление элемента сети;

I_{cp} — средний за период T ток в элементе сети.

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В таблице 1 приведены результаты моделирования потерь электроэнергии в программе РАП-стандарт в питающем трансформаторе 10/0,4 кВ и кабельной линии 380 В до и после подключения солнечных батарей.

Как видно из таблицы 2 значения относительных потерь электроэнергии до и после подключения солнечных батарей практически не изменились.

Для выявления причин отсутствия снижения потерь электроэнергии после подключения солнечных батарей для первого объекта (Караболо) были в ручную рассчитаны потери электроэнергии методом средних нагрузок по (1) за каждые сутки периода измерений (таблица 2).

Сопоставляя значения относительных потерь электроэнергии до и после подключения солнечных батарей (таблица 2), можно заключить, что во все дни,

Таблица I. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ПРОГРАММЕ RAIP-СТАНДАРТ

Фидер ЦП U, кВ	Отпуск электр роэнергии, тыс. кВт·ч		Потери электроэнергии, тыс кВт·ч							Потери электроэнергии, % от отпуска					Кратность превыше ния нор мы по: потерям	Потери напряжения, %
	В фидеры 6-20 кВ:	В линии 0,4 кВ трансформаторной сети 6-20 кВ	Минимум/Среднее/ Максимум							Минимум/Среднее/ Максимум						
			Нагрузочные			Холодного хода	Всего 6-20 кВ	Сеть 0,4 кВ	Суммарные	Нагрузочные	Холодного хода	Суммарные	Сеть 0,4 кВ	Суммарные		
			В линиях	В трансформаторах	Суммарные											
Объект Караболо с учетом солнечной генерации																
Ф№ 30 10 кВ	216.84	0.0	1.51 2.24 2.97	0.15 0.18 0.21	1.69 2.42 3.15	4.54 5.04 5.54	6.57 7.46 8.35	0.01 0.01 0.01	6.58 7.47 8.36	0.77 1.11 1.45	2.09 2.32 2.55	3.0 3.4 3.8	0	3.03 3.04 3.85	6.3	4.2
Объект Караболо без учетом солнечной генерации																
Ф№ 30 10 кВ	216.84	0.0	1.53 2.27 3.01	0.16 0.19 0.22	1.71 2.45 3.19	4.54 5.04 5.54	6.60 7.49 8.38	0.01 0.01 0.01	6.61 7.50 8.39	0.78 1.11 1.45	2.07 2.30 2.53	3.0 3.4 3.8	0	3.02 3.42 3.83	6.3	4.2
Объект Роддом №1 с учетом солнечной генерации																
Ф№ 35 6 кВ	192.2	0.0	0.44 0.50 0.56	0.03 0.03 0.03	0.47 0.53 0.59	6.13 6.81 7.49	6.67 7.35 8.03	0.01 0.01 0.01	6.68 7.36 8.04	0.24 0.27 0.30	3.19 3.54 3.90	3.4 3.8 4.2	0	3.47 3.83 4.18	6.3	1.3
Объект Роддом №1 без учетом солнечной генерации																
Ф№ 35 6 кВ	192.2	0.0	0.45 0.51 0.57	0.03 0.03 0.03	0.49 0.55 0.61	6.13 6.81 7.49	6.68 7.36 8.04	0.01 0.01 0.01	6.69 7.37 8.05	0.25 0.28 0.31	3.16 3.51 3.86	3.4 3.8 4.1	0	3.45 3.80 4.15	6.3	1.4

кроме 24 и 31 июля, наблюдается снижение потерь электроэнергии на 20–40 %. Однако 24.07.2016 и 31.07.2016 относительные потери электроэнергии, рассчитанные по графику нагрузки линии больше, чем потери, рассчитанные по графику нагрузки потребителя. Это объясняется следующим. Указанные даты являются выходными днями, следовательно, нагрузка значительно снизилась, однако, солнечная генерация осталась неизменной.

Таблица II. ОТНОСИТЕЛЬНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СХЕМЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ (РИС. 1)

Дата	Относительные потери электроэнергии, %	
	До подключения солнечных батарей	После подключения солнечных батарей
19.07.16	3,26	2,11
20.07.16	2,84	2,08
21.07.16	3,03	2,32
22.07.16	3,00	2,12
23.07.16	2,45	2,23
24.07.16	2,00	4,53
25.07.16	3,40	2,28
26.07.16	3,47	2,58
27.07.16	3,49	2,39
28.07.16	3,07	2,57
29.07.16	3,19	2,28
30.07.16	2,25	1,80
31.07.16	1,56	13,60
01.08.16	2,80	1,95

Вследствие этого образовался обратный переток мощности от узла потребителя в сеть. Как видно по рис. 2 обратный переток мощности сопоставим с основной нагрузкой.

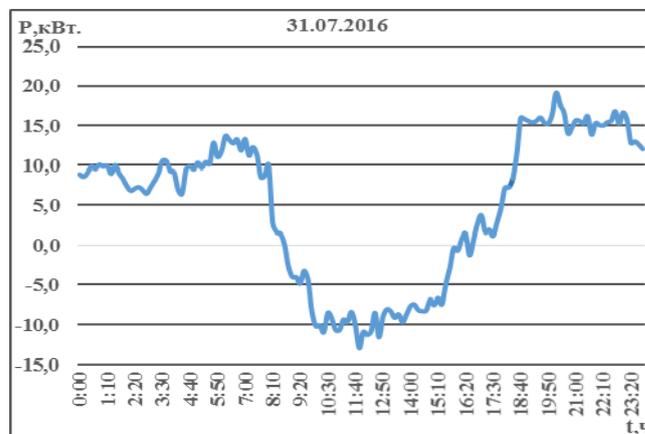
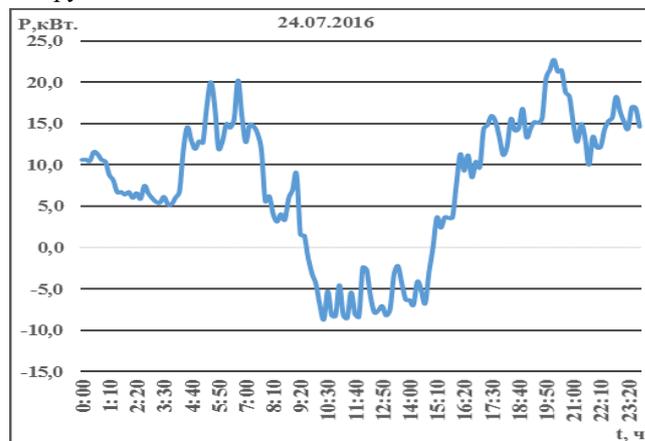


Рис. 2. Графики нагрузки линии в узле 4 по рис. 1. 24.07.2016 и 31.07.2016

Поэтому при учете солнечной генерации значение переданной мощности от энергосистемы к потребителю существенно уменьшается из-за отрицательных составляющих значений активной мощности. Как следствие, относительные потери, рассчитанные по графику нагрузки линии превосходят потери, рассчитанные по графику нагрузки потребителя.

Для устранения увеличения потерь электроэнергии были смоделированы расчеты потерь электроэнергии при условии, что солнечная генерация будет в 2 раза меньше (таблица 3).

Таблица 3. ОТНОСИТЕЛЬНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СХЕМЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ (РИС.1.)

Дата	Относительные потери электроэнергии, %	
	При фактической солнечной генерации	При солнечной генерации составляющей 50 % фактической
19.07.16	2,11	2,51
20.07.16	2,08	2,22
21.07.16	2,32	2,29
22.07.16	2,12	2,39
23.07.16	2,23	1,99
24.07.16	4,53	1,86
25.07.16	2,28	2,73
26.07.16	2,58	2,91
27.07.16	2,39	2,85
28.07.16	2,57	2,76
29.07.16	2,28	2,48
30.07.16	1,80	1,92
31.07.16	13,60	1,88
01.08.16	1,95	2,24

В результате моделирования потерь электроэнергии при уменьшении солнечной генерации в два раза устранены обратные перетоки мощности в выходные дни, что приводит к существенному снижению относительных потерь электроэнергии в выходные.

V. Выводы

В результате проведенного анализа потерь электроэнергии, получено:

– непосредственное подключение солнечной генерации к распределительной сети может приводить к снижению энергоэффективности электросетевой компании, за счет роста потерь электроэнергии в относительных единицах от отпуска электроэнергии в сеть;

– в ряде случаев может возникать проблема избыточной солнечной генерации в выходные дни, приводящая к перетоку активной мощности от потребителя в энергосистему;

– для недопущения роста относительных потерь электроэнергии в электрических сетях с распределенной солнечной генерацией в выходные дни необходимо снижать величину солнечной генерации.

Список литературы

- [1] Закон Республики Таджикистан «Об энергосбережении и энергоэффективности» от 19 сентября 2013 г. №1018.
- [2] Открытая Акционерная Холдинговая Компания (ОАХК) «Барки Точик» [электронный ресурс]: <http://www.barkitotjik.tj>
- [3] Бохмат И.С., Вороничкий В.Э., Татаринов Е.П. Снижение коммерческих потерь в электроэнергетических системах.- Электрические станции, 1998, №9.
- [4] Дж.С. Ахъёев, А.К. Киргизов, Э.Г. Ядагаев Нечеткие модели распределенной генерации возобновляемых источников энергии Республики Таджикистан Научный вестник « Энергетика» НГТУ, том 64, № 3, 2016, с. 117–130.
- [5] Сулейман С.Ш. О зависимости солнечного излучения от географических факторов местности. / Гелиотехника.1985-№5,-с 68-71.
- [6] Киргизов А.К. Развитие и оптимизация режимов электроэнергетической системы с распределенными возобновляемыми источниками энергии методами искусственного интеллекта (на примере Республики Таджикистан). Автореферат дисс.к.т.н. Н.: НГТУ, 2017.
- [7] Исмоилов Ф.О. Комплексное использование возобновляемых источников энергии для электроснабжения автономных потребителей Республики Таджикистан. Автореферат дисс. к.т.н. М.: НИУ “МЭИ”, 2012.
- [8] Шведов Г.В., Сипачева О.В., Савченко О.В. Потери электроэнергии при её транспорте по электрическим сетям: расчет, анализ, нормирование и снижение / Под ред. Ю.С. Железко. — М.: Издательский дом МЭИ, 2013.
- [9] Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям».

Оценка факторов, влияющих на электропотребление Объединённой энергосистемы Сибири

А.П. Шубенкина, И.В. Воронов
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири
Кемерово, Россия
E-mail: ShubenkinaAP@osib.so-ups.ru

Аннотация — Для повышения точности прогнозирования электропотребления по энергосистемам необходимо обеспечить учёт ряда факторов, оказывающих влияние на точность прогнозирования. В работе предложена система факторов, применение которой позволит повысить точность прогнозирования потребления электрической энергии и мощности энергосистем. Разработан алгоритм построения прогнозной модели Объединённой энергосистемы Сибири и входящих в неё энергосистем. Разработанный алгоритм может быть использован при планировании режима работы энергосистем.

Ключевые слова — факторы, прогнозирование, планирование режима, электропотребление, точность прогнозирования

Estimation of the factors influencing power consumption of the United Power System of Siberia

Albina Shubenkina, Ivan Voronov
Branch of JSC «SO UPS», United dispatching Power Systems of Siberia
Kemerovo, Russian Federation
E-mail: ShubenkinaAP@osib.so-ups.ru

Abstract — To increase the accuracy of forecasting power consumption by power systems, it is necessary to ensure that a number of factors that affect the accuracy of forecasting are taken into account. There is system of factors, the application of which can improve the prediction accuracy of the consumption of power grid. The method of construction model United Power System of Siberia and its members. The algorithm can be used of power system regimes planning.

Keywords — factors, prediction, planning mode, power consumption, prediction accuracy

I. ПРОБЛЕМАТИКА ВОПРОСА

Для повышения эффективности планирования режимов работы энергосистем (ЭС) необходимо обеспечить учёт ряда факторов, оказывающих влияние на точность прогнозирования.

Можно выделить следующий ряд факторов, оказывающих влияние на потребление электроэнергии и мощности:

- температура наружного воздуха;
- влажность воздуха;
- скорость ветра;
- продолжительность светового дня;
- освещённость;

- тип дня;
- тип отрасли потребления.

Так как оценить влияние каждого фактора на электропотребление независимо очень сложно, принято решение исследовать только те факторы, которые оказывают наиболее значительное влияние на потребление [1]. Было рассмотрено изменение потребления предприятий каждой отрасли промышленности в зависимости от типа дня и от температуры, и в зависимости от отрасли составлен прогноз для ЭС.

II. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРИОДОВ ПОТРЕБЛЕНИЯ

В последние годы возросло влияние метеорологических факторов на потребление, так как увеличивается доля непромышленной нагрузки [2]. Наиболее существенное влияние метеорологические

факторы оказывают в весенний и осенний периоды (переходные периоды).

Прежде чем рассматривать изменение потребления и характер графика нагрузки каждой отрасли промышленности необходимо определить периоды потребления, так как каждый период следует рассматривать отдельно.

Чтобы определить изменение потребления в течении года было проанализировано потребления ОЭС Сибири за последние 7 лет.

В результате анализа было определено шесть периодов потребления:

- I. летний период (сезон без отопления) 12.06-16.08;
- II. осенний период (переходный период) 17.08-04.11;
- III. зимний период (отопительный сезон) 05.11-10.03;
- IV. весна, отопление включено (переходный период) 11.03-28.04;
- V. весна, повышение темперы, отопление включено (переходный период) 29.04-11.05;
- VI. весна, отопление отключено (переходный период) 12.05-11.06.

III. АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ПЕРИОДА ПОТРЕБЛЕНИЯ И ТИПА ДНЯ

Чтобы проанализировать характер графика нагрузки каждой ЭС в отдельности необходимо определить какие отрасли промышленности входят в данную ЭС и какой объём потребления на ту или иную отрасль приходится.

Все потребители электроэнергии ОЭС Сибири были разделены по отраслям по данным коммерческого учёта.

Построив и проанализировав все графики по отраслям, составлены Табл. I и II изменения характера графиков потребления в зависимости от типа дня и периода потребления.

ТАБЛИЦА I. ИЗМЕНЕНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ ПО ДНЯМ НЕДЕЛИ

ЭС	Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс
Забайкальский край	1	1	1	1	2	3	4
Республика Бурятия	1	1	1	1	2	3	4
Иркутская область	1	1	1	1	2	3	4
Красноярский край	1	1	1	1	2	3	4
Республика Хакасия	1	1	1	1	2	3	4
Алтайский край	1	1	1	1	2	3	4
Кемеровская область	1	1	1	1	2	3	4
Томская область	1	1	1	1	2	3	4
Новосибирская область	1	1	1	1	2	3	4
Омская область	5	1	1	1	2	3	4

ТАБЛИЦА II. ИЗМЕНЕНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ ПО ПЕРИОДАМ

ЭС	I	II	III	IV	V	VI
Забайкальский край	1	2	3	4	5	6
Республика Бурятия	1	2	3	4	5	6
Иркутская область	1	2	3	4	1	1
Красноярский край	1	2	3	4	1	1
Республика Хакасия	1	2	3	4	1	1
Алтайский край	1	2	3	4	5	6
Кемеровская область	1	2	3	4	1	1
Томская область	1	2	3	4	5	6
Новосибирская область	1	2	3	4	1	1
Омская область	1	2	3	4	5	6

В зависимости от объёма потребления отрасли промышленности в ЭС составлена таблица изменения характера графиков потребления по дням недели. Классификация типа дня: первый рабочий день, рабочий день, последний рабочий день, первый выходной и выходной. Для Омской ЭС отдельно выделяется тип дня - первый рабочий день из-за легкой промышленности.

Характер графиков потребления в зависимости от периода меняется, из этого следует, что проводить обучение прогнозной модели можно только по входным параметрам, соответствующим своему периоду.

IV. АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ В ПРАЗДНИЧНЫЕ ДНИ

Был проведен анализ потребления в праздничные дни, отдельно от выходных и рабочих дней. Из полученных графиков видно, что для разных отраслей потребление в праздничный день отличается от потребления в выходной день (Рис. 1 и 2). Так, например, для легкой промышленности потребление в праздничный день, который выпал на пятницу, ниже потребления субботы. Для сельского хозяйства потребление в праздничный день и выходной совпадает.

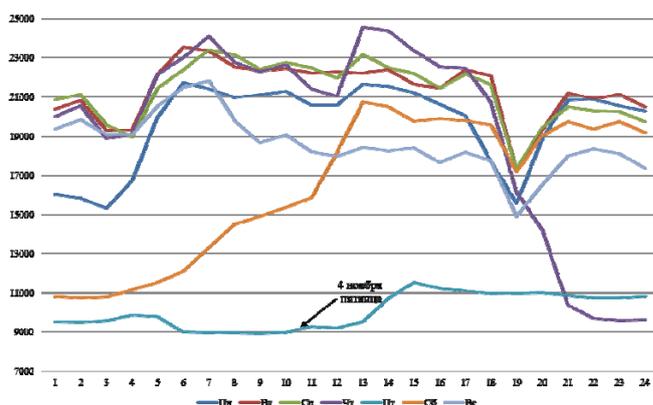


Рис. 1. Анализ потребления легкой промышленности в праздничный день, 4 ноября 2016 год

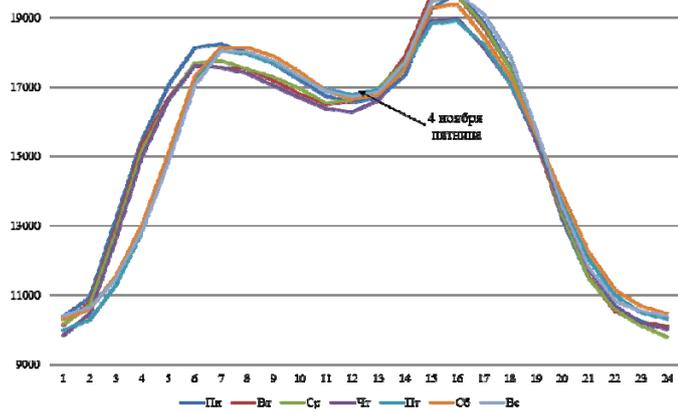


Рис. 2. Анализ потребления сельского хозяйства в праздничный день, 4 ноября 2016 год

Отдельно было проанализировано потребление в предновогодние дни и новогодние праздники. Так, например, для добычи и переработки угля 31 декабря уже с 15 часа по Москве (19 час по местному времени) потребление снижается на 1300 МВт, а на 1 января график имеет линейный характер (Рис. 3).

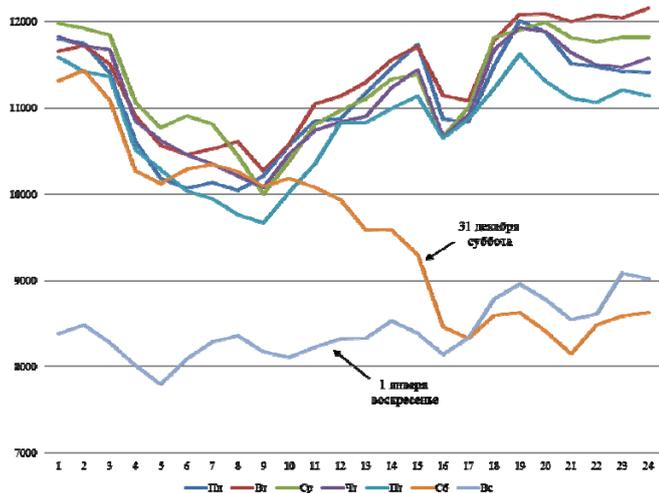


Рис. 3. Анализ потребления добычи и переработки угля в праздничный день, 31 декабря 2016 год

Потребление сельского хозяйства в 15 час 31 декабря наоборот максимальное и сам график выше относительно других дней, но 1 января резкое снижение потребления (Рис. 4).

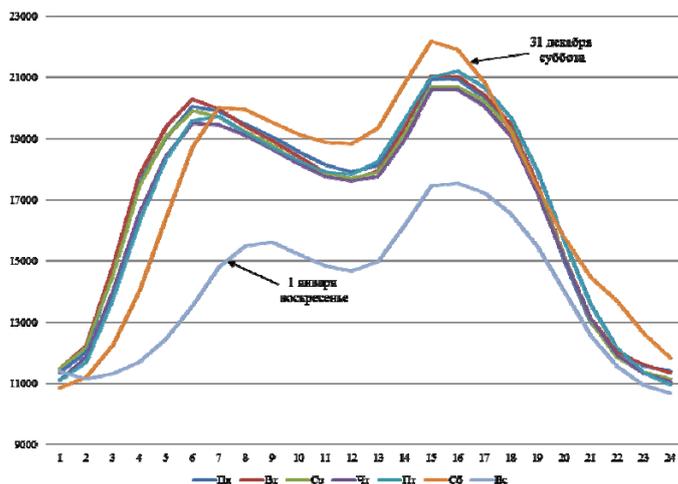


Рис. 4. Анализ потребления сельского хозяйства в праздничный день, 31 декабря 2016 год

В результате анализа графиков потребления в предновогодние дни и новогодние праздники составлена Табл. III изменения потребления для всех территорий ОЭС Сибири отдельно. Из таблицы видно, что для всех территорий 31 декабря и 1 января отличается от последующих выходных дней. Для Алтайского края отдельно выделяется потребление на 30 декабря и 9 января. Это связано с добычей и переработкой угля, которая в Алтайском крае составляет 16% от общей доли промышленности. Так же для Кемеровской области отдельно выделяется 9 января из-за чёрной металлургии (26% от общей доли промышленности). Т.е. по некоторым ЭС помимо праздничных дней нужно обращать особое внимание на предпраздничные и послепраздничные дни.

Таблица III. ИЗМЕНЕНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ В НОВОГОДНИЕ ПРАЗДНИКИ ПО ДНЯМ НЕДЕЛИ НА 2017 ГОД

Энергосистема	29	30	31	1	2-6	7	8	9
	декабрь			январь				
Забайкальский край	1	1	2	3	4	2	2	1
Республика Бурятия	1	1	2	3	4	2	2	1
Иркутская область	1	1	2	3	4	2	2	1
Красноярский край	1	1	2	3	4	2	2	1
Республика Хакасия	1	1	2	3	4	2	2	1
Алтайский край	1	2	3	4	5	5	5	2
Кемеровская область	1	1	2	3	4	2	2	5
Томская область	1	1	2	3	4	2	2	1
Новосибирская область	1	1	2	3	4	2	2	1
Омская область	1	1	2	3	4	2	2	1

V. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ПЕРИОДА ПОТРЕБЛЕНИЯ

Оценка влияния температуры на потребление осуществлялась с помощью корреляционного анализа. Исследуя зависимости нагрузки от температуры, следует отметить некоторое запаздывание, связанное с

инерционностью влияния температуры. Для качественной оценки этого явления можно использовать метод корреляционного анализа.

Был рассчитан коэффициент корреляции для утреннего и вечернего максимума для летнего и зимнего периода, и по полученным данным построены графики как показано на Рис. 5-7.

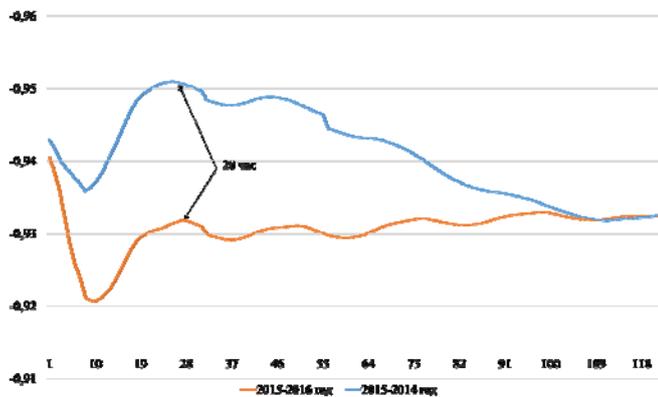


Рис. 5. Графики коэффициентов корреляции для утреннего максимума (зима, 7 час)

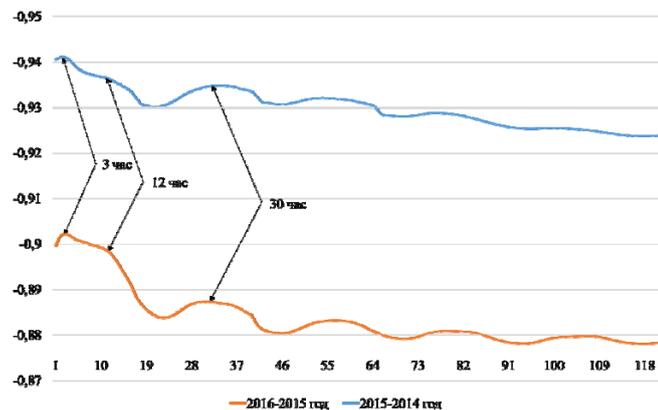


Рис. 6. Графики коэффициентов корреляции для вечернего максимума (зима, 16-17 час)

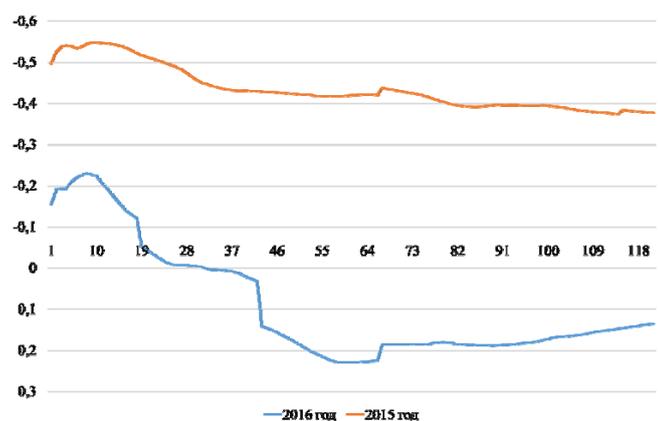


Рис. 7. Графики коэффициентов корреляции для вечернего максимума (лето, 18 час)

Анализ корреляционных функций показывает, что они затухают достаточно медленно. Для утреннего максимума

(7 час) в период зимы максимальная взаимосвязь потребления электроэнергии от температуры приходится на 28 час (коэффициент 0,93 для зимы 2016-2015 год). Меньшие значения характерны для летнего периода, коэффициент меняется от 0,1-0,35. Это означает, что связь потребления электроэнергии от температуры очень слабая. Из этого можно сделать вывод, что в летний период изменения температуры незначительно влияет на электропотребление.

Для вечернего максимума в зимний период (16-17 час) максимальная взаимосвязь потребления электроэнергии от температуры приходится на 3, 12 и 30 часы (коэффициент 0,9-0,88 для зимы 2016-2015 год). Для летнего периода (вечерний максимум 18 час) коэффициент меняется 0,2-0,5, что так же говорит о наличии слабой связи.

VI. Выводы

- В процессе прогнозирования электропотребления предлагается делить календарный год на шесть периодов, для каждого из которых необходимо определить характер зависимости электропотребления от соответствующего набора влияющих факторов.
- В процессе прогнозирования электропотребления предлагается выделять пять типов календарных дней: первый рабочий день, рабочий день, последний рабочий день, первый выходной и выходной.
- Полученные коэффициенты корреляции показывают сильную связь потребления электроэнергии от температуры в зимний период (коэффициент 0,9-0,88), и очень слабую связь в летний период (коэффициент 0,1-0,5). Максимальная взаимосвязь потребления электроэнергии от температуры для зимы приходится на 28 час для утреннего максимума и 3, 12 и 30 часы для вечернего максимума.
- Для прогнозирования электропотребления целесообразно использовать набор прогнозных моделей «период года – тип дня», для каждой из которых исходными статистическими данным должны являться данные за соответствующие периоды года и типы дней, и для каждой из которых на основании исходных данных будет определена степень влияния соответствующих влияющих факторов.

Список литературы

- [1] Макоклоев, Б.И., Антонов А.В., Полижаров А.С., Тупицин И.В., Гилева С.С. Влияние метеофакторов на режимы потребления электроэнергии энергосистем. // Статья в сборнике трудов конференции «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». – Санкт-Петербург, 2014. – С. 405-414.
- [2] Макоклоев, Б.И., Павликов В.С., Владимиров А.И., Фефелова Г.И. Влияние колебаний метеорологических факторов на электропотребление энергообъединений // Энергетик. – 2003. – №6.

Повышение эффективности работы автоматики ограничения перегрузки оборудования воздушных линий электропередач

Д.В. Ясько¹, В.А. Кизин¹

¹ Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Краснодарского края и Республики Адыгея (Адыгея)», Краснодар, Россия
E-mail: kizinva@kuban.so-ups.ru

Аннотация — для защиты воздушных линий электропередач от недопустимой по значению и длительности токовой нагрузки широкое применение получила автоматика ограничения перегрузки оборудования, выполненная на микропроцессорной элементной базе. Опыт эксплуатации показал необходимость доработки и оптимизации логики работы данного типа устройств противоаварийной автоматики с целью исключения их излишних срабатываний при пограничных значениях контролируемых параметров тока защищаемого элемента и температуры окружающего воздуха. В качестве решения проблемы предлагается использовать интегральный счетчик выдержки времени, который позволит исключить излишнее срабатывание алгоритма при пограничных значениях измеряемых величин.

Ключевые слова — автоматика ограничения перегрузки оборудования, интегральный счетчик.

Improvement of operational efficiency of overcurrent limiting automatics of overhead power lines

D.V. Yasko¹, V.A. Kizin¹

¹ Branch of SC "SO UES", "Regional dispatch control grid of Krasnodar Territory and the Republic of Adygea (Adygea)", Krasnodar, Russia
E-mail: kizinva@kuban.so-ups.ru

Abstract — for the protection overhead power lines from unacceptable in terms of the value and duration of the current load, the automation of limiting equipment overloading, made on a microprocessor-based element base, was widely used. Operational experience has shown that it is necessary to refine and optimize the logic of operation of this type of emergency control devices, in order to eliminate their excessive triggering at the boundary values of the monitored parameters of the current of the protected element and the ambient temperature. As a solution to the problem, it is proposed to use an integral time delay counter that will eliminate the excessive triggering of the algorithm at the boundary values of the measured quantities.

Keywords — automation of equipment overload limitation, integral counter.

I. ВВЕДЕНИЕ

Рост энергопотребления является одной из наиболее характерных особенностей деятельности современного общества. Спрос на электроэнергию опережает темп развития энергетического комплекса.

В итоге появляется проблема, связанная с перегрузкой по величине тока линий электропередачи. Для решения этой проблемы широкое применение получила автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО) [1].

II. ПРИНЦИП ЛОГИКИ РАБОТЫ СУЩЕСТВУЮЩИХ АОПО

АОПО служит для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП. Она прошла путь модернизации от электромеханического устройства, с принципом работы по величине тока, до микропроцессорного устройства, с датчиками температуры наружного воздуха, имеющего характеристику срабатывания по току, зависящую от температуры окружающей среды. Данная автоматика учитывает наихудшие условия охлаждения провода ВЛ [2]. В настоящее время разработаны новые алгоритмы

функционирования автоматики ограничения перегрузки воздушных линий электропередачи с непосредственным контролем температуры провода, учитывающие в режиме реального времени текущие климатические условия для определения допустимой токовой нагрузки ВЛ [3]. Но, в связи со сложностью технической реализации, указанные алгоритмы еще не получили практического применения.

Кубанская энергосистема является ярким примером эффективного использования АОПО для предотвращения недопустимых режимов работы ЛЭП. Характерной особенностью южного региона является достижение максимума потребляемой нагрузки в летний период времени, что обусловлено широким использованием холодильного оборудования (в том числе климатической техники) при экстремально высоких температурах, свыше 40°C. В данных условиях линии электропередачи находятся в наихудших условиях работы. В настоящий момент времени на территории Кубанской энергосистемы из 69 ВЛ 220 кВ – 24 защищены устройствами АОПО, а из 280 ВЛ 110 кВ – 35 линий электропередачи имеют защиту от перегрузки.

Автоматика ограничения перегрузки линий электропередачи, как правило, имеет три ступени работы:

1) Сигнальная ступень. Сигнализирует дежурному персоналу о повышении величины тока для своевременной оценки сложившегося режима работы и принятия мер для предотвращения его ухудшения.

2) Ступень с уставкой по току, соответствующей максимальной длительно допустимой нагрузке ЛЭП (длительная ступень). Выдержка времени до реализации управляющих воздействий (УВ) составляет порядка 20 минут. Это время используется для принятия дежурным персоналом решения, направленного на снижение нагрузки на защищаемой ЛЭП. В случае невыполнения дежурным персоналом указанных мероприятий происходит автоматический пуск УВ. Достижение максимальной длительно допустимой величины тока возникает, как правило, в часы максимальной нагрузки при определенных конфигурациях электрической сети и характеризуется относительно плавным изменением величины тока.

3) Ступень с уставкой по току, соответствующей максимальной аварийно-допустимой нагрузке ЛЭП (аварийная ступень). Выдержка времени до реализации УВ – порядка 20-30 секунд. Достижение аварийно-допустимой величины тока, как правило, возникает вследствие аварийного отключения шунтирующих ЛЭП и характеризуется резким увеличением величины тока в линии электропередачи.

III. ПРОЦЕСС НАГРЕВАНИЯ МЕТАЛЛА

Процесс нагревания и остывания металлического проводника лег в основу идеи об алгоритме АОПО с использованием интегрального счетчика. Особенностью нагревания проводника электрическим током является инерционность протекания процесса изменения температуры. Это показано на “Рис. 1”.

Инерционность процесса выражена в постепенном изменении температуры проводника при резком изменении величины тока. При увеличении тока в момент времени t_2 до величины I_2 в проводнике начинает протекать процесс изменения температуры от T_2 до T_3 , который длится в интервале времени Δt_{2-3} после чего температура остается постоянной при условии постоянной величины тока. В момент времени t_3 происходит снижение величины тока до значения I_3 , что влечет за собой процесс снижения температуры от T_3 до T_4 за интервал времени Δt_{3-4} .

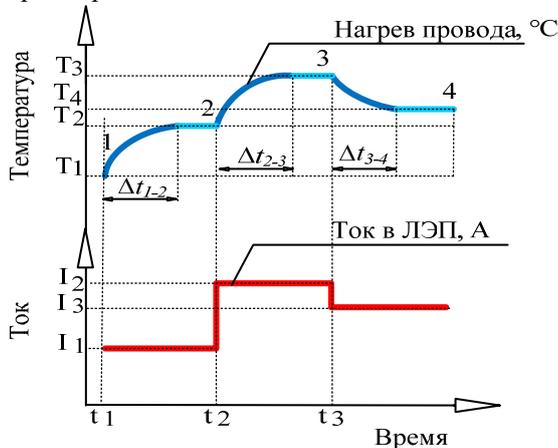


Рис. 1. Упрощенный график нагрузки и процесс нагрева провода

Описанный процесс частично учтен в используемых на настоящий момент времени АОПО, чем и объясняется выдержка времени от момента срабатывания автоматики до момента пуска УВ, т.е. учитывается процесс нагрева.

Для того, чтобы учесть остывание провода ЛЭП, требуется доработка алгоритма работы АОПО.

IV. ПРОБЛЕМА РАБОТЫ АОПО

На “Рис. 2” представлена токовая диаграмма реального аварийного процесса на ВЛ, который был ликвидирован АОПО. При достижении величины уставки срабатывания $I_{сраб.}$ в момент времени t_1 произошел пуск длительной ступени АОПО и запустилась выдержка времени равная 20-ти минутам. В процессе набора выдержки времени величина тока снижалась ниже уставки срабатывания, но не достигала уставки возврата (в рассматриваемом случае коэффициент возврата токового органа АОПО (K_B) равнялся 0,95). В результате, как видно на графике “Рис.2”, в момент времени t_6 были отключены потребители электроэнергии, хотя характер процесса не предполагает недопустимой перегрузки ЛЭП. Причиной срабатывания АОПО и отключения потребителей электроэнергии фактически является принятая величина коэффициента возврата ($K_B=0,95$), которая была рекомендована заводом-изготовителем устройства.

В последующем, проводилась работа по определению методики расчета оптимального значения K_B , по итогам которой однозначного решения получено не было. В итоге, рекомендуемую величину K_B приняли равной 0,98-0,99. Данное решение частично снимает проблему работы АОПО при колебании величины тока, близкой к величине уставки срабатывания (точнее, уменьшает вероятность такого срабатывания), но никак не учитывает инерционность процесса остывания провода при снижении величины тока. Степень нагрева провода определяется длительностью времени и величины тока в проводнике, следовательно, сброс пускового органа АОПО должен быть адаптивен к происходящему процессу нагревания и остывания.

V. АЛГОРИТМ РАБОТЫ АОПО С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНТЕГРАЛЬНОГО СЧЕТЧИКА

Данный алгоритм предложен специалистами Филиала АО «СО ЕЭС» Кубанское РДУ на основе опыта эксплуатации и решения ряда проблем, связанных с АОПО. Предлагаемый алгоритм позволяет исключить проблему выбора оптимального K_B . Предлагается принимать величину K_B максимально близкой к единице. Надежное срабатывание устройства при колебаниях тока около уставки срабатывания, которое ранее обеспечивалось с помощью K_B , должен выполнять интегральный счетчик выдержки времени, который производит набор выдержки времени при величине тока больше $I_{сраб.}$ и обратный отсчет времени, когда ток в линии меньше $I_{сраб.}$. Данное решение позволяет осуществить адаптивный сброс пускового органа АОПО. Впервые будет выполнено важное условие, при котором АОПО перестает работать только при равенстве величин нагрева и остывания провода.

Предложенный алгоритм исключает реализацию УВ в виде отключения нагрузки (ОН) в рассмотренном аварийном режиме, представленном на “Рис. 2”.

Сравнение кривых выдержек времени двух алгоритмов (используемого ранее и вновь предлагаемого) показывает, что пуск алгоритмов происходит одновременно в момент времени t_1 при достижении тока величины $I_{сраб}$ с последующим набором выдержки времени t' идентично в обоих алгоритмах до величины t'_1 . При снижении тока ниже $I_{сраб}$ в момент времени t_2 классический алгоритм продолжает набор выдержки времени, т.к. не достигнута величина $I_{возв}$, а алгоритм с интегральным счетчиком начинает отсчет времени в обратном направлении и к моменту t_3 достигает нулевого значения, что приводит к сбросу пускового органа

АОПО.. Очередное превышение уставки срабатывания в момент t_5 запускает набор выдержки времени интегральным счетчиком. В момент времени t_6 классический алгоритм набирает выдержку времени $t'_{сраб}$ и реализует УВ на ОН. При этом алгоритм с интегральным счетчиком набрал время t'_2 , что на порядок меньше $t'_{сраб}$.

Преимущество алгоритма с интегральным счетчиком в рассмотренной ситуации заключается в том, что продлевается время на принятие дежурным персоналом решения по разгрузке защищаемой ВЛ, а также повышается вероятность прохождения пика нагрузки с последующей самоликвидацией процесса перегрузки ВЛ.

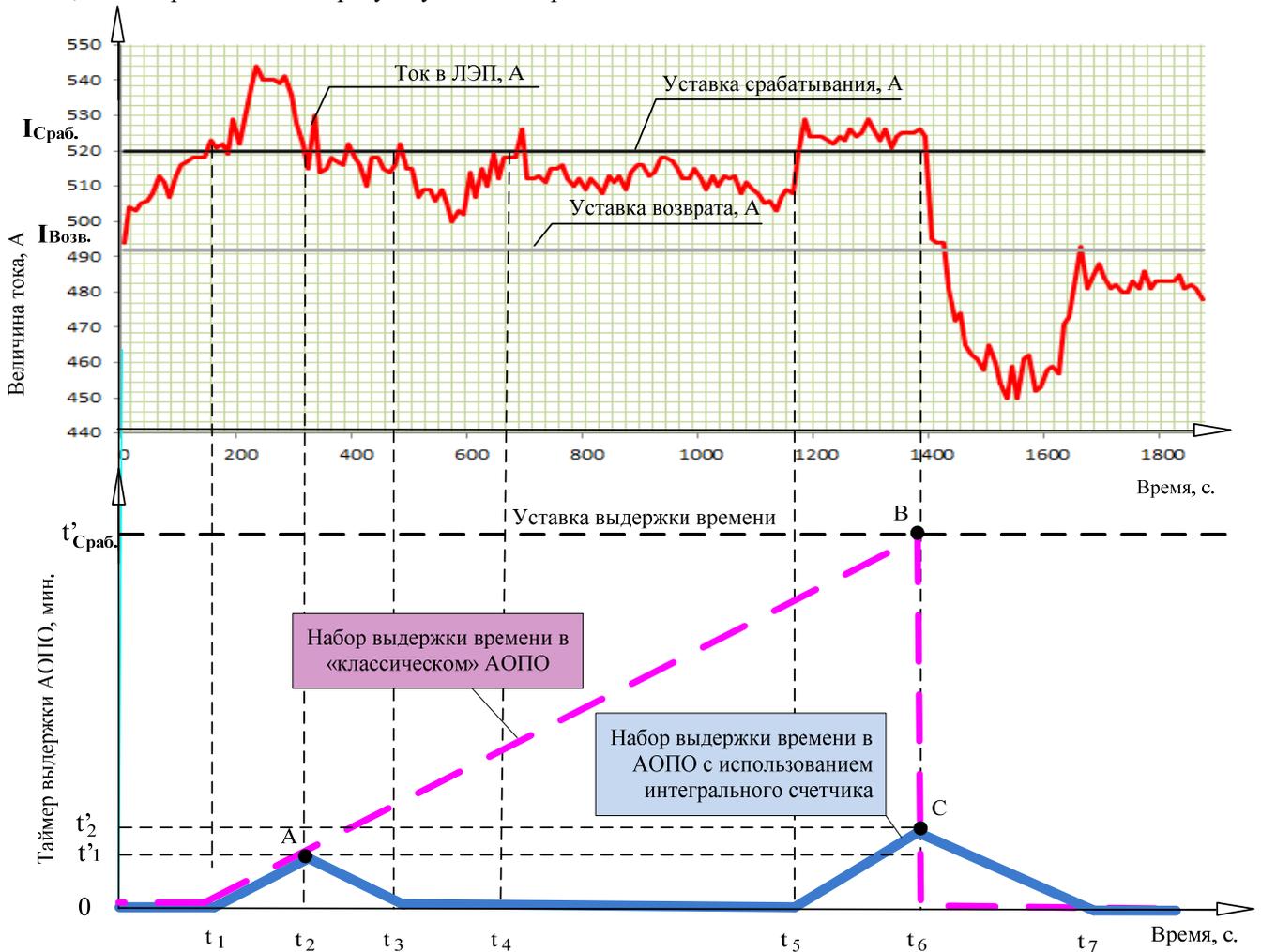


Рис. 2. Диаграмма нагрузки в линии электропередачи и выдержек времени в процессе работы АОПО

Рассмотрим смоделированный режим “Пуск АОПО – Сброс – Повторный пуск”, представленный на “Рис. 3”. Пуск АОПО происходит при превышении уставки $I_{сраб}$ в момент времени t_1 в точке А. Набор выдержки времени до величины t'_2 происходит идентично в обоих алгоритмах. В момент времени t_2 происходит снижение величины тока в защищаемой ВЛ до величины тока ниже уставки возврата $I_{возв}$ классического алгоритма АОПО. В классической АОПО происходит сброс пускового органа,

а в АОПО с интегральным счетчиком начинается обратный отсчет от набранной величины времени t'_2 , тем самым учитывается процесс постепенного остывания провода. В момент времени t_3 ток в линии повышается выше уставки срабатывания, что приводит к повторному пуску классической АОПО с набором выдержки времени от нулевого значения. У автоматики с интегральным счетчиком на момент времени t_3 набранная величина времени составляет t'_3 и начинает считаться в сторону

увеличения. В момент времени t_4 , АОПО с интегральным счетчиком набирает выдержку времени $t'_{\text{Сраб}}$ и реализует УВ, направленные на снижение тока в защищаемой ВЛ. Классическая АОПО на этот момент набирает выдержку времени равную t_4 , что не обеспечивает своевременной

реализации УВ. На данном примере показано, что классическая АОПО может реализовать УВ через время, превышающее расчетное значение выдержки времени $t'_{\text{Сраб}}$, таким образом, нагрев защищаемой линии электропередачи превысит нормативное значение

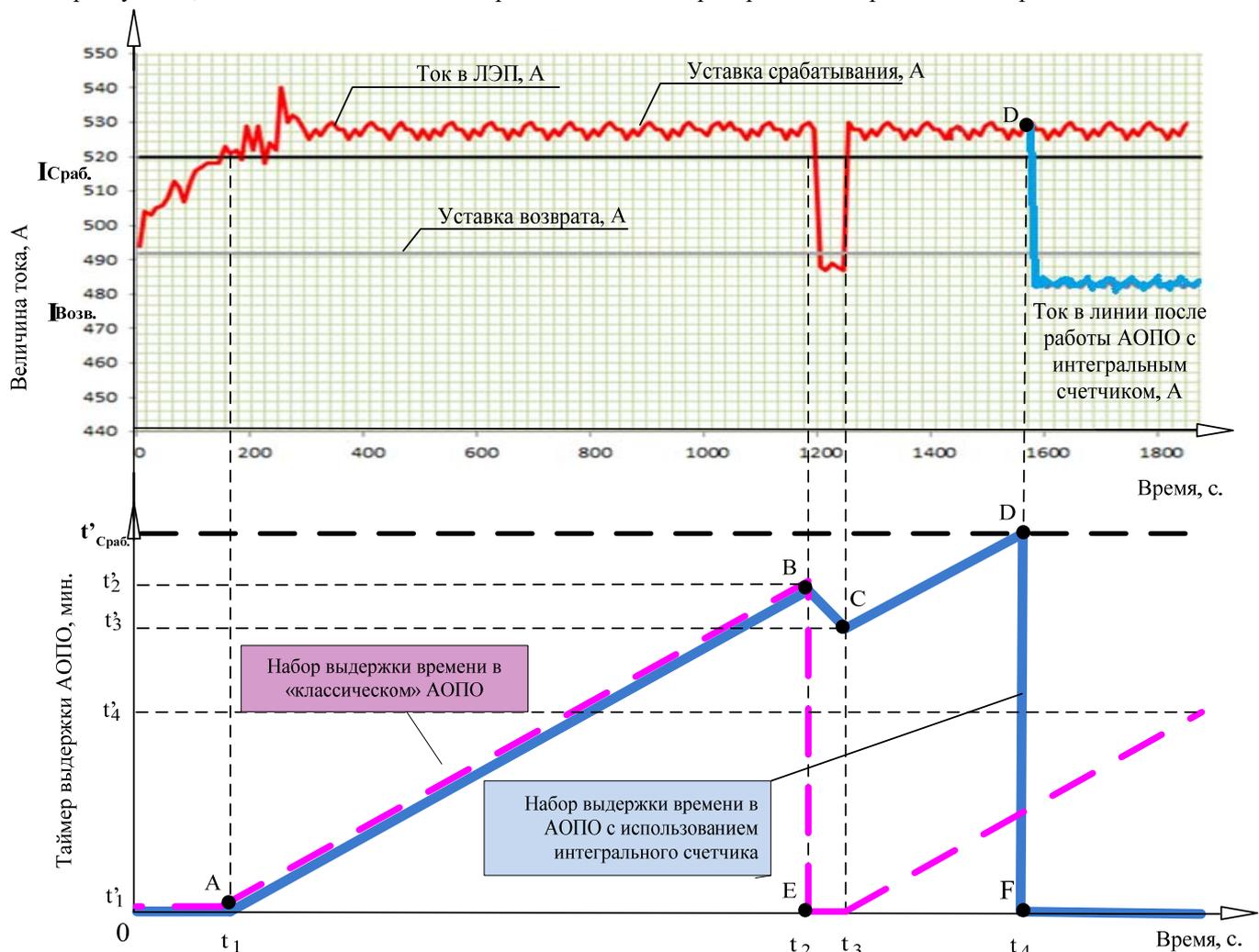


Рис. 3. Диаграмма нагрузки в линии электропередачи и выдержек времени в процессе работы АОПО “Пуск – Сброс – Повторный пуск”

VI. ВЫВОДЫ

- 1) Предложенный алгоритм АОПО с интегральным счетчиком косвенно учитывает процесс остывания провода ВЛ, является универсальным и может использоваться во всех микропроцессорных терминалах.
- 2) Использование нового алгоритма не требует материальных вложений на модернизацию существующих микропроцессорных терминалов и ограничивается заменой программного обеспечения при техническом обслуживании.
- 3) Алгоритм с интегральным счетчиком позволяет отказаться от проблемы выбора коэффициента возврата токового органа АОПО, тем самым убрать спорные вопросы по определению его величины.

Список литературы

1. ГОСТ Р 55105-2012. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем, 2012.
2. ГОСТ-839-80. Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи, 1980.
3. Сацук Е.И., Лужковский Ю.И., Засыпкин А.С., Тетерин А.Д. Алгоритмы адаптивной автоматики ограничения перегрузки воздушной линии электропередачи с контролем температуры провода//Энергетик. 2015. № 12. 8-12.

Оценка чувствительности перетоков мощности к параметрам модели установившегося режима

О.А. Кожихова

ФГАОУ ВО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», Екатеринбург, Россия
Екатеринбург, Россия
E-mail: jkmuf812@mail.ru

Аннотация — Состояние вопроса: Значения перетоков активной мощности по контролируемым сечениям используют для контроля соблюдения нормативных требований к устойчивости энергосистем при планировании и управлении электроэнергетическим режимом. Поиск величины максимально допустимого перетока проводится на основе математической модели энергосистемы. При этом в настоящее время вопрос оценки чувствительности перетоков мощности по сети к возможным погрешностям значений мощности нагрузки не рассмотрен в полной мере.

Материалы и методы: При расчетах использовались известные математические модели, описывающие установившиеся режимы энергосистем, и математический аппарат линейной алгебры. При выполнении экспериментальной части методом исследования являлось математическое моделирование. В качестве инструмента численного моделирования применялись программные комплексы RastrWin3 и MATPOWER.

Результаты: В ходе работы были выделены узлы рассматриваемой энергосистемы, оказывающие наибольшее и наименьшее влияние на изменение контролируемых перетоков мощности, при изменении величины их нагрузки. Полученная информация об узлах была проверена с помощью изменения величин мощностей в математической модели исследуемой энергосистемы в программном комплексе RastrWin3.

Выводы: Оценка чувствительности перетоков мощности к параметрам модели установившегося режима может позволить выделить наиболее значимые узлы в энергосистеме. Уточнение параметров модели установившегося режима в этих узлах может помочь более адекватно оценить необходимые запасы пропускной способности линий электропередачи в энергосистеме и привести к снижению погрешности решения задачи оптимального управления режимами работы энергосистем.

Ключевые слова — оценка чувствительности, статическая устойчивость энергосистем, установившийся режим, перетоки мощности.

Power flows' sensitivity assessment to model parameters of steady state mode

O.A.Kozhikhova

Federal State Autonomous Educational Institution of Higher Education
«Ural Federal University named after the first President of Russia B.N.Yeltsin»
Yekaterinburg, Russia
E-mail: jkmuf812@mail.ru

Abstract — Background: The values of active power flows in controlled cutsets are used to monitor compliance with power systems stability regulatory requirements in the electric power mode planning and operating. A search for the maximum allowed power flow value is based on the mathematical model of the power system. At the present time, however, the problem of power flows sensitivity assessment across the network to possible errors in the load power values has not been considered to the full.

Materials and Methods: The known mathematical models describing the power system steady-state modes and the mathematical tool of linear algebra were used in the calculations. Mathematical modeling is used as a method for performing research in the experimental part. The software RastrWin3 and MATPOWER were used as a numerical simulation tool.

Results: In the course of the work, the buses of the considered power system that most and least impact on controlled power flow changes by changing their load magnitude have been singled out. The received information about the buses was verified by changing the power values in the investigated power system mathematical model in the software RastrWin3.

Conclusions: A power flows sensitivity assessment to model parameters of a steady-state mode can allow us to identify the most significant buses in the power system. The steady-state model parameters refinement in these buses can help to assess the necessary capacity benefit margin reserves of power system transmission lines more adequately and lead to reduce the error in solving the problem of power system state optimal control.

Keywords — sensitivity estimation, power system steady-state stability, steady-state mode, power flows.

I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время значения перетоков активной мощности по контролируемым сечениям активно используются при расчете как установившихся [1], так и переходных [2] режимов энергосистем. Примером тому может служить алгоритм определения аварийных и максимально допустимых перетоков для контроля соблюдения нормативных требований к устойчивости энергосистем при планировании и управлении электроэнергетическим режимом [3]. Поиск величины максимально допустимого перетока проводится на основе математической модели энергосистемы.

Любая математическая модель описывает некоторые важные в данном исследовании физические принципы и включает в себя описание наиболее значимых параметров в соответствии с поставленной целью исследования [4]. Тем не менее, при описании моделей часто используются различные упрощения. Более того, заданные параметры обладают некоторой погрешностью. При этом в настоящее время вопрос оценки чувствительности перетоков мощности по сети к возможным погрешностям значений мощности нагрузки не рассмотрен в полной мере.

В статье описывается ряд задач, которые основываются на оценке чувствительности перетоков мощности по сети к параметрам модели установившихся режимов. Кроме того приводятся способы решения одной из таких задач.

II. НЕОБХОДИМОСТЬ АНАЛИЗА ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ПЕРЕТОКОВ К ПАРАМЕТРАМ МОДЕЛИ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Понимание характера влияния одних параметров модели на другие может стать особенно важным в случае необходимости получения результатов заданной точности при решении поставленной задачи. Ниже приведены примеры таких задач.

A. Оценка требуемой точности при задании параметров узла

Определения влияния мощностей узлов на перетоки мощности может помочь оценить требуемую точность при задании параметров узла. Основной целью решения такой задачи является оценить, с какой максимальной погрешностью можно задавать исходные данные в узлах сети, чтобы погрешность определения перетоков мощности по сети не превышала допустимой погрешности инженерных расчетов (например - 5%).

B. Оценка коэффициента влияния узлов на величину перетоков мощности по заданной линии сети

Другим примером задачи, для решения которой требуется понимание характера влияния одних величин на другие, может стать оценка эффективности загрузки или разгрузки узлов энергосистемы на перетоки мощности по

заданной линии или группы линий в сети. Пусть по условиям задачи, требуется загрузить или разгрузить определенные линии или группы линий в сети. Чтобы решить такую задачу, необходимо знать, изменение величины мощности в каких узлах энергосистемы оказывают наибольшее влияние на переток мощности по заданным линиям.

В данной работе особое внимание уделяется первой задаче. Таким образом, по результатам оценки требуемой точности при задании параметров узла, можно сделать вывод о чувствительности перетоков мощности к параметрам модели установившегося режима, в частности, к величине мощности, заданной в узлах модели.

III. СПОСОБЫ АНАЛИЗА ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ПЕРЕТОКОВ К ПАРАМЕТРАМ МОДЕЛИ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Итак, одной из возможных задач, основанной на анализе чувствительности перетоков к параметрам режима является оценка максимальной погрешности, с которой можно задавать исходные данные в узлах сети, чтобы погрешность определения перетоков мощности по сети не превышала допустимой погрешности инженерных расчетов (5%). Существует два принципиально разных подхода для решения такой задачи:

- численный;
- аналитический.

Ниже приведено краткое описание и перечислены главные принципы каждого из них.

A. Численный подход к анализу чувствительности

Этот метод основан на проведении серий расчетов установившихся режимов при последовательном изменении исследуемых параметров при всевозможных обстоятельствах. В случае рассматриваемой задачи, одна серия расчетов для исследуемого узла модели может выглядеть следующим образом.

- Задается некоторое приращение для изменения мощности в исследуемом узле, при неизменности мощности в других узлах (кроме узлов с регулируемой мощностью).
- Проводятся расчеты установившихся режимов при последовательном изменении величины мощности в исследуемом узле до тех пор, пока переток мощности по контролируемой линии не изменится на 5% относительно его начального значения.
- Далее проводятся аналогичные расчеты установившихся режимов при противоположном изменении величины мощности в исследуемом узле.
- После этого делается вывод о том, на сколько процентов изменялась величина мощности в

исследуемом узле, чтобы переток мощности изменился на 5%.

Далее проводится аналогичные серии расчетов установившихся режимов для каждого узла сети. После чего по результатам изменения диапазонов мощностей в узлах делается вывод о том, какие из них оказывают наибольшее влияние на величину контролируемого перетока. Соответственно, значения мощностей в этих узлах следует задавать с большей точностью, чем в других.

Однако этот подход имеет несколько недостатков. Одним из таких недостатков является большой объем расчетов, необходимых для формулирования вывода о выделении узлов, наиболее значимых для определения перетока по контролируемым линиям. Вторым недостатком является невозможность представления решения задачи в общем виде и отсутствие математического подтверждения результатов.

В. Аналитический подход к анализу чувствительности

Аналитический подход помогает исключить ряд недостатков численного подхода, но обладает при этом более высокой сложностью в силу необходимости использования математического аппарата линейной алгебры [5].

Основной идеей такого подхода является математически получить взаимосвязи параметров установившегося режима из системы нелинейных уравнений. Применение математического аппарата линейной алгебры, дифференциального исчисления и теории множеств могут позволить определить зависимости влияния различных параметров модели установившегося режима на величину перетоков мощности. Как следствие, аналитический подход может позволить определить, какой узел является наиболее значимым (сенсором) в нормальных и ремонтных схемах исследуемой сети [6].

Основным преимуществом аналитического метода анализа чувствительности перетоков к параметрам модели установившегося режима является то, что этот подход применим к любой схеме, в связи с тем, что задача анализа чувствительности сводится к алгебраическому описанию.

Цель дальнейшего расчета заключается в поиске математических выражений, которые количественно оценят влияние отклонений мощности от соответствующих номинальных значений исходных данных в узлах сети на результаты расчета режима, а именно на величину расчетных напряжений в узлах сети. Другими словами требуется оценить чувствительность результатов расчета режима к точности задания исходных данных. После чего сделать вывод о том, на сколько процентов изменялась величина мощности в исследуемом узле, чтобы переток мощности изменился на 5%.

Источник [7] содержит описание расчета матрицы чувствительности для заданных параметров исследуемой энергосистемы.

Прежде всего, определяется вектор исходных данных, задаваемых в расчетную модель (1):

$$z = h(x, Y) + e, \quad (1)$$

где x - N -мерный вектор исходных данных, содержащий величины исходных мощностей в узлах сети, относительно которых рассматриваются отклонения. Назовем их номинальными и обозначим как P_i^{nom}, Q_i^{nom} .

Причем $N = 2n_{bus} - 1$,

n_{bus} - число узлов в системе;

Y - матрица проводимостей сети ($Y_{ik} = G_{ik} + jB_{ik}$),

которые содержит активную G_{ik} и реактивную составляющую B_{ik} ;

e - вектор, содержащий величины отклонения мощности от соответствующих номинальных узловых значений x при задании исходных данных в расчетную модель.

Затем определяется вектор данных (2), чувствительность к которым требуется проанализировать. В зависимости от условий задачи, этот вектор данных содержит ряд параметров. Оценка чувствительности результатов расчета проводится к тем параметрам, которые записываются в вектор (2). Если исследуется чувствительность к исходным данным мощности в узлах сети, ими могут быть:

$(P_i)^T$ - значения активных величин мощности в i -ом узле;

$(Q_i)^T$ - значения реактивных величин мощности в i -ом узле.

Если же исследуется чувствительности к исходным данным параметров ветвей сети, то вектор исходных данных может содержать:

G^T - значения активных проводимостей в i - j -той ветви;

B^T - значения реактивных проводимостей в i - j -той – ветви.

Рассмотрим частный случай анализа чувствительности результатов расчета установившегося режима к исходным данным мощности в узлах. Тогда вектор примет вид (2):

$$a = [(P_i)^T, (Q_i)^T], \quad (2)$$

Матрица чувствительности напряжений к исходным данным мощности в узлах сети принимает вид полной производной (3).

$$S_U = \frac{dU}{da} \quad (3)$$

Математическая запись величины напряжения известна из уравнений узловых напряжений. Если требуется оценить чувствительность любого другого параметра, например, перетока мощности по ветви, то этот параметр записывается в числитель выражения (3).

После чего предлагается проанализировать матрицу чувствительности с помощью сингулярного анализа, чтобы выявить особо важные (критические) параметры модели сети.

В случае линейной постановки задачи, результатом его применения является получение так называемых

сингулярных чисел. В случае нелинейной постановки вместо вектора сингулярных чисел будет получен вектор, содержащий некоторые функционалы. Значение данных функционалов будет определять сингулярные числа в зависимости от значения независимых параметров. Чем больше величина полученного в результате расчета сингулярного числа, тем больше влияние соответствующего параметра модели сети на исследуемые параметры режима.

Сингулярное разложение матрицы чувствительности принимает вид (4):

$$S = UDV^T, \quad (4)$$

где $U \in R^{L \times L}$, $V \in R^{M \times M}$ - унитарные матрицы, состоящие из левых и правых сингулярных векторов соответственно, то есть $U^T U = I_L$, $V^T V = I_M$;

$D \in R^{L \times M}$ - прямоугольная диагональная матрица, имеющая сингулярные значения $d_1 \geq \dots \geq d_L \geq 0$ на главной диагонали.

Стоит отметить, что численные алгоритмы нахождения сингулярного разложения встроены во многие математические пакеты.

Итак, для проведения анализа чувствительности перетоков мощности к параметрам модели установившегося режима требуется:

- Определить исходные данные модели сети, такие как значения мощностей в узлах и параметры схемы замещения.
- Рассчитать матрицу чувствительности с помощью сингулярного разложения.
- Получить значения сингулярных чисел для полученной матрицы.
- По найденным значениям чисел выявить наиболее значимые (сенсорные) [6] узлы в энергосистеме, изменение параметров исходных данных в которых, влияет на расчет режима.

IV. Выводы

В заключение следует отметить, что оценка чувствительности перетоков мощности к параметрам модели установившегося режима может позволить выделить наиболее значимые узлы в энергосистеме. Результат решения этой задачи актуален для множества задач электроэнергетики, таких как снижение погрешности оценки состояния [8], расчеты устойчивости

энергосистем [2], расчеты динамической устойчивости и т.д.

Основной целью решения такой задачи является оценить, с какой максимальной погрешностью можно задавать исходные данные в узлах сети, чтобы погрешность определения перетоков мощности по сети не превышала допустимой погрешности инженерных расчетов (5%). Определение влияния мощностей узлов на перетоки мощности может помочь оценить требуемую точность при задании параметров узла. Уточнение параметров модели установившегося режима в этих узлах может помочь более адекватно оценить необходимые запасы пропускной способности линий электропередачи в энергосистеме и привести к снижению погрешности решения задачи оптимального управления режимами работы энергосистем.

Список литературы

- [1] Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 592 с.
- [2] С. Уэллхофер, С. Хон, М. Лютер. Влияние моделирования нагрузки на исследования устойчивости системы при малых возмущениях. – 2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON), Wollongong, NSW, Australia, 2016 – 1-6.
- [3] Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС» / Стандарт организации – Москва. – 2013. – С. 10-33.
- [4] Анисимова Н.Д., Веников В.А., Ежков В.В., Жуков Л.А., Литкенс И.В. и др. Методика расчета устойчивости автоматизированных электрических систем (анализ переходных процессов в электрических системах) – под ред. В. А. Веникова – М.: Высш. шк., 1966 – 248 с.
- [5] Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем – М.: Наука, 1976. – 220 с.
- [6] Гамм А.З., Голуб И.И. Сенсоры и слабые места в электроэнергетических системах – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1996. – 99 с.
- [7] А. Молин, Х. Сандберг, М. Йоханссон. Исследование матрицы чувствительности при оценке состояния энергосистемы с помощью разреженного метода главных компонент – 2016 IEEE 55th Conference on Decision and Control (CDC), Las Vegas, US, 2016 – 1529-1535.
- [8] Семенов С.И., Бартоломей П.И. Размещение РМУ в электрической сети для ускоренных расчетов установившихся режимов. В сборнике: Электротехника. Электротехнология. Энергетика сборник научных трудов VII международной научной конференции молодых ученых. Новосибирский государственный технический университет; Межвузовский центр содействия научной и инновационной деятельности студентов и молодых ученых Новосибирской области. 2015. С. 163-167.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОМПЛЕКСА ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ ПОДСТАНЦИИ 500 КВ

А.В. Рахаев¹, Л.Г. Мигунова²

¹Филиал АО "СО ЕЭС" "Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Средней Волги", Самара, Россия

²ФГБОУ ВО "Самарский государственный технический университет", Самара, Россия

E-mail: rahaevav@mail.ru¹, lum75@mail.ru²

Состояние вопроса: В Самарской энергосистеме на подстанции 500 кВ Куйбышевская запланирован ввод в работу устройства противоаварийной автоматики энергоузла (УПАЭ) производства ООО «Прософт-Системы». Данное устройство предназначено для предотвращения нарушения устойчивости и ликвидации недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования. УПАЭ обеспечит замену специальной автоматики отключения нагрузки, выполненной на электромеханической элементной базе.

Материалы и методы: Изучена нормативно-техническая документация о реконструкции системы противоаварийного управления в операционной зоне филиала АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистем Самарской и Ульяновской областей». Алгоритм выбора управляющих воздействий УПАЭ проверен на расчётных моделях в программных комплексах «RastrWin3» и «Mustang».

Результаты: Анализ действий УПАЭ при возникновении нормативных возмущений показал, что послеаварийный режим соответствует всем требованиям «Методических указаний по устойчивости энергосистем».

Выводы: Применение УПАЭ позволяет повысить максимально допустимый переток в контролируемом сечении. Устройство обеспечивает минимизацию управляющих воздействий на отключение нагрузки, что способствует снижению экономического ущерба субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии при возникновении возмущений в энергосистеме.

Ключевые слова: устройство противоаварийной автоматики энергоузла; специальная автоматика отключения нагрузки; управляющие воздействия; максимально допустимый переток в контролируемом сечении; расчётная модель.

PERFECTION OF CONTRA EMERGENCY AUTOMATIC AT 500 KV SUBSTATION

A.V. Rakhaev¹, L.G. Migunova²

¹Branch of JSC "SO UPS" United Dispatch Administration of the Energy System of the Middle Volga, Samara, Russian Federation

²Samara State Technical University, Samara, Russian Federation

E-mail: rahaevav@mail.ru¹, lum75@mail.ru²

Background: To put into operation a device of contra emergency automatic of the energy unit (DCEAEU) manufactured by Prosoft-Systems LLC is scheduled in Samara energy system at 500 kV Kuibyshevskaya substation. This device is destined to prevent a disruption of stability and eliminate the unacceptable current overloads of power lines and equipment. The DCEAEU will provide a replacement of special automatic load shedding, performed on the electromechanical element base.

Materials and Methods: Normative and technical documentation on the reconstruction of the contra emergency control system in the operational area of the branch of JSC "SO UPS" Regional Dispatch Administration of the Energy System of Samara and Ulyanovsk Regions is studied. Algorithm for selecting control actions the DCEAEU is verified on the calculation models compiled in software complexes RastrWin3 and Mustang.

Results: Analysis of the actions of the DCEAEU in the event of regulatory disturbances showed that after-accident regime meets all the requirements of the Methodical Guidelines for Power Systems Stability.

Conclusions: The use of the DCEAEU allows to increase the maximum permissible flow in the controlled section. The device provides minimization of control actions on load disconnection that contributes to the reduction of economic damage to the subjects of the electric power industry and consumers of electrical energy in the event of disturbances in the power system.

Key-words: device of contra emergency automatic of the energy unit; special automatic load shedding; control actions; maximum permissible flow in the controlled section; calculation models.

I. ВВЕДЕНИЕ

В Единой энергетической системе (ЕЭС) России существуют дефицитные по мощности энергорайоны. Мощности электростанций, расположенных в этом районе, для покрытия всего потребления в нём не хватает. Дополнительная мощность поступает по линиям электропередачи (ЛЭП) 220 кВ и через автотрансформаторы (АТ) 500 кВ за счёт межсистемных перетоков мощности из других энергосистем, рис. 1. Данные сетевые элементы образуют сечение между энергорайоном и ЕЭС России. Если при выводе одного АТ в ремонт произойдёт аварийное отключение второго, то ЛЭП могут оказаться перегруженными, напряжения на подстанциях могут снизиться до критических значений, может произойти нарушение статической аperiodической устойчивости. Токковая перегрузка ЛЭП может привести к повреждению проводов или оборудования подстанций. Снижение напряжений до критических уровней может привести к нарушению устойчивости нагрузки. Наконец, нарушение статической аperiodической устойчивости приводит к возникновению асинхронного режима в сечении, сопровождаемого нарушением электроснабжения потребителей. С целью ликвидации подобных аварий в Самарской энергосистеме на подстанции 500 кВ Куйбышевская применяется специальная автоматика отключения нагрузки (САОН), выполненная в виде электромеханической панели.

II. СПЕЦИАЛЬНАЯ АВТОМАТИКА ОТКЛЮЧЕНИЯ НАГРУЗКИ

САОН при срабатывании пускового органа действует на пуск передатчиков. Пусковым органом для САОН является факт отключения сетевого элемента: АТ, ЛЭП, система шин. Команды телеотключения нагрузки передаются по каналам автоматики [4]. В качестве таких

каналов используются высокочастотные каналы, организованные по фазам воздушных ЛЭП, волоконно-оптические линии связи, а также низкочастотные каналы, организованные по кабельным линиям связи. На электростанциях и подстанциях приёмник принимает команду, в результате чего осуществляется отключение потребителей, заведённых под действие САОН, с запретом их автоматического повторного включения, а также пуск команд телеотключения на другие подстанции и электростанции. Команды распространяются по всему энергорайону. Под действие САОН заведены фидеры 6-10 кВ, а также ЛЭП 35-110 кВ с односторонним питанием.

Находящаяся в эксплуатации САОН на ПС 500 кВ Куйбышевская морально и физически устарела. Ей свойственны следующие недостатки:

- 1) Неавтоматическая дозировка управляющих воздействий (УВ).
- 2) Избыточность управляющих воздействий.

Величина необходимого объёма отключения нагрузки в различных схемно-режимных ситуациях в энергосистеме меняется. Для регулировки требуемого объёма УВ на панели предусмотрено несколько шин отключения нагрузки. Под действие каждой из них заведён пуск определённых команд и, соответственно, отключение конкретных потребителей. Переключением накладок в оперативных цепях панели оперативный персонал подстанции вводит в работу необходимую шинку. Выбор необходимой шинки осуществляет диспетчерский персонал один раз в смену по результатам расчётов установившихся режимов в ПК «КОСМОС» для режима с наибольшим потреблением, возможным в течение смены. Если срабатывание пускового органа произойдёт часы, когда нагрузка в энергосистеме минимальна, то УВ будут избыточными.

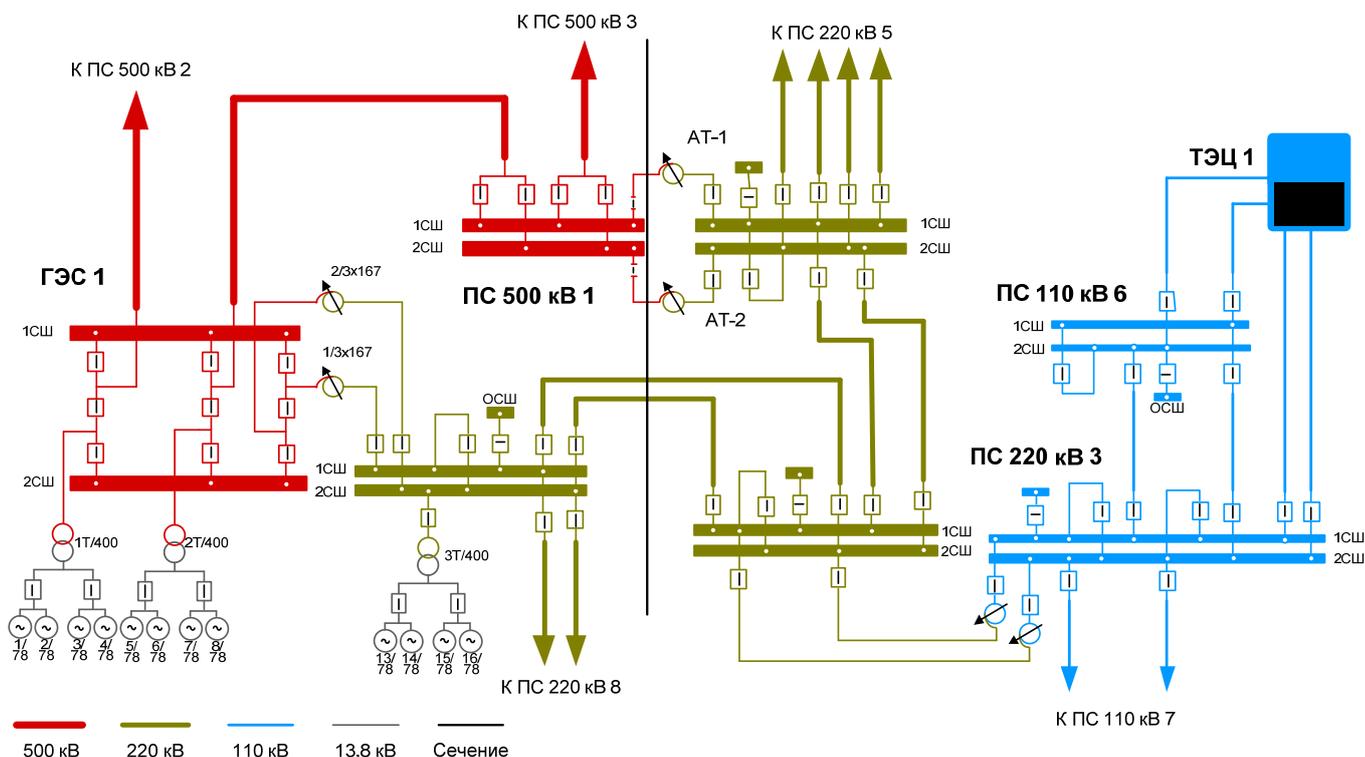


Рис. 1. Схема связей энергорайона с ЕЭС России.

Стоит добавить, что в случае отключения только одного АТ на подстанции в режимах зимнего или летнего максимума оставшийся в работе АТ может перегрузиться. Для защиты его от перегрузок на подстанции предусматривается автоматика ограничения перегрузки оборудования, контролирующая ток, протекающий через АТ. В случае превышения им уставки автомата действует через шинки САОН на разгрузку АТ. Данная автоматика не способна защитить от токовых перегрузок остальные элементы сечения, если их токовая нагрузка превышает токовую нагрузку АТ, что ограничивает максимально допустимый переток в контролируемом сечении (МДП).

III. УСТРОЙСТВО ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ ЭНЕРГОУЗЛА

Представленные проблемы имеют место и в Самарской энергосистеме. Для их решения на ПС 500 кВ Куйбышевская предусмотрен ввод в работу устройства противоаварийной автоматики энергоузла (УПАЭ) производства ООО «Прософт-Системы». Такие устройства применяются в объединённой энергосистеме (ОЭС) Средней Волги в качестве локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости (ЛАПНУ) на Жигулёвской ГЭС, Заинской ГРЭС и Балаковской АЭС.

Алгоритм работы УПАЭ ПС 500 кВ Куйбышевская следующий: устройство сравнивает суммарный переток активной мощности в сечении и рассчитывает необходимый объём управляющих воздействий отдельно для каждого пускового органа по формуле (1):

$$\Delta P = P_{CEЧ} - P_{УСТ}, \quad (1)$$

где ΔP – необходимый объём управляющих воздействий; $P_{CEЧ}$ – суммарный переток активной мощности в сечении; $P_{УСТ}$ – уставка по активной мощности.

Уставки введены отдельно для каждого пускового органа для нормальной и различных ремонтных схем при нескольких интервалах температур. Вследствие этого необходимый объём УВ определяется по формуле (1) также

Выбранный состав должен удовлетворять двум требованиям:

1) Суммарная мощность задействованных ступеней должна быть больше величины необходимого объёма УВ, формула (2):

$$\sum_{i=1}^n P_i > \Delta P \quad (2)$$

где $\sum_{i=1}^n P_i$ – суммарная мощность задействованных ступеней.

2) Суммарная мощность задействованных ступеней должна быть минимальна, формула (3):

$$\sum_{i=1}^n P_i - \min \quad (3)$$

После выбора состава ступеней для всех пусковых органов УПАЭ формирует таблицу управляющих воздействий [1].

Для реализации вышеописанного алгоритма УПАЭ должно контролировать суммарные мощности нагрузки, доступные для отключения от каждой ступени. Эти величины, а также суммарный переток мощности в сечении будут передаваться в УПАЭ из оперативно-информационного комплекса (ОИК) диспетчерского центра по каналам телемеханики. Определение суммарного перетока в сечении и суммарных мощностей ступеней осуществляется суммированием соответствующих телеизмерений в ОИК. На случай отсутствия связи УПАЭ с ОИК переток в сечении определяется умножением перетока через АТ на коэффициент потокораспределения. Для контроля перетока мощности через АТ в УПАЭ будут заведены токовые цепи АТ и цепи напряжения соответствующих систем шин. В качестве мощностей ступеней используются почасовые значения, определённые по результатам контрольных замеров.

Стоит заметить, что на сегодняшний день отсутствует методика по выбору уставок ЛАПНУ. При расчёте этих параметров основным документом является [2], также используются руководства по эксплуатации [1]. В связи с этим поставлена задача создания методики по выбору уставок ЛАПНУ. Уставка принимается меньшей из 3 условий:

1) Условие обеспечения запаса статической устойчивости по активной мощности в 8 % в послеаварийном режиме, формула (4):

$$P_{УСТ} = 0,92 \cdot P_{доав}(P_{n/ав}) - \Delta P_{нк}, \quad (4)$$

где $P_{n/ав}$ – предельный по статической аperiodической устойчивости переток активной мощности в схеме, соответствующей послеаварийному режиму.

$P_{доав}(P_{n/ав})$ – предельный переток активной мощности в доаварийном режиме, при котором после отключения элемента сечения, являющегося пусковым органом для УПАЭ, достигается предел по статической аperiodической устойчивости. Определяется утяжелением режима в соответствии с [2]. $\Delta P_{нк}$ – мощность нерегулярных колебаний.

2) Условие обеспечения запаса статической устойчивости по напряжению в 10 % в послеаварийном режиме, формула (5):

$$P_{УСТ} = P_{доав}(U_{n/ав}) - \Delta P_{нк}, \quad (5)$$

где $P_{доав}(U_{n/ав})$ – предельный переток активной мощности в доаварийном режиме, при котором после отключения рассматриваемого элемента сечения напряжения в контрольных пунктах достигают аварийно допустимых значений.

3) Условие отсутствия токовых перегрузок, превышающих нормативные для послеаварийного режима значения, формула (6):

$$P_{УСТ} = P_{доав}(I_{n/ав}) - \Delta P_{нк}, \quad (6)$$

где $P_{доав}(I_{n/ав})$ – предельный переток активной мощности в доаварийном режиме, при котором после отключения элемента сечения, являющегося пусковым органом для УПАЭ, токовые перегрузки ЛЭП и оборудования достигают аварийно допустимых значений.

Выбранное значение уставки необходимо проверить на сохранение устойчивости в электромеханическом переходном процессе при нормативных возмущениях.

IV. ПРОВЕРКА АЛГОРИТМА

Для проверки алгоритма и предложенной методики в ПК «RastrWin3» и «Mustang» сформированы расчётные модели энергосистемы, изображённой на рис. 1.

Так как выбор накладки в схеме САОН осуществляется диспетчерским персоналом раз в смену, то анализ действия УПАЭ выполнен для максимального и минимального режимов, возможных в течение диспетчерской смены. Моделировались короткие замыкания (КЗ) в АТ при выведенном в ремонт другом АТ. В ПК «RastrWin3» контролировались токовые загрузки ветвей, запасы статической устойчивости, состав и объём задействованных шинок. Результаты представлены в таблицах I, II. Во всех случаях послеаварийный режим соответствовал всем требованиям, изложенным в [2]. В ПК «Mustang» сформирован режим, при котором нормативные возмущения II группы приводили к асинхронному режиму. В случае реализации УВ по алгоритму УПАЭ динамическая устойчивость сохранялась, рис. 2.

Таблица I. АНАЛИЗ МАКСИМАЛЬНОГО РЕЖИМА

Показатели	Алгоритм САОН	Алгоритм УПАЭ с наличием телеметрии из ОИК	Алгоритм УПАЭ с наличием телеметрии из ОИК
Состав задействованных ступеней	1-6	1-6	1-6
Мощность отключенных потребителей, МВт	176,4	176,4	176,4
Наибольшая токовая нагрузка, %	97,9	97,9	97,9
Запас статической устойчивости по активной мощности, %	17,3	17,3	17,3
Запас статической устойчивости по напряжению, %	30,6	30,6	30,6

Таблица II. АНАЛИЗ МИНИМАЛЬНОГО РЕЖИМА

Показатели	Алгоритм САОН	Алгоритм УПАЭ с наличием телеметрии из ОИК	Алгоритм УПАЭ с наличием телеметрии из ОИК
Состав задействованных ступеней	1-6	1, 4	1, 2, 5
Мощность отключенных потребителей, МВт	141,2	46	59,8
Наибольшая токовая нагрузка, %	68,8	94,2	86,9
Запас статической устойчивости по активной мощности, %	23,3	21,3	21,9
Запас статической устойчивости по напряжению, %	62,3	42,5	49,7

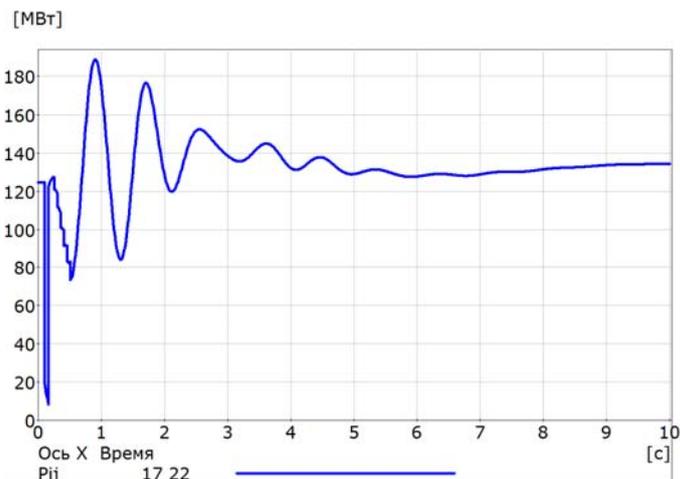


Рис. 2. Динамика изменения перетока в сечении при КЗ на ошиновке 220 кВ АТ.

V. Выводы

- 1) УПАЭ осуществляет автоматическую дозировку УВ.
- 2) Объёмы УВ, определённые по алгоритму УПАЭ, минимизированы и при этом достаточны для сохранения устойчивости и ликвидации недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования.
- 3) Наличие нескольких пусковых органов позволяет защищать от токовых перегрузок все элементы сечения, что позволяет повысить МДП.
- 4) Существующая панель ЛАПНУ на ПС 500 кВ Куйбышевская помимо САОН включает в себя централизованное устройство отключения нагрузки. Данное устройство предназначено распространения команд на отключение нагрузки от комплекса противоаварийной автоматики Жигулевской ГЭС. Так как панель единственная, то в случае её отказа, поступившие команды не будут переданы до мест реализации УВ. В этом случае возможны токовые перегрузки ЛЭП 500 кВ ОЭС Средней Волги и даже нарушение статической устойчивости. Наличие двух полукомплектов в УПАЭ исключает его отказ.
- 5) При вводе в эксплуатацию УПАЭ ПС 500 кВ Куйбышевская, действие на пуск передатчиков будет выведено. Работа устройства и его состояние будут анализироваться. Если УПАЭ будет функционировать правильно, то оно будет введено в работу окончательно.

Список литературы

- [1] Устройство противоаварийной автоматики энергоузла (УПАЭ). Руководство пользователя. Часть I. Руководство технолога по базовой части программного обеспечения УПАЭ. – Екатеринбург: Общество с ограниченной ответственностью «Прософт-Системы», 2009. – 127 с.
- [2] СО 153-34.20.576-2003. Методические указания по устойчивости энергосистем. – Введены 30.06.2003. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004. – 14 с.
- [3] Рахаев А.В. Модернизация комплекса автоматики предотвращения нарушения устойчивости подстанции 500 кВ // Интеллектуальные энергосистемы: труды IV Международного молодежного форума. В 3т. Томск 10 - 14 октября 2016г. Т.3.- Материалы IV Междуна- родного форума «Интеллектуальные энергосистемы», 366 с. – С. 80-83.
- [4] Беркович М. А. и др. Основы автоматики энергосистем/ М. А. Беркович, А. Н. Комаров, В. А. Семенов. – М.: Энергондизат, 1981. – 432 с., ил.

Исследование режимов работы парогазовой установки при выделении на изолированную работу в составе дефицитного энергорайона

О.Ю.Малоземова^{1,2}, П.В.Тошаков², П.В.Чусовитин^{1,2}, А.В.Паздерин¹

¹ФГАОУ ВО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н.Ельцина», Екатеринбург, Россия

²Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Урала, Екатеринбург, Россия

Аннотация — В настоящее время в энергосистеме вводится в работу большое количество парогазовых установок (ПГУ). Данные установки являются более маневренными по сравнению с обычными паротурбинными установками, а также имеют более высокий КПД. Опыт эксплуатации ПГУ показал, что имеется ряд существенных ограничений при работе данных установок в условиях значительных отклонений частоты электрического тока от номинального значения. Это связано, прежде всего, с тем, что при значительном снижении частоты ПГУ будет стремиться поддержать температуру газов в камере сгорания на номинальном уровне и будет препятствовать набору мощности. В данной работе исследовалось изменение режимов работы ПГУ при различных скоростях снижения частоты в энергорайоне. При проведении анализа работы ПГУ при выделении на изолированную работу использовался ПК «RuStab», который имеет в своей библиотеке модель газовой турбины и модель паровой части ПГУ. В данной статье показано, как учитывая скорость изменения частоты в начальный период времени можно предположить характер изменения мощности ПГУ в последующем процессе.

Ключевые слова — парогазовая установка, газовая турбина, изолированная работа, регулирование частоты.

Investigation of combined cycle power plant modes in deficit area under islanding conditions

O.Yu. Malozemova^{1,2}, P.V. Toschakov², P.V. Chusovitin^{1,2}, A.V. Pazderin¹

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

²System Operator Branch IDO of Ural, Ekaterinburg, Russian Federation

Abstract — At present a large number of combined cycle power plants (CCPPs) is implemented in power system. These installations are faster than conventional steam-turbine installations and they have higher efficiency. The operation experience has shown that there are serious constraints on the installations operation under frequency excursions. First of all it is connected with the following fact: under low frequency conditions CCPP will nominal temperature in combustion chamber. And this process will stand up against active power increase. In this work the CCPP modes variation under different frequency decrease speed is investigated. The CCPP islanding conditions analysis has been carried out by means of RuStab, which has gas and steam turbines models in its library. The paper show how the power variation can be assumed

Key-words: combined cycle power plant, gas turbine, isolated operation, frequency control.

I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время основная часть электроэнергии вырабатывается на основе сгораемого топлива. Одной из наиболее эффективных и экологичных установок на сгораемом топливе является ПГУ [1]. В настоящее время, как в России, так и по всему миру устанавливается большое количество данных установок. Например, в России на начало 2017 года доля ПГУ в составе установленной мощности генерирующего оборудования ЕЭС России достигла 13,48%. При этом за 2016 год в ЕЭС России были введены в работу ПГУ с суммарной установленной мощностью 1295 МВт, что составляет 30% от суммарного объема вновь введенных мощностей [2].

Опыт эксплуатации показал, что одним из проблемных вопросов является поведение данной установки при значительных отклонениях частоты электрического тока в энергосистеме от номинального значения. На настоящий момент существует большое количество иностранных публикаций на данную тему [3-5]. Далее будет показано как по характеру изменения частоты в первые секунды после начала возмущения определить характер изменения мощности ПГУ в последующем процессе, а, следовательно, и характер участия установки в регулировании частоты.

II. ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИИ И РЕЖИМОВ РАБОТЫ ПГУ

Парогазовая установка состоит из двух частей: газовой и паровой. Газовые турбины довольно маневренные и

изменяют свою мощность за очень короткое время, в отличие от паровой турбины. Паровая турбина в составе ПГУ работает, как правило, на скользящих параметрах. И, если при повышении частоты она довольно быстро может изменить свою мощность путем снижения подачи пара на турбину, то при снижении частоты паровая турбина начинает набирать мощность в соответствии с изменением мощности газовой с большой инерционностью. Поэтому, в первые десятки секунд влияние паровой турбины довольно незначительно и при исследовании основной акцент делается на особенности функционирования газовых турбин.

Принципиальная схема парогазовой установки представлена на рисунке 1. Воздух поступает в компрессор, где сжимается и далее в камере сгорания смешивается с топливом (также ПГУ может работать и в режиме предварительного смешивания). Топливо-воздушная смесь сгорает, горячие газы расширяются в турбине и вращают ее. Из турбины газы поступают в котел-утилизатор, где нагревают воду. Вода превращается в пар, который вращает паровую турбину [6].

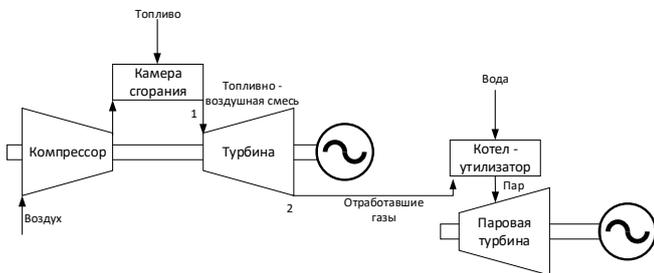


Рис. 1. Принципиальная схема парогазовой установки

В ходе процесса важно поддерживать температуру на входе в газовую турбину (точка 1) на допустимом уровне по условию жаропрочности оборудования. В связи с тем, что измерить температуру в точке 1 крайне сложно, то необходимый уровень температуры в данной точке дорассчитывается и регулируется посредством температуры, измеренной в точке 2.

Температура может регулироваться двумя основными способами: изменением уровня подачи воздуха в камеру сгорания и изменением объема подаваемого топлива. Изменение подачи воздуха регулируется изменением положения лопаток входного направляющего аппарата компрессора (ВНА). В случае если требуемой величины температуры не удается достигнуть данным образом, то дополнительно регулируется подача топлива.

Таким образом, в связи с необходимостью регулирования температуры, в ряде режимов может возникнуть потребность в принудительном изменении подачи топлива. В связи с изменением объема подачи топлива будет меняться и выдаваемая активная мощность установки. Следовательно, мощность газовой турбины может изменяться не только в процессе изменения планового задания по мощности или отработки задания регулятора скорости, но и по сигналу от регулятора температуры [3].

В нормальном режиме работы установки температура газов в турбине поддерживается на номинальном уровне по условию наибольшей эффективности работы котла-утилизатора. При выделении ПГУ на изолированную работу в составе энергорайона с дефицитом активной

мощности и последующим снижением частоты происходит снижение скорости вращения компрессора в связи с тем, что компрессор находится на одном валу с турбиной и генератором. Снижение скорости вращения компрессора приводит к пропорциональному росту температуры в турбине. Увеличение температуры будет в первую очередь ликвидироваться регулятором подачи воздуха, то есть будут открываться лопатки ВНА. Но при больших отклонениях частоты этого, как правило, не достаточно и регулятор температуры начнет выдавать сигнал на снижение объема подачи топлива. Таким образом, может сложиться ситуация, что в темпе процесса мощность ПГУ начнет принудительно снижаться. Снижение мощности приведет к увеличению небаланса мощности изолированно работающем энергорайоне и соответственному снижению частоты электрического тока. Дальнейшее снижение частоты, в свою очередь, может привести к прогрессирующему повышению температуры газов и к еще большему увеличению дефицита активной мощности. Таким образом, может возникнуть лавинообразный процесс, приводящий в худшем случае к останову ПГУ и, как следствие, отключению части потребителей действием устройств автоматики ограничения снижения частоты либо погашению всего энергорайона.

III. ОПИСАНИЕ МОДЕЛИ ПГУ

Для моделирования работы ПГУ в составе энергорайона использовался ПК RuStab, который имеет в своей библиотеке модель газовой турбины и модель паровой части ПГУ [7]. В качестве модели газовой турбины была принята модель Роуена. Данная модель отражает работу реальной газовой турбины при отклонениях частоты от 95% до 107% от номинального значения. В настоящее время эта модель широко используется в целях исследования работы газовых турбин при отклонениях частоты.

Структура данной модели представлена на рисунке 2 [4,5].

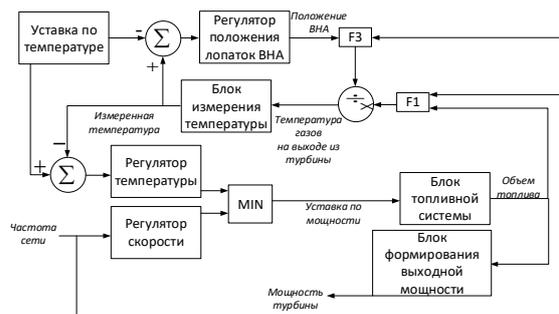


Рис. 2. Структура модели газовой турбины

Уставку по мощности определяют регулятор скорости и регулятор температуры. Из двух предписанных значений выбирается минимальное, которое и определяет объем подачи топлива в камеру сгорания. По значениям частоты вращения вала, объема топлива, положения входного направляющего аппарата (ВНА) в модели определяется температура газов на выходе из турбины. Отклонение измеренной частоты вращения вала от номинальной определяет действие регулятора скорости, а отклонение измеренной температуры от уставки определяет действие регулятора положения лопаток ВНА и регулятора температуры. В схеме присутствуют блоки

функций F1 и F3, которые содержат в себе математические зависимости входных и выходных параметров. Описание данных функций можно найти в [3,4].

Паровая часть моделируется значительно более упрощенно, так как ее реакция полностью зависит от реакции газовой турбины. Модель паровой части состоит из двух компонентов: котла-утилизатора и паровой турбины, которые моделируются аperiodическими звеньями.

IV. ОПИСАНИЕ ТЕСТОВОГО ЭНЕРГОРАЙОНА

Для моделирования был принят тестовый энергорайон, включающий ПГУ, установленной мощностью 480 МВт. В составе ПГУ содержатся три турбины: две газовых и одна паровая, установленная мощность каждой турбины составляет 160 МВт. Схема рассматриваемого энергорайона с уровнями напряжений и нагрузками в узлах в одном из режимов представлена на рисунке 3. Суммарная нагрузка энергопринимающих установок в энергорайоне варьировалась в зависимости от эксперимента в диапазоне от 350 до 450 МВт при загрузке ПГУ от 240 до 480 МВт соответственно. Статизм регулятора скорости ПГУ и статическая характеристика нагрузки энергорайона во всех экспериментах приняты одинаковыми.

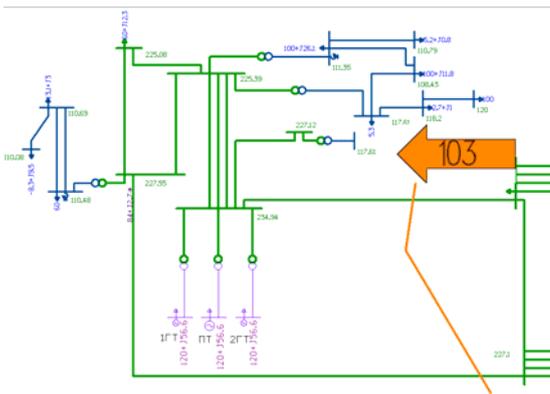


Рис. 3. Схема тестового энергорайона

Энергорайон связан с энергосистемой двумя ВЛ 220 кВ. На рисунке 3 показано сечение, включающее данные линии, а также указан переток активной мощности в этом сечении в одном из режимов.

V. ОПИСАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ

В данной работе рассматривалась схема ремонта одной из линий, связывающих рассматриваемый энергорайон с остальной энергосистемой, и аварийное отключение последней. Выделение энергорайона на изолированную работу происходило с дефицитом активной мощности. Сначала определялась величина наибольшего дефицита активной мощности в исходном режиме, при котором после выделения энергорайона на изолированную работу регулятор температуры не препятствовал набору мощности, заданному регулятором скорости при фиксации снижения частоты. Затем в данном исходном режиме без изменения мощности ПГУ увеличивалась величина нагрузки в энергорайоне, и повторялось моделирование выделения района на изолированную работу, что приводило к процессам снижения мощности, подтверждающим описанное ранее. Регулятор

температуры вступал в работу и в темпе процесса начинал принудительно действовать на снижение мощности газовой турбины, что приводило к дальнейшему снижению частоты. По мере увеличения величины дефицита активной мощности в исходном режиме усиливалась и интенсивность действия регулятора температуры после выделения энергорайона на изолированную работу.

На рисунке 4 приведены зависимости частоты от времени при исходной загрузке каждой из турбин 140 МВт. Разные кривые соответствуют различным скоростям снижения частоты в начальный период времени после выделения энергорайона. Увеличение скорости снижения частоты в каждом последующем эксперименте связано с увеличением исходного дефицита активной мощности.

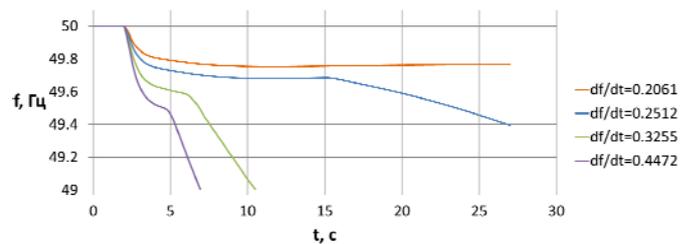


Рис. 4. Зависимости частоты от времени при исходной загрузке 3*140 МВт

Из рисунка видно, что при средней скорости снижения частоты в первоначальный период времени 0,2061 Гц/с частота устанавливается на уровне около 49,8 Гц. Если рассмотреть кривую, которая соответствует скорости снижения частоты 0,2512 Гц/с, то после резкого снижения частоты она устанавливается на величине около 49,7 Гц. Однако в момент времени 15 с происходит дальнейшее снижение частоты, что обусловлено началом действия регулятора температуры на уставку по мощности. Причем с повышением скорости снижения частоты снижается время до начала преобладания регулятора температуры, что можно более явно видеть на рисунках 5 и 6, где показаны действия регуляторов скорости и температуры и изменение мощности газовой турбины соответственно.

На рисунке 5 показаны действия регуляторов скорости и температуры при различных скоростях изменения частоты. Сигналы показаны в относительных единицах - относительно номинальной мощности турбины. Так как сигналы берутся с входа в блок минимального значения (рисунок 2), то ограничения по номинальной мощности в данном случае отсутствуют, они накладываются далее в модели. В рассмотренном случае с наиболее медленным снижением частоты регулятор скорости дает сигнал на повышение активной мощности в соответствии с коэффициентом статизма. При этом сигнал регулятора температуры в данном случае на всем промежутке времени соответствует большему значению по мощности, чем сигнал регулятора скорости, поэтому регулятор температуры не влияет на изменение мощности газовой турбины в данном случае. При скорости изменения частоты 0,2512 Гц/с в момент времени 15 с сигнал регулятора температуры становится равен сигналу регулятора скорости и далее опускается ниже. Аналогично происходит и в других случаях, но в каждом последующем случае задание регулятора скорости растет более резко, чтобы предотвратить снижение частоты, а также температура газов повышается более быстро, на что

пропорционально реагирует регулятор температуры. Таким образом, при увеличении скорости снижения частоты сигналы регулятора скорости и регулятора температуры становятся более крутыми и пересекаются раньше, после чего процесс становится необратимым.

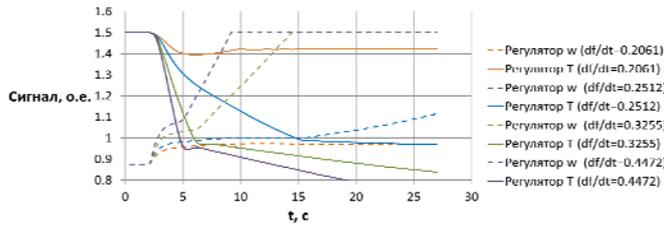


Рис. 5. Изменение сигналов регуляторов температуры и скорости во времени

На рисунке 6 показано изменение мощности газовой турбины. Из рисунка видно, что в первый период времени во всех случаях мощность турбины увеличивается. Пока в регулировании участвует только регулятор скорости после набора мощности турбина работает с мощностью, близкой к номинальной нагрузке, в том числе используя разрешенный в модели аварийный перегруз. В ряде случаев видно, что через несколько секунд после того, как сигналы регуляторов пересеклись, турбина начинает снижать свою мощность в соответствии с заданием регулятора температуры.

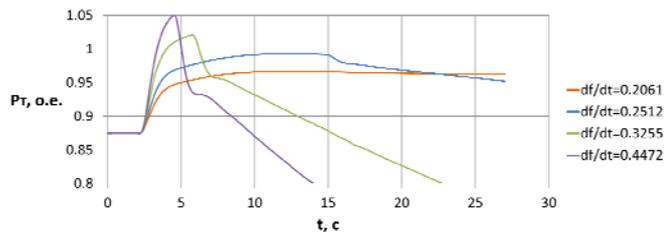


Рис. 6. Изменение мощности газовой турбины во времени

Аналогичные серии экспериментов проводились для разных исходных нагрузок турбин. Во всех экспериментах фиксировалась продолжительность периода времени от момента начала процесса отклонения частоты до момента начала необратимого снижения мощности установки. На рисунке 7 представлены графики зависимости продолжительности вышеуказанного периода от скорости снижения частоты для различного уровня начальной загрузки генераторов ПГУ: пунктиром показаны асимптоты – скорости снижения частоты, при которых снижения мощности ПГУ принудительным действием регулятора температуры не происходит.

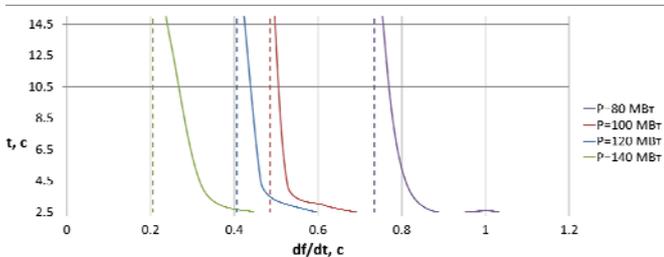


Рис. 7. Зависимость времени от начала возмущения до начала снижения мощности установки

Как видно из рисунка, данные характеристики имеют нелинейный характер. Как было сказано выше по мере увеличения скорости снижения частоты характеристики сигналов регуляторов становятся более крутыми и их пересечение происходит быстрее. Следовательно, по мере увеличения скорости снижения частоты момент начала нежелательного с точки зрения режима снижения мощности начинает приближаться к моменту начала отклонения частоты.

Но при этом с увеличением скорости снижения частоты зависимость становится более пологой. Это связано с тем, что требуется некоторое время, чтобы регулятор температуры перекрыл действие регулятора скорости. Кроме того, при снижении загрузки ПГУ повышается предельно допустимая скорость снижения частоты, при которой не произойдет нежелательного сброса мощности. Это связано с тем, что ПГУ при небольшой нагрузке успевает набрать необходимую мощность и предотвратить слишком глубокую просадку частоты, а значит предотвратить перегрев газовой турбины.

VI. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В связи с тем, что при снижении частоты в парогазовой установке снижается подача воздуха в камеру сгорания и температура газов повышается выше допустимой, изменение мощности данной установки в процессе регулирования частоты при возникновении значительных небалансов активной мощности в энергосистеме может быть противоположно требуемому, что может привести к еще более глубокому снижению частоты. В данной статье исследовалось влияние скорости снижения частоты и исходной загрузки генерирующего оборудования по мощности на уровень риска возникновения такого процесса.

Результаты цифровых экспериментов показали, что наличие риска процесса нежелательного снижения мощности ПГУ при выделении энергорайона на изолированную работу с дефицитом активной мощности можно определить с учетом граничных величин по прогнозируемой скорости снижения частоты, а также в зависимости от исходной загрузки ПГУ в доаварийном режиме.

Список литературы

- [1] Зысин Л.В. Парогазовые и газотурбинные тепловые электростанции: учеб. пособие. – СПб. : Изд-во Политехн. ун-та, 2010. – 368 с.
- [2] Отчет о функционировании ЭЭС России в 2016 году. АО «СО ЭЭС».
- [3] Meegahapola, L. Characterisation of gas turbine dynamics during frequency excursions in power networks, IET Generation, Transmission & Distribution, 2014, Vol. 8, Iss. 10, pp. 1733–1743.
- [4] Meegahapola, L., Flynn, D. 'Gas Turbine Modelling for Power System Dynamic Simulation Studies' in Francisco M. Gonzalez-Longatt, José Luis Rueda (ed.) PowerFactory Applications for Power System Analysis, Springer, Cham, Switzerland, 2014, pp. 175-195.
- [5] IEEE Power & Energy Society, Dynamic models for Turbine-Governors in Power System Studies, Technical report PES-TR1, Jan 2013.
- [6] Цанев, С.В., В.Д. Буров, Ремезов, А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. – Москва: МЭИ, 2009. – 584 с.
- [7] Руководство пользователя ПК «RuStab».

Работа энергоблока «синхронный генератор с нерегулируемым возбуждением - объединенный регулятор потоков мощности» при аварийном выделении части энергосистемы на изолированную работу

М.Е.Гольдштейн¹, И.С.Егоров²

¹Южно-Уральский Государственный Университет (НИУ),

²АО Концерн Росэнергоатом филиал "Белоярская АЭС"

¹г. Челябинск, ²г. Заречный

Аннотация — Показаны возможности управления режимными параметрами при аварийном выделении на изолированную работу части энергосистемы, содержащей энергоблок «Синхронный генератор - объединенный регулятор потоков мощности». Оценена возможность использования активно-адаптивных элементов для стабилизации уровней напряжения в выделенной части энергосистемы. Проведенные в программном комплексе MATLAB Simulink модельные эксперименты показали, что энергоблоки «Синхронный генератор - объединенный регулятор потоков мощности» обладают высоким быстродействием и диапазоном регулирования, и в ряде случаев позволяют предотвратить отключение потребителей и сохранить режимные параметры в допустимых пределах, при выделении части энергосистемы на изолированную работу. Применение таких энергоблоков позволит существенно повысить уровень надежности электроснабжения потребителей.

Ключевые слова — изолированные электрические сети; объединенный регулятор потоков мощности; синхронный генератор; регулирование режимных параметров; системные аварии.

Operation of unit «synchronous generator with uncontrolled excitation – unified power flow controller» in case of emergency isolated operation of power system

M.E. Goldshteyn¹, I.S. Egorov²

¹South Ural State University (NIU), ²Branch of Concern Rosenergoatom "Beloyarskay NPP"

¹Chelyabinsk, Russia ²Zarechny, Russia

Abstract — The possibilities of controlling the regime parameters are shown in case of emergency isolated operation of power system containing the "Synchronous generator - unified power flow regulator" power unit. Was determined the performance of using active-adaptive elements for stabilizing voltage levels in the allocated part of the power system. Model simulations conducted in the MATLAB Simulink software package showed that the power units "Synchronous generator - unified power flow controller" have high speed and regulation range, and in some cases can prevent consumers from shutting down and maintain the parameters within acceptable limits, in case of emergency isolated operation of power system. Application of these power units will significantly improve reliability of power supply.

Keywords — isolated electrical networks; unified power flow controller; synchronous generator; mode control; power system crashes.

1. ВВЕДЕНИЕ

Крупные системные аварии могут привести к выделению части энергосистемы на изолированную работу, особенно это касается удаленных районов с неразвитой сетью. При этом возникает необходимость удерживать в допустимых пределах такие режимные параметры, как частота и уровень напряжения. Это можно выполнить, применяя активно-адаптивные элементы. Одним из таких элементов является энергоблок, включающий синхронный генератор с нерегулируемым возбуждением и объединенный регулятор потоков мощности. Применение таких энергоблоков позволяет

осуществлять регулирование напряжения и реактивной мощности электростанций с большим уровнем быстродействия, в сравнении с традиционными способами регулирования (путем изменения тока возбуждения синхронных генераторов), поскольку контур возбуждения имеет большую постоянную времени, что негативно сказывается на быстродействии. В аварийных ситуациях, таких как выделение части энергосистемы на изолированную работу, от изолированной энергосистемы требуется высокий уровень быстродействия регулирования режимных параметров, во избежание дальнейшего развития аварии и отключения потребителей. Ранее были показаны функциональные

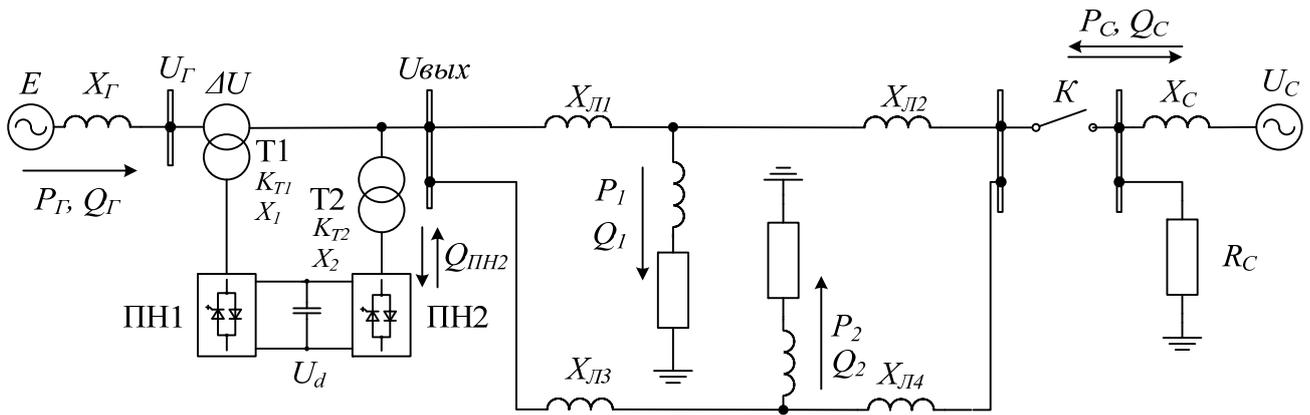


Рис.1 Схема энергоблока «Синхронный генератор – ОРПМ», работающего в энергосистеме

возможности энергоблоков, выполненных по схеме «Синхронный генератор с нерегулируемым возбуждением – объединенный регулятор потоков мощности (ОРПМ)» [2, 4]. Результаты исследований работы таких блоков в нормальных режимах энергосистемы подтвердили высокий уровень быстродействия при регулировании напряжения и реактивной мощности, так как функции регулирования блока осуществляет входящий в его состав ОРПМ, выполненный на базе элементов силовой электроники [1, 3, 4, 5].

Следующим этапом анализа перспектив применения таких энергоблоков является изучение его возможностей при аварийном отключении от сети и выделении на изолированную работу.

II. РАБОТА ЭНЕРГОБЛОКА «СИНХРОННЫЙ ГЕНЕРАТОР – ОРПМ» НА ВНЕШНЮЮ СЕТЬ

Рассмотрим работу энергоблока на внешнюю сеть. Схема включения энергоблока в сеть приведена на рис.1. Выдача мощности осуществляется посредством двух параллельных линий с промежуточным отбором мощности P_1, Q_1 и P_2, Q_2 . ОРПМ подключается непосредственно к выводам статора генератора и включает в себя трансформаторы Т1 и Т2, преобразователи ПН1 и ПН2, объединенные по стороне постоянного тока через емкостную вставку. ПН1 и ПН2 могут работать в четырех квадрантах комплексной плоскости, т.е. быть выпрямителем или инвертором, и могут как потреблять, так и генерировать реактивную мощность в каждом из этих режимов. Регулирование напряжения осуществляется вводом с помощью трансформатора Т1 добавочного напряжения ΔU , фаза которого ρ может изменяться от нуля до 360 эл. град. по отношению к фазе напряжения СГ. Амплитуда этого напряжения регулируется в пределах, ограниченных параметрами трансформатора Т1 и преобразователя ПН1. В результате выходное напряжение комплекса $U_{вых}$ является векторной суммой двух напряжений: напряжения на выводах статора СГ - U_G и напряжения ΔU последовательной обмотки трансформатора Т1. Получаемый таким образом диапазон регулирования показан на векторной диаграмме (рис.2а). Преобразователь ПН2, связанный с шинами электростанции через трансформатор Т2, обеспечивает генерацию или потребление реактивной мощности (в зависимости от режима энергосистемы) в узле подключения блока, а также создает контур для

протекания активной мощности между преобразователями ПН1 и ПН2 [1, 4, 5].

Управление реактивной мощностью осуществляется изменением величины напряжения преобразователя ПН2. Напряжение, приложенное к X_2 (индуктивному сопротивлению трансформатора Т2), является разницей напряжений $U_{вых}$ и $U_{ПН2}$. Активное сопротивление трансформатора незначительно, поэтому ток в этой цепи отстаёт на 90° от напряжения, приложенного к X_2 . При этом, если напряжение преобразователя $U_{ПН2}$ совпадает по фазе с напряжением $U_{вых}$, то ток $I_{ПН2}$ имеет только реактивную составляющую, происходит обмен с сетью реактивной мощностью. Реактивная мощность ПН2 имеет емкостной характер, если амплитуда напряжения преобразователя больше амплитуды напряжения $U_{вых}$ и индуктивный характер, если меньше. Векторные диаграммы приведены на рис.2б.

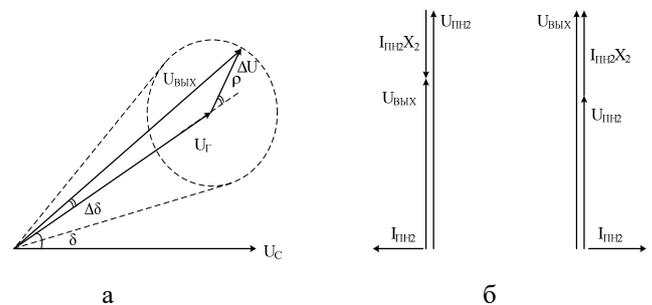


Рис.2 а - векторная диаграмма напряжений энергоблока «СГ - ОРПМ» при его работе на сеть бесконечной мощности для установившихся режимов; б - векторные диаграммы работы преобразователя ПН2 для режимов генерации и потребления реактивной мощности.

III. АВАРИЙНОЕ ВЫДЕЛЕНИЕ ЧАСТИ СЕТИ, СОДЕРЖАЩЕЙ ЭНЕРГОБЛОК «СИНХРОННЫЙ ГЕНЕРАТОР – ОРПМ» НА ИЗОЛИРОВАННУЮ РАБОТУ

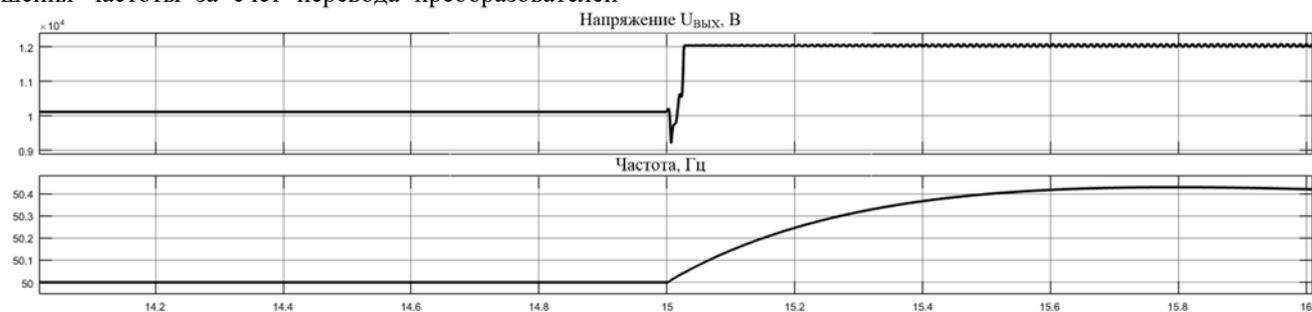
Рассмотрим работу приведенной ранее схемы (рис.1). В нормальном режиме ключ К замкнут. Уравнение баланса активной мощности имеет вид:

$$P_G = P_1 + P_2 + P_C$$

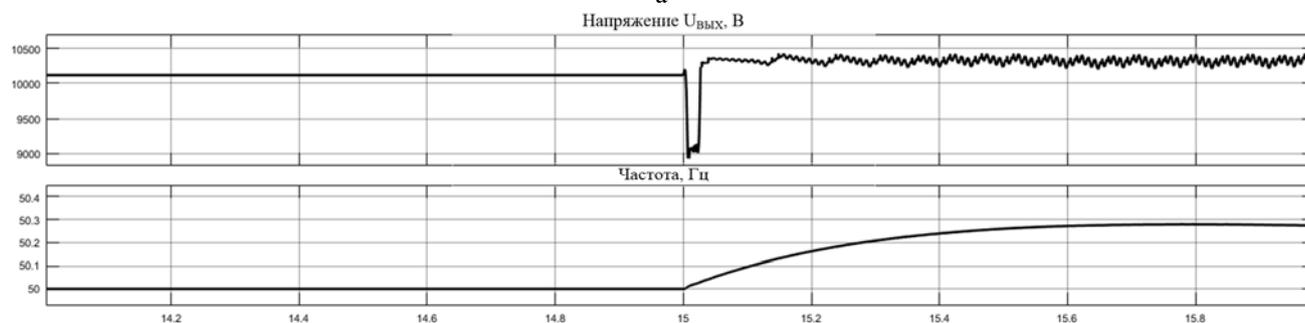
где P_G – мощность, выдаваемая генератором, P_C – мощность выдаваемая во внешнюю сеть (на схеме ветвь с сопротивлением R_C). При отключении ключа К происходит отделение схемы от внешней сети с избытком мощности равным P_C .

При аварийном выделении электростанции на изолированную работу с большим избытком генерируемой мощности необходимой мерой для восстановления баланса является разгрузка генераторов. Однако, вследствие относительно медленного действия регуляторов скорости турбин, не успевающих за развитием аварийного процесса повышения частоты, в выделившемся участке сети может потребоваться отключение части генераторов. Применение ОРПМ совместно с генератором позволит замедлить процесс повышения частоты за счет перевода преобразователей

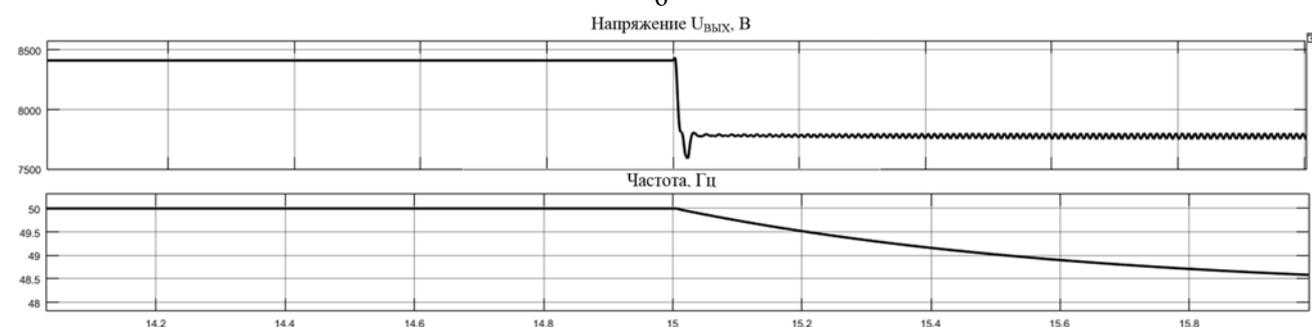
ПН1, ПН2 в режим потребления реактивной мощности, что приводит к снижению напряжений. На рис.3 приведены временные диаграммы амплитудных значений напряжения $U_{\text{ВЫХ}}$, и значений частоты рассматриваемого энергоблока, полученные с помощью имитационной модели схемы, приведенной на рис.1, в среде MATLAB Simulink. Как видно на рис.3а в случае избытка мощности нарастание частоты заметно снижается при стабилизации напряжения с помощью ОРПМ. Это дает дополнительные 0.4-0.8с времени для ликвидации аварии.



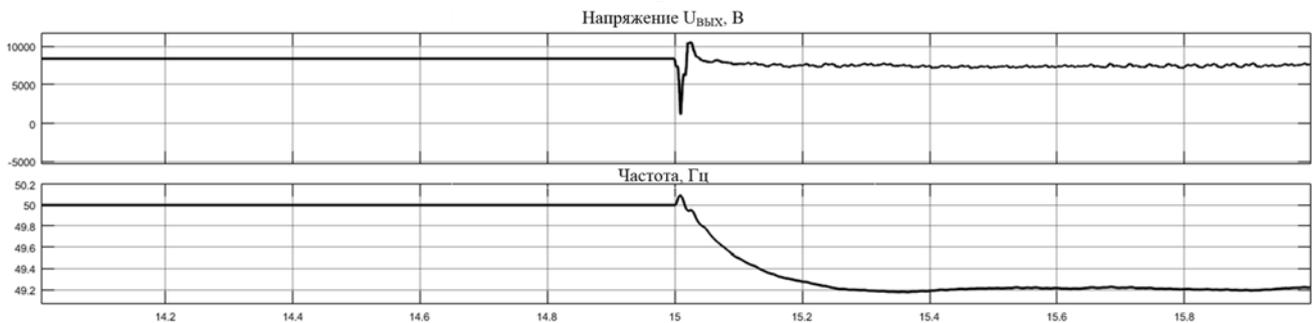
а



б



в



г

Рис.3 Временные диаграммы параметров энергоблока «Синхронный генератор с нерегулируемым возбуждением – объединенный регулятор потоков мощности» при выделении на изолированную работу: а – с избытком мощности без регулирования; б – с избытком мощности и с адаптивной регулировкой; в – с дефицитом мощности без регулирования; г – с дефицитом мощности и с адаптивной регулировкой.

Далее рассмотрим случай выделения энергоблока на изолированную работу, но уже с дефицитом мощности, из схемы (рис.1) исключаем R_C а мощность генератора P_G выбирается таким образом чтобы $P_G < P_1 + P_2$ тогда в нормальном режиме часть мощности нагрузки покрывается за счет внешней сети, а при отключении ключа K , в выделенном участке сети возникает дефицит мощности. Нехватка активной мощности приводит к снижению уровня частоты и напряжения. Во избежание лавинообразного падения частоты и напряжения необходимо принимать меры по вводу резервов активной мощности. Однако, как и в предыдущем случае, на это может потребоваться время, за которое авария может принять необратимый характер, так как при низких значениях частоты существенно снижается производительность агрегатов собственных нужд электростанций, что приводит к снижению вырабатываемой активной мощности. Чтобы не допустить обвала частоты потребуются отключение части нагрузки.

Наличие в выделенном участке энергоблоков, выполненных по схеме «Синхронный генератор с нерегулируемым возбуждением – ОРПМ» позволит замедлить процесс падения частоты, что даст больше времени на ввод резервов или восстановления связи с энергосистемой, даст возможность избежать отключения потребителей. При такой аварии ОРПМ переводится в режим регулятора напряжения, повышая напряжение на выходе энергоблока, а также выдает реактивную мощность, дефицит которой может привести к существенному снижению напряжения, при котором возможны отказы частотной автоматики и отказы отключения выключателей на подстанциях с оперативным переменным током. Дополнительная генерация реактивной мощности стабилизирует уровни напряжений в выделенном участке сети, замедляет процесс падения частоты. На рис.3б приведены временные диаграммы для упомянутой ранее схемы, но с выделением на изолированную работу с дефицитом мощности. Как и в предыдущем случае, наличие ОРПМ замедляет процесс изменения частоты и стабилизирует напряжение на уровне, близком к предаварийному.

IV. Выводы

Разработанная имитационная модель схемы «Синхронный генератор с нерегулируемым возбуждением – объединенный регулятор потоков мощности» в программном комплексе MATLAB Simulink позволяет оценить функциональные возможности энергоблока, при аварийном выделении части энергосистемы, содержащей данный энергоблок, на изолированную работу с

отклонением частоты. Проведенный модельный эксперимент показывает возможность энергоблока замедлить развитие аварии за счет возможности осуществлять потребление или генерацию реактивной мощности и регулировки напряжения на выходе энергоблока в пределах определяемых параметрами основного оборудования (трансформаторов и преобразователей) и емкостью конденсаторной батареи вставки постоянного тока. Такие энергоблоки обладают высоким уровнем быстродействия, что позволяет повысить надежность электроснабжения потребителей, в том числе и при системных авариях. Применение энергоблока позволяет использовать более дешевые и надежные синхронные генераторы с нерегулируемым возбуждением, причем без ущерба надежности в нормальных и аварийных режимах.

Таким образом, энергоблоки «Синхронный генератор - объединенный регулятор потоков мощности» позволяют в ряде случаев предотвратить отключение потребителей и сохранить режимные параметры в допустимых пределах, при выделении части энергосистемы на изолированную работу с нарушением баланса мощности. Применение таких энергоблоков позволит существенно повысить уровень надежности электроснабжения потребителей.

Список литературы

- [1] Кочкин В.И., Шакарян Ю.Г. Применение гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока в энергосистемах — М: Торус Пресс, 2011. — 312 с.
- [2] Гаврилов А.И., Егоров И.С., Функциональные свойства электротехнического комплекса «синхронный генератор - объединенный регулятор потоков мощности» // Научные труды 4-ой международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи», том 1, Новочеркасск, 2013, с. 313-316.
- [3] Егоров И.С., Гольдштейн М.Е. Оценка быстродействия энергоблоков «синхронный генератор – ОРПМ» при регулировании напряжения в схемах выдачи мощности электростанций // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика», 2016. – Том 16, №4. – с.39-44.
- [4] Энергоблок с регулируемыми значениями реактивной мощности, величины и фазы напряжения : пат. 2581650 Рос. Федерация: МПК H02P 9/14 H02P 9/30 H02J 3/18 / И.С. Егоров, А.И. Гаврилов, М. Е. Гольдштейн; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВПО "ЮУрГУ" (НИУ). – № 2015106287/07; заявл. 24.02.2015; опубл. 20.04.2016, Бюл. № 11. – 9 с.
- [5] Xiao-Ping Zhang Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control / Xiao-Ping Zhang ,Christian Rehtanz, Bikash Pal – Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006. – 383 pp.

Потери в трансформаторах, связанные с несинусоидальной нагрузкой

И.М. Груздев, С.Н. Шелюг

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

Екатеринбург, Россия

gruzdev-ilya@mail.ru, s.n.shelyug@urfu.ru

Аннотация — в настоящее время доля несинусоидальной нагрузки резко увеличивается, поэтому расчет силовых трансформаторов с использованием классической теории является недопустимой. Несинусоидальная нагрузка влияет на качество электроэнергии, которое начинает падать с подключением каждого нового несинусоидального потребителя. Отсутствие каждого допущения усложняет расчет, но при массовом внедрении несинусоидальной нагрузки допущения создают неточности в расчетах. Поэтому методы расчета необходимо изменять.

Ключевые слова — силовой трансформатор; несинусоидальная нагрузка; качество электроэнергии

Losses in transformers associated with non-sinusoidal load

Ilya Gruzdev, Stanislav Shelyug

Ural Federal University

Ekaterinburg, Russia Federation

gruzdev-ilya@mail.ru, s.n.shelyug@urfu.ru

Abstract — Now the share of non-sinusoidal load increases dramatically, therefore calculation of power transformers using the classical theory is unacceptable. The non-sinusoidal load affects the quality of electricity, which begins to fall with the connection of each new non-sinusoidal consumer. The absence of each assumption complicates the calculation, but with the massive introduction of a non-sinusoidal load, assumptions create inaccuracies in the calculations. Therefore, the calculation methods must be changed.

Keywords — power transformer; Non-sinusoidal load; Quality of electricity

I. ВВЕДЕНИЕ

Классическая теория расчета силовых трансформаторов предполагает ряд следующих допущений:

- Вторичная нагрузка трансформатора носит синусоидальный характер (отсутствуют нелинейные потребители)
- Характеристика намагничивания трансформатора или его вебер-амперная характеристика носят линейный характер
- Расчет силового трансформатора производится по заданным первичным параметрам
- Нагрузка трансформатора принимается симметричной по фазам
- В трансформаторе со схемой соединения обмоток «звезда-треугольник» на стороне, где соединение «треугольник» гармоники, кратные трем, замыкаются друг на друга, а со стороны «звезды» вовсе не могут протекать. [1]

II. РЕАЛЬНАЯ СИТУАЦИЯ В СЕТЯХ

Реальная ситуация в последние годы вследствие быстрого развития производства и использования там полупроводниковой техники ставит под сомнение каждое из принятых допущений. Так, использование полупроводниковой техники искажает форму кривых напряжения и тока. Искажение проявляется в появлении высших гармоник, которые пагубно влияют на качество электроэнергии.

Еще, вдобавок к появлению несинусоидальных потребителей, они, зачастую, являются однофазными. То есть, появляется несимметрия по фазам. Классический метод расчета через линейные напряжения и фазные токи не является допустимым, необходимо производить расчет через фазные напряжения и токи. Так же, при учете несимметрии допущение о высших гармониках, кратным трем, не будет являться дозволенным.

Характеристика намагничивания в форме линейной функции не может использоваться, так как при учете несинусоидальных токов мы не можем пренебрегать магнитными потерями. При использовании нелинейной

характеристики, функция намагничивающего тока будет еще более несинусоидальной, чем функция напряжения. Это как раз связано с нелинейностью намагничивающей характеристики. В функции намагничивающего тока еще сильнее будут выражены гармоники, кратные трем, которые играют самую большую роль в несинусоидальности. На рис. 1 и рис. 2 показаны характеристики намагничивающего тока от времени, полученные через характеристику намагничивания. В первом случае вторичное напряжение синусоидальное, во втором несинусоидальное, то есть и поток соответственно синусоидальный и несинусоидальный. Во втором случае гармонический состав напряжения был выбран исходя из максимально допустимого процентного содержания высших гармоник [2].

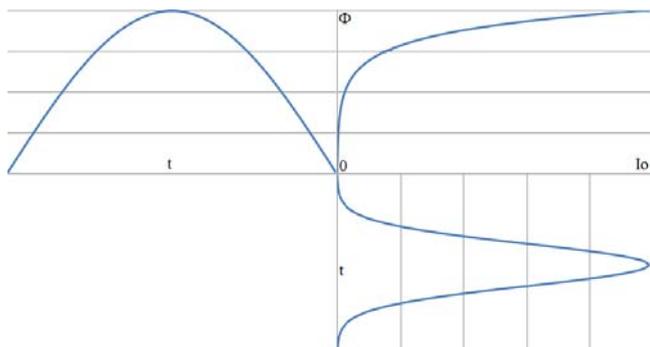


Рис. 1. Намагничивающий ток при синусоидальном потоке

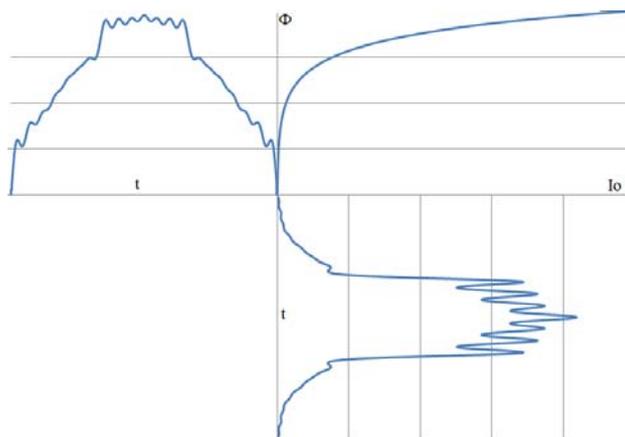


Рис. 2. Намагничивающий ток при несинусоидальном потоке

Как видно из рисунков, намагничивающий ток даже при протекании синусоидального напряжения имеет несинусоидальный характер. Ярко выражена третья гармоника, из-за которой возникает наброс тока. При несинусоидальном напряжении намагничивающий ток имеет даже более несинусоидальный характер. Высшие гармоники имеют более ярко выраженный характер. Из-за этого возникает усиленное электродинамическое и тепловое действие тока.

Допущение о том, что расчет силовых трансформаторов ведется по параметрам начала передачи, не может быть использовано, потому что зачастую известными параметрами являются вторичные (в основном, вторичное напряжение).

III. РАСЧЕТ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

С использованием допущений силовой трансформатор рассчитывается по системе уравнений через первый и

второй законы Кирхгофа без учета производных тока, что делает систему линейной и ее решением будет вектор.

Без учета допущений система линейных уравнений превращается в систему дифференциальных уравнений, решение которой можно получить только в общем виде.

Например, значение вторичного тока выражается через вторичное напряжение и ток намагничивания по выражению (1):

$$i_2 = - \frac{K_{mp} \cdot u_2(t) dt + L_{\mu} \cdot i_{\mu r}(t)}{K_{mp} \cdot L_{\sigma 2}} \quad (1)$$

где K_{mp} - коэффициент трансформации силового трансформатора, $u_2(t)$ - функция вторичного напряжения от времени, L_{μ} - взаимная индуктивность обмоток, $i_{\mu r}(t)$ - функция намагничивающего тока от времени, $L_{\sigma 2}$ - индуктивность рассеяния вторичной обмотки.

Как видно из выражения, вторичный ток будет несинусоидальным при любой функции вторичного напряжения, так как намагничивающий ток с учетом нелинейной магнитной характеристики является несинусоидальным. Аналогично и остальные переменные будут несинусоидальными.

IV. ПОТЕРИ ПРИ УЧЕТЕ ВЫСШИХ ГАРМОНИК

Общая зависимость потерь на гистерезис и намагничивание (2):

$$p_e = \left(\sigma_h \cdot \frac{f}{100} + \sigma_f \cdot \left(\frac{f}{100} \right)^2 \right) \cdot \left(\frac{B}{10000} \right)^2 \quad (2)$$

где σ_h, σ_f - коэффициенты, зависящие от марки электротехнической стали, B - индукция магнитного поля.

Используя гармонический состав из ГОСТ 32144-2013, получаем, что при учете до 39 гармоники включительно, потери на вихревые токи увеличиваются в 6-7 раз по сравнению с учетом только основной гармоники

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Применяемые в настоящее время допущения, связанные с расчетом трансформатора, становятся недопустимыми, поэтому необходимо искать новые методы расчета, так как при отсутствии допущений все расчетные уравнения становятся нелинейными, и их решение затрудняется. Так же в дальнейшем необходимо искать средства борьбы с несинусоидальностью в трансформаторах, чтобы не ухудшать качество электроэнергии.

Список литературы

- [1] Вольдек А.И. Электрические машины. Л.: Энергия, 1978. С 261-273
- [2] Межгосударственный стандарт «Электрическая энергия. Электромагнитная совместимость технических средств. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» от 22 июля 2013 г.

Веб-сервис анализа и расчета режимов для автоматической системы управления активно-адаптивной сетью

А.В. Солдатов¹, В.А. Наумов^{1,2}, Н.С. Сергеев¹, Н.Ю. Марков^{1,2}

¹ООО НПП «ЭКРА», ²ФГБОУ ВО «Чувашский государственный университет имени И.Н. Ульянова»
Чебоксары, Россия
E-mail: markov_ny@ekra.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Для реализации концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью необходимо развитие автоматических систем управления режимами электроэнергетической системы. Базовым компонентом такой системы является система анализа и расчета, которая должна быть реализована с использованием современных информационных технологий и интегрирована в географически распределенную вычислительную инфраструктуру, объединяющую разнородные ресурсы и реализующую возможность коллективного доступа к этим ресурсам.

Материалы и методы: Математический аппарат системы анализа и расчета электрической сети (АРЭС) основан на решении системы линейных алгебраических уравнений, сформированных методом узловых потенциалов в фазных координатах. Интеграция в географически распределенную вычислительную инфраструктуру обеспечивается посредством GRID-технологий.

Результаты: Реализован веб-сервис АРЭС, предназначенный для решения аналитических и расчетных задач электроэнергетики, получаемых от территориально удаленных авторизованных приложений по протоколу HTTP. Для безопасной работы с удаленными приложениями предусмотрена возможность шифрования данных в соответствии с протоколом SSL. Данные АРЭС представляются в соответствии со стандартом IEC 61968/61970, что предусматривает перспективу применения веб-сервиса в российской, а в последствии и в мировой электроэнергетической системе. АРЭС позволяет решать следующие прикладные задачи электроэнергетики: расчет эквивалентных параметров ЭС, задачи расчета и анализа режимов работы ЭС, а также задачи оптимизации работы ЭС.

Выводы: Разработанный веб-сервис АРЭС может быть использован при реализации концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью, а также как компонент системы управления распределительными сетями DMS.

Ключевые слова: интеллектуальная энергосистема с активно-адаптивной сетью; GRID-технологии; CIM; расчет и анализ режимов.

Web-service for analysis and calculation modes for automatic control system of smart grids

A.V.Soldatov¹, V.A. Naumov^{1,2}, N.S. Sergeev¹, N.Y.Markov^{1,2}

¹EKRA, Research-and Production Enterprise, Ltd., ²The Chuvash State University named after I.N. Ulyanov
Cheboksary, Russia
E-mail: markov_ny@ekra.ru

Abstract

Background: Development of automatic control system of operation power systems mode is necessary to implement the smart grid concept. Analysis and calculate modes is the basis component of this system. It is should be implemented using modern information technologies and integrated into a geographically distributed computing infrastructure heterogeneous resources and realizes the possibility of collective access to these resources.

Materials and Methods: The mathematical apparatus of the system for analysis and calculation of the electric grid (ARES) is based on solving a system of linear algebraic equations formed by the method of nodal potentials in phase coordinates. Integration into geographically distributed computing infrastructure provided by means of GRID-technologies.

Results: The ARES web-service was implemented to solve the analytical and design tasks of the electric power industry, received from territorially remote authorized applications with the HTTP protocol. SSL protocol is used to encrypt data safely work with remote applications. The data of ARES are used in accordance with the IEC 61968/61970 standard, which it provides the prospect of using the web service in Russia and later in the world electric power system. ARRES allows solving the following applied tasks of electric power industry: calculation of

equivalent parameters of electric system, calculation and analysis of electric system operation modes, and electric system operation optimization.

Conclusions: The developed ARES web service can be used to implement the intellectual power system concept power system with an active-adaptive network, and as part of an ADMS.

Key-words: smart grid; GRID-technologies; CIM; calculation and analysis modes.

I. ВВЕДЕНИЕ

Интеллектуальная электроэнергетическая система с активной адаптивной сетью (ИЭС ААС) представляет собой электроэнергетическую систему нового поколения для управления функционированием и развитием системы электроснабжения на основе современных технологических средств и единой интеллектуальной иерархической системы управления.

Для реализации концепции ИЭС ААС необходимо развитие автоматических систем управления режимами электроэнергетической системы. Базовым компонентом таких систем является система анализа и расчета режимов, которая должна быть интегрирована в географически распределенную вычислительную инфраструктуру, объединяющую разнородные ресурсы и реализующую возможность коллективного доступа к этим ресурсам.

II. СИСТЕМА АНАЛИЗА И РАСЧЕТА РЕЖИМОВ

Система анализа и расчета электрической сети (АРЭС) построена на основе GRID-технологий и предназначена для применения в программных комплексах с сервис-ориентированной архитектурой. Система АРЭС предоставляет авторизированным приложениям услуги по решению аналитических и расчетных задач электроэнергетики:

A. Расчет параметров сети

Обеспечивает расчет в реальном времени неизвестных токов в ветвях, напряжений в узлах и перетоков мощности в электрической сети, указанной конфигурации.

B. Поиск плохих данных

Используется для выявления ошибочных данных телеметрии и ложной информации о положении коммутационных аппаратов путем анализа информации о текущей конфигурации и измеренных и расчетных параметрах электрической сети.

C. Анализ потерь электроэнергии

Применяется для определения активных и реактивных потерь электроэнергии для выбранного участка или всей электрической сети, указанной конфигурации, за определенный период времени.

D. Планирование развития сети

Используется для создания сценариев по развитию и предполагаемой реконструкции рассматриваемой сети.

Сценарии планирования (набор проектов на временные периоды) моделируются в реальном времени.

E. Анализ качества электроэнергии

Задача используется с целью обнаружения нарушений, аварийных состояний и получения отчетов об общих характеристиках состояния электрической сети (генерируемой и потребляемой электрической энергии, потерях электроэнергии, значениях и отклонениях напряжений, перегрузках и т.д.).

F. Оптимизация режима сети по напряжению и реактивной мощности

Необходима для управления напряжением (оптимальный уровень напряжений) и оптимизации реактивного потока мощности для обеспечения наилучшего уровня напряжения и минимизации перетоков реактивной мощности.

G. Оптимизация (реконфигурация) сети

Выбирает оптимальную конфигурацию (состояние коммутационных аппаратов) электрической сети по выбранному критерию оптимальности (минимальные потери, максимальная надежность, количество отклонений от нормальной схемы сети).

H. Краткосрочный прогноз нагрузки

Используется при прогнозировании распределения нагрузок узлов на основе опыта и статистических показателей.

I. Ограничение недопустимого потребления

Используется для ограничения режима потребления в случае возникновения аварийных электроэнергетических режимов из-за дефицита мощности, недопустимых отклонений напряжения или перегрузках при отсутствии резервов мощности в соответствии с графиками аварийных ограничений режима потребления.

J. Улучшение рабочих характеристик

Формирует оценку соблюдения установленных параметров качества электроэнергии в реальном времени. Оценка осуществляется в выбранных узлах потребления электроэнергии и формируется отчет несоответствий за необходимый интервал времени и рекомендации по улучшению рабочих характеристик.

K. Управление коммутационными аппаратами

Формирует последовательности матриц состояний коммутационных аппаратов в соответствии с правилами переключений при изменении рабочего состояния распределительной системы в реальном времени.

L. Расчет и анализ токов короткого замыкания

Обеспечивает вычисление параметров отказа (напряжений и токов повреждения), а также осуществляет анализ сети в состоянии отказа (моделирование выбранного типа отказа во всех узлах сети).

M. Определение места повреждения (ОМП)

Используется с целью быстрой оценки и локализации вероятно неисправного фидера или ЛЭП электрической сети и вычисления места повреждения ЛЭП. Локализация поврежденного участка выполняется по данным ответной реакции оборудования системы обнаружения отказов (индикаторы отказов, регистраторы отказов, система релейной защиты, система обеспечения надежности участков и т.д.). Поиск места повреждения ЛЭП рассчитывается на основании одно- или двухстороннего замера тока и напряжения и параметров элементов электрической сети.

N. Эквивалентирование участка сети

Предполагает вычисление эквивалентных сопротивлений участка электрической сети, относительно граничных узлов.

O. Поиск элементов сети

- Определение путей электроснабжения элемента сети.
- Поиск и определение возможных топологических вариантов (фидеров) для альтернативного электроснабжения.
- Поиск состояния элементов сети (с разделением элементов сети с энергоснабжением и без энергоснабжения).
- Поиск всех элементов в нисходящем направлении по отношению к выбранному элементу сети.
- Поиск «местной сети» - определение первых, вторых и т.д. смежных фидеров по отношению к выбранному элементу сети.
- Поиск возможных топологических вариантов для альтернативного электроснабжения.

Задачи передаются в систему АРЭС от приложений по протоколу HTTP. Для обеспечения безопасности передачи данных используется шифрование в соответствии с протоколом SSL. Полученные задачи регистрируются системой АРЭС в журнале и помещаются в очередь на выполнение. Информация о текущем состоянии задач и результаты их решения предоставляются по запросу от удаленных приложений.

Возможно одновременное выполнение нескольких задач. Количество одновременно решаемых задач определяется в зависимости от производительности технических средств системы.

Исходные данные задач и результаты их решения представляются в формате CIM в соответствии со стандартами IEC 61968/61970.

III. ОПИСАНИЕ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

Одним из основных компонентов системы АРЭС является модуль расчета установившихся режимов электроэнергетической системы. Данный модуль является основополагающим при анализе и оптимизации состояния электроэнергетической системы.

Задача определения параметров установившихся режимов ЭС математически формулируется как решение системы алгебраических уравнений:

$$\mathbf{Ax} = \mathbf{B} \quad (1)$$

где \mathbf{A} – матрица коэффициентов, отражающая физическую структуру соединений электрической сети, \mathbf{B} – текущие известные параметры сети и \mathbf{x} – текущие неизвестные параметры сети.

Наиболее простой в реализации способ описания режимов ЭС в виде (1) дает метод узловых потенциалов [1, 2]:

$$\underline{\mathbf{Y}}_{\text{узн}} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta} = \mathbf{j} \quad (2)$$

позволяющей найти вектор искомых напряжений $\dot{\mathbf{U}}_{\Delta}$ в узлах сети относительно базисного узла путем решения системы алгебраических уравнений ЭС в матричной форме

$$\dot{\mathbf{U}}_{\Delta} = \underline{\mathbf{Y}}_{\text{узн}}^{-1} \mathbf{j} \quad (3)$$

где $\underline{\mathbf{Y}}_{\text{узн}}$ – матрица узловых проводимостей; \mathbf{j} – вектор задающих токов в узлах.

Матрица узловых проводимостей $\underline{\mathbf{Y}}_{\text{узн}}$ представляет собой систему простых топологических соотношений расчетной электрической сети в матричной форме, которые вытекают из метода узловых потенциалов [3].

В общем виде матрица узловых проводимостей расчетной сети определяется из выражения вида:

$$\underline{\mathbf{Y}}_{\text{узн}} = \mathbf{C} \underline{\mathbf{Z}}^{-1} \mathbf{C}^T \quad (4)$$

где \mathbf{C} матрица $m \times n$ соединений графа электрической сети; $\underline{\mathbf{Z}}$ – матрица $m \times m$ сопротивлений ветвей графа, n и m – число узлов и ветвей графа.

Матрица соединений \mathbf{C} – одна из форм представления графа, в которой указываются связи между инцидентными ее элементами (ребро и вершина). Столбцы матрицы соответствуют ребрам, строки – вершинам. Ненулевое значение в ячейке матрицы указывает связь между вершиной и ребром.

Главная диагональ матрицы сопротивлений $\underline{\mathbf{Z}}$ формируется из матриц сопротивлений элементов сети (линий электропередач, генераторов, трансформаторов и т.д.) [4-6]. В зависимости от решаемой задачи и класса напряжения для одного и того же элемента сети могут использоваться разные матрицы сопротивлений. Матрицы

сопротивлений учитывают следующие особенности элементов сети:

- взаимную индуктивность параллельных линий;
- группы соединения трансформаторов;
- емкостные проводимости элементов;
- потери линии на корону и т.д.

При расчете режимов в электрических сетях 0.4-6 кВ предусмотрен учет активных и индуктивных сопротивлений всех элементов, включая трансформаторы тока, реакторы, токовые катушки автоматических выключателей, сопротивления клемм и т.д.

В зависимости от решаемой задачи возможно два варианта формирования вектора токов \mathbf{J} в узлах.

Для решения задач анализа установившегося режима вектор \mathbf{J} рассчитывается по значениям генерируемых и потребляемых мощностей в узлах. При этом уравнение (3) становится нелинейным. Тогда для определения параметров установившегося режима используются методы последовательной итерации Зейделя и Ньютона-Рафсона [1, 2].

Для решения задач анализа аварийных режимов вектор токов \mathbf{J} в узлах определяется как сумма токов от источников, присоединенных к соответствующим узлам. Токи источников определяются по их сверхпереходным параметрам. При этом система уравнений (3) будет линейной.

Фазное представление математической модели сети позволяет учитывать неограниченное число одновременных повреждений. Возможно моделирование следующих видов повреждений:

- замыкания на землю;
- междуфазные замыкания;
- замыкания через переходное сопротивление;
- замыкания в нескольких точках сети;
- обрывы фаз;

- обрывы фаз с одновременным замыканием.

На основе рассчитанных потенциалов в узлах (3), определяются токи в ветвях:

$$\dot{\mathbf{I}} = \mathbf{Y}_{\text{вет}} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta} \quad (5)$$

где $\mathbf{Y}_{\text{вет}}$ - матрица проводимостей участка сети, в ветвях которой необходимо определить токи; $\dot{\mathbf{U}}_{\Delta}$ - вектор напряжений в узлах соответствующего участка сети.

IV. Выводы

Разработанная система АРЭС может быть использован при реализации концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью, а также как компонент усовершенствованной системы управления распределительными сетями (DMS). Преимуществом организации системы АРЭС в качестве веб-сервиса является возможность применения расчетного сервиса при решении прикладных задач электроэнергетики. Данные, передаваемые по протоколам SSL, надежно шифруются, что обеспечивает конфиденциальность используемых данных. Обмен данными между приложениями и веб-сервисом АРЭС осуществляется в соответствии со стандартами IEC 61968/61970, что предусматривает перспективу применения веб-сервиса в российской, а в последствии и в мировой электроэнергетической системе.

Список литературы

- [1] Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. - Москва: Энергоатомиздат, 1989. - с. 592
- [2] Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии. Учебное пособие. -Изд. 2-е. - Ростов н/Д: Феникс, 2008. - с. 715
- [3] Лосев С.Б., Чернин А.Б. Вычисление электрических величин в несимметричных режимах электрических систем. - Москва: Энергоатомиздат, 1983. - с. 528
- [4] M. S. Chen and W. E. Dillon. Power system modeling, Proc. IEEE, vol. 93, no. 7, pp. 901-915, 1974
- [5] Н. Хэнкок Матричный анализ электрических машин. Перевод с английского Г.С. Тамояна. - Москва: Энергия, 1967. -с. 224
- [6] Воропай Н.И. Упрощение математических моделей динамики электроэнергетических систем. - Новосибирск: Наука, 1981. - с. 112

Влияния токов высших гармоник на синхронные машины

Ш.Дж. Джураев, Б. Дж. Инояттов
ФГБОУВПО "Научно-исследовательский университет "МЭИ"
Москва, Россия
dzhuraevsh@mpei.ru

Аннотация — Современный темп развития городов и промышленных предприятий в мире, характеризуется масштабным производством и потреблением электрической энергии (ЭЭ). Среди потребителей ЭЭ в настоящее время большой процент составляет потребители с нелинейными вольт-амперными характеристиками (ВАХ), которые снижают качества электроэнергии и увеличивают потери ЭЭ в энергосистеме. Следует отметить, что в электрических сетях существуют электрооборудования и электроприемники, которые чувствительны к нарушению показателей качества электроэнергии, а также величине потерь мощности. В энергосистемах может быть такова, что коэффициент несинусоидальности напряжения будет соответствовать требованиям установленным нормативными документами, а уровень токов высших гармонических составляющих настолько велик, что приводит к нагреву обмоток электрических машин. Особую актуальность этот вопрос приобретает в автономных электрических системах, где мощность нагрузок с нелинейными характеристиками соизмерима с установленной мощностью энергосистемы. Для оценки влияния токов высших гармоник на синхронные машины применялся пакет программирования Matlab/Simulink. В качестве исходных данных использованы результаты экспериментального контроля качества электроэнергии, которая была приведена в электрических сетях Республики Таджикистан.

Ключевые слова — синхронные машины; высшие гармоники; электрические сети.

Influence currents higher harmonic on synchronous machines

Sh.J. Juraev, B. J. Inoyatov
¹National Research University "MPEI"
Moscow, Russian Federation
dzhuraevsh@mpei.ru

Abstract — The modern development pace of cities and industrial enterprises in the world is characterized by large-scale production and consumption of electrical energy. Currently, a large percentage of consumers are suffering from the nonlinear loads (volt-ampere) characteristics that cause high disturbances in power quality and increase the system power losses. It is clear, that the electrical systems have electrical equipment's that which are more sensitive to the power quality disturbances, as well as the amount of power losses. In power systems, the voltage levels of nonlinear loads characteristics may be met the normal requirements established by regulatory documents, but the level of the currents component are very high, which causes heating in electric machines windings higher than the permissible values. This issue becomes especially urgent in autonomous electrical systems, where the nonlinear characteristics of load power is suitable with the installed capacity of the system. In assessing the impact of currents, higher harmonic on synchronous machine is used programming package Matlab/Simulink. In this paper initial data are based on the results of experimental measurements and analysis of power quality in the electric power networks of the Republic of Tajikistan.

Keywords — synchronous machine; higher harmonics; electric grids.

1. ВВЕДЕНИЕ

В практике эксплуатации энергосистем неизбежны ненормальные режимы, как несинусоидальные, так и несимметричные режимы. Потому что среди потребителей электрической энергии (ЭЭ) в настоящее время большой процент составляют потребители с нелинейными вольт-амперными характеристиками (ВАХ), которые снижают качества электроэнергии (КЭ) и увеличивают потери ЭЭ в энергосистемах (ЭС). Наиболее распространёнными нелинейными элементами являются выпрямительные устройства, электровозная тяга и другие. Тем не менее необходимо отметить, что в ЭС существуют электрооборудования (ЭО) и электроприемники (ЭП),

которые чувствительны к изменению показателей качества электроэнергии (ПКЭ), а также величине потерь мощности. Допустимые величины напряжения высших гармоник в электрических сетях общего назначения разных классов напряжений нормируются ГОСТ-ом [1].

В энергосистеме доля нагрузок с нелинейными ВАХ может быть такова, что качество напряжения будет соответствовать требованиям, которые установлены в нормативных документах, а уровень токов высших гармонических составляющих приводит к увеличению потерь мощности и электроэнергии в элементах электрической сети. Особую актуальность этот вопрос приобретает в автономных СЭС, где мощность нагрузок с нелинейными характеристиками соизмерима с

установленной мощностью генераторов системы. В этом случае целью исследования является нахождения областей нормальных режимов, удовлетворяющих требованиям КЭ с точки зрения несинусоидальности напряжения и одновременно обеспечивающих нормальную без допустимых перегревов работу электрооборудования [2].

II. РАБОТА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ С НЕЛИНЕЙНОЙ НАГРУЗКОЙ

Появление электроприемников и элементов сетей энергосистем с нелинейными характеристиками и увеличение их числа и мощности, приводит к нарушению нормального режима работы электрооборудования и ухудшению КЭ [3]. Основными источниками ВГ являются преобразовательные агрегаты, установленные в металлургических предприятиях и тяговые подстанции.

Влияние на питающую сеть, содержащее выпрямители, зависит в значительной степени от параметров цепи постоянного тока. Наибольшие искажения в системе переменного тока вызывает ток прямоугольной формы трехфазного выпрямителя с достаточно большой индуктивностью сглаживающего реактора. В этом случае токи высших гармонических составляющих в первом приближении определяются как [2]:

$$I_n = \frac{I_1}{n} \quad (1)$$

где: I_1 – ток основной частоты системы;
 I_n – ток n -й гармонической составляющей;
 n – порядковый номер гармоники.

Порядок токов ВГ определяется схемой преобразователя. Как известно, трехфазная мостовая схема звезда-обратная звезда с уравнительным реактором генерируют в сеть гармоники с номерами, определяемым по выражению:

$$n = m \cdot k \pm 1 \quad (2)$$

где: m – число фаз преобразования;
 $k = 1, 2, 3, \dots$;

Многочисленные инструментальные исследования КЭ в энергосистемах с мощной искажающей нагрузкой показал, что в настоящее время искажения синусоидальности кривой напряжения являются одной из основных проблем. Результаты контроля КЭ в системе электроснабжения с мощной нелинейной нагрузкой показал, что уровень коэффициента несинусоидальности по току и напряжению превышает нормативное значение, не только на шинах нагрузки, но и в сетях высокого напряжения [5].

Отрицательное влияние ВГ на различные элементы электрических сетей было отмечено еще в начале 20-х годов прошлого века. Уже тогда возникла проблема устранения отрицательного влияния гармоник [2].

ВГ тока и напряжения неблагоприятно влияют на оборудования силовых электроустановок, некоторые виды релейных защит, измерительных приборов, систем автоматики при этом вызывают дополнительные потери

электроэнергии и сокращают срок службы изоляции. Присутствие тока ВГ приводят к ряду последствий [3]:

1. Искажение формы кривой напряжения. Генерируемые токи ВГ нелинейных нагрузок, распространяясь в сети, приводит к падению напряжения:

$$\Delta U_{\text{нагр}}(t) = U_{\text{сети}}(t) - I(t) \cdot Z_{\text{сети}} \quad (3)$$

где $\Delta U_{\text{нагр}}(t)$ — искаженная синусоида напряжения на зажимах нагрузки; $U_{\text{сети}}(t)$ — синусоидальное напряжение сети; $I(t)$ — искаженный ток нагрузки; $Z_{\text{сети}}$ — полное сопротивление сети.

2. Возможен перегрев и разрушение нулевых рабочих проводников кабельных линий вследствие их перегрузки токами третьей гармоники.
3. Гармоники, генерируемые нелинейной нагрузкой, создают дополнительные потери в трансформаторах.
4. При несинусоидальности тока ухудшаются условия работы батарей конденсаторов.
5. Сокращение срока службы электрооборудования из-за интенсификации теплового и электрического старения изоляции.
6. Ложное срабатывание предохранителей и автоматических выключателей.
7. Ускоренное старение изоляции проводов и кабелей.
8. Помехи в сетях телекоммуникаций.

III. ВЛИЯНИЕ ВЫСШИХ ГАРМОНИК НА СИНХРОННЫЕ МАШИНЫ

Работа синхронной электрической машины в электроэнергетической системе совместно с преобразовательной нагрузкой связано с циркулирующей токов высших гармоник по обмотке статора синхронного генератора. Величины этих токов зависит от доли преобразовательной нагрузки β :

$$\beta = \frac{P_{\text{нлн}}}{P_T} \quad (4)$$

где $P_{\text{нлн}}$ – мощность нелинейной нагрузки;
 P_T – активная мощность синхронного генератора.

Мощность нелинейной нагрузки в системе может составлять 80-85 % установленной мощности источников питания, причем диапазон изменения режимов преобразователей может быть достаточно широк. В таких системах величины токов ВГ может быть столь значительны, что возникнет недопустимый нагрев вращающихся машин, особенно синхронных генераторов. Поэтому встает вопрос об определении допустимого режима работы генераторов при наличии токов ВГ.

Величина добавочных потерь мощности и температуры в синхронной машине от токов ВГ зависит как от самих токов, циркулирующих в системе электроснабжения, так и от активных сопротивлений контуров генератора, изменяющихся по величине при изменении частоты наводимого тока.

Известно, что нагрузка с нелинейной вольт-амперной характеристикой является источником токов высших гармоник. Эти токи в системе переменного тока отрицательно влияют на работу нагрузок и синхронных генераторов, искажая форму кривой напряжения, вызывая

нагрев и добавочные потери мощности в элементах оборудования системы. В некоторых случаях нагрев вращающихся машин может быть столь значительным, что вызовет необходимость снижения мощности преобразовательной нагрузки. Присутствие гармоник напряжения и тока в синхронных генераторах приводят к дополнительным потерям как в обмотке, так и в стали статора и ротора. Добавочные потери в электрических машинах при протекании токов высших гармоник в обмотке статора можно выделить на потери в обмотке статора, ротора и в демпферной обмотке. Многочисленные исследования показали, что потери мощности в статоре синхронных машин при работе с нелинейной нагрузкой незначительны, основные потери мощности возникают в обмотке и теле ротора. Расчеты показали, что добавочные потери мощности в статорной обмотке синхронного генератора от токов высших гармоник не превосходит величину 0,05 % от номинальной мощности [2]. Поэтому режим работы синхронной электрической машины ограничивается величиной добавочных потерь мощности в роторе генератора. Добавочные потери мощности выделяемые в роторе синхронной машины приводит к повышению температуры его контуров.

Согласно [8] высшие гармонические составляющие порядковым номером $n=6k-1$, создают поля, вращающиеся в сторону, обратную по отношению к полю первой гармоники. Гармоники с порядковым номером $n=6k+1$, создают поля, вращающиеся в сторону вращения основного поля. Прямые и обратные поля, вращающиеся несинхронно относительно ротора генератора, наводят в нем токи номер гармоник, которых равен $n=6k$. При этом они создают в теле ротора добавочные потери мощности.

В соответствии с выше изложенным можно составить следующую таблицу для полей, создаваемых высшими гармониками статора.

Таблица 1

Номер гармоник в статоре	5	7	11	13	17	19	23	25
Номер гармоник в роторе	6		12		18			24

Исходя из таблицы 1 выражение для определения добавочных потерь мощности в роторе синхронной машины можно записать [2]:

$$\Delta P_{rot} = P_R \cdot \sum_{n=2}^{\infty} (I_{6k+1} + I_{6k-1})^2 \cdot r_{Rk} \quad (5)$$

где $I_{6k+1} + I_{6k-1}$ - токи высших гармонических составляющих с номерами соответственно $n = 6k+1$ и $n = 6k-1$; r_{Rk} - активное сопротивление ротора на частоте гармоник $n = 6k$.

Активное сопротивление ротора согласно [5, 6] определяются как:

$$r_{Rk} = \sqrt{n} \cdot r_R^f \quad (6)$$

где n - номер гармонической составляющей;
 r_R^f - приведенное активное сопротивление ротора.

С целью контроля уровня гармонических составляющих тока в электрических сетях и последующей

оценки теплового режима электрооборудования в июле 2016 года при поддержке испытательной лаборатории по качеству электроэнергии Московского энергетического института с участием автора были проведены измерения в электрических сетях Республики Таджикистан, с помощью анализаторов качества электроэнергии Ресурс-UF2M. Приборы были установлены на выводах генератора Нурекской гидроэлектростанции и автотрансформатора подстанции «Регар 500», питающая мощную нелинейную нагрузку (государственная унитарная предприятия «Таджикская алюминиевая компания» (ГУП «ТАЛКО»)). Длительность измерения не менее 24 часа.

Технологический процесс на таких предприятиях в том, что:

- до 90 % потребляемой электрической энергии преобразуется, обеспечивая технологический процесс на постоянном токе;

- режим работы электролизных установок длительный, непрерывный при поддержании постоянства выпрямленного тока, значения которого достигают 150 кА и более, при выпрямленном напряжении 400 - 850 В;

- вентильный агрегат, выполненный, как правило, на кремниевых диодах и обеспечивающий требуемый режим, состоит из нескольких преобразователей, соединенных параллельно и образующих в одном агрегате 12-пульсную схему преобразования;

- число агрегатов достигает нескольких десятков с суммарной установленной мощностью до нескольких тысяч МВА;

- подстанции предприятия присоединяются многоцепной воздушной линией протяженностью несколько километров к шинам высокого напряжения (220 кВ и выше) мощной подстанции, питающей электроэнергетической системы;

- искажения напряжения, вызываемые высшими гармониками тока вентильных агрегатов, по коэффициентам искажения синусоидальности и гармонических составляющих могут превосходить допустимые значения даже на шинах высокого напряжения системы [6, 7].

Необходимо отметить, что во время измерений мощность ГУП «ТАЛКО» составляла чуть более 30 % от его установленной полной мощности. Результаты измерений показали, что диапазон изменения коэффициента несинусоидальности по напряжению в сетях 10 кВ ГУП «ТАЛКО» составлял от 3,45 до 3,88 %, а коэффициент несинусоидальности по току составлял 3,65 - 4,7 %. В сетях 220 кВ коэффициент несинусоидальности по напряжению изменяется от 1,33 до 2,00 %, коэффициент несинусоидальности по току изменялся в пределах 3,5 - 4,6 %. На выводах генератора Нурекской ГЭС диапазон изменения коэффициента несинусоидальности по напряжению составлял 0,74 - 1,5 %, а по току 0,70 - 1,6 %. Результаты измерений показывают, что величина коэффициента несинусоидальности по напряжению находятся в пределах нормативных значений [1]. Однако при увеличении мощности ГУП «ТАЛКО», уровень помех на выводах генератора тоже увеличивается.

Для определения уровня помех в различных режимах работы синхронного генератора в энергосистеме с нелинейной нагрузкой была составлена математическая модель в пакете Matlab/Simulink (рис. 1).

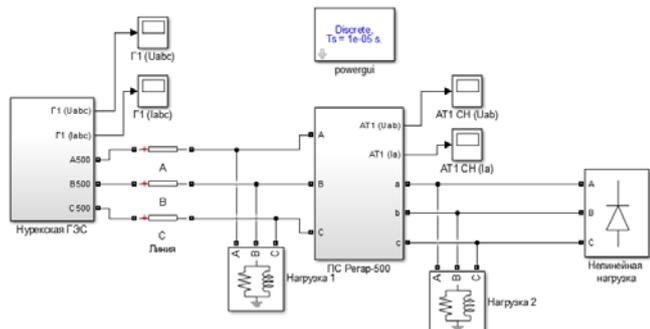


Рис. 1. Модель электрической сети в пакете Matlab/Simulink

Результаты расчета показали, что при увеличении доли потребителя с нелинейной вольт-амперной характеристикой, уровень помех в сети тоже увеличится (рис. 2).

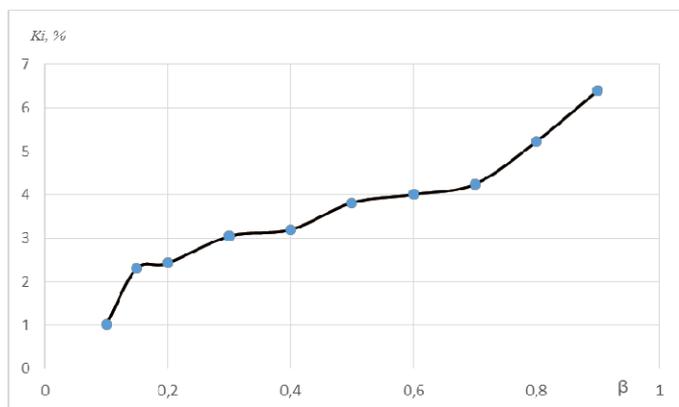


Рис. 2. Зависимость коэффициента несинусоидальности тока от доли потребителей с нелинейной вольт-амперной характеристикой на выводах генератора.

Для оценки влияния высших гармоник тока на синхронные машины с помощью выражений (5) и (6) получена зависимость добавочных потерь мощности в роторе генератора от токов ВГ. В качестве примера был выбран гидрогенератор типа ВГСВВ-940/235/30, мощностью 335 МВт (Нурекская ГЭС). Результаты расчетов приведены в графическом виде (рис. 3).

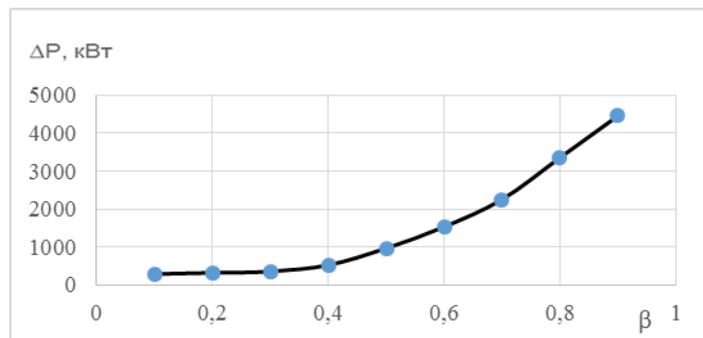


Рис. 3. Зависимость добавочных потерь мощности в генераторе от доли потребителей с нелинейной вольт-амперной характеристикой.

IV. Выводы

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

- при работе синхронных машин работающих в системе с нелинейной нагрузкой, необходим периодический контроль токов высших гармоник, циркулирующих в обмотке статора;
- необходимо определить температуру ротора и статора синхронных машин при присутствии тока высших гармоник в обмотке статора;
- целесообразно ввести рекомендательные нормы по допустимым значениям токов высших гармоник.

Список литературы

- [1] ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2014.– 60 с.
- [2] Полевая В. П. Разработка методики расчета режима электрической системы с преобразовательной нагрузкой. / Диссертация, Москва, 1985 г.
- [3] Карташев И. И., Тульский В. Н. и др. Управление качеством электроэнергии, Москва, Издательский дом МЭИ, 2008г.
- [4] Сухомесов М. А., «Влияние несимметрии и несинусоидальности напряжений и токов на эффективности функционирования гидроэлектростанций», Автореферат, Иркутск, 2009г.
- [5] Шамонов Р.Г., «Разработка методики оценки влияния качества электроэнергии на потери мощности и энергии в электрических сетях» / Диссертация. / Москва, 2003 г.
- [6] Карташев И. И., Ивакин В. Н., Тульский В. Н., Шамонов Р. Г., Суров В. И., Банщиков В. И., «Анализ качества напряжений в системе электроснабжения предприятия с мощной преобразовательной нагрузкой и разработка мероприятий по компенсации высших гармоник», Доклады второй научно-практической конференции «Метрология электрических измерений в электроэнергетике», Москва, 2002 г.
- [7] Зозулин Ю.В., Черемисов И. Я., «Метод нормирования длительно допустимой несинусоидальной нагрузки турбогенераторов»/ Москва/ Электротехника 1984, №10.
- [8] Вольдек А.И., «Электрические машины», Издательство «Энергия», Ленинград, 1978

Использование автоматического изменения параметров настройки устройств противоаварийной автоматики в зависимости от топологии электрической сети с целью минимизации рисков реализации излишних управляющих воздействий

И.В. Букреев, И.В. Степанов

Филиал АО «Системный оператор Единой энергетической системы» Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Башкортостан,
Уфа, Российская Федерация
E-mail: bukreev@rb.so-ups.ru, stepanov@rb.so-ups.ru

Аннотация — в большинстве применяемых в настоящее время в Единой энергетической системе России современных микропроцессорных устройствах противоаварийной автоматики используется несколько ступеней с разными уставками срабатывания. Изменение уставок срабатывания, как правило, осуществляется по сезонному принципу (зимние и летние уставки) ручным способом. В некоторых устройствах противоаварийной автоматики изменение уставок осуществляется автоматически при изменении температуры окружающего воздуха. Таким образом, основной применяемый в настоящее время способ автоматического изменения уставок устройств противоаварийной автоматики основан на сезонном принципе, при этом эффективность работы устройств противоаварийной автоматики зависит не только от соответствия уставок срабатывания температурам наружного воздуха, но и от фактической топологии электрической сети, влияющей и определяющей условия для срабатывания устройств противоаварийной автоматики. Для повышения эффективности работы устройств противоаварийной автоматики целесообразно также использовать автоматическое изменение уставок срабатывания при изменении топологии электрической сети. Проведен анализ целесообразности автоматического изменения уставок устройств противоаварийной автоматики. Разработана функциональная схема организации устройства противоаварийной автоматики, учитывающая автоматическое изменение уставок срабатывания при изменении топологии электрической сети.

Ключевые слова — противоаварийная автоматика.

Use automatic change of settings for emergency automation in optimizing operation according to the electrical network topology

I. Bukreev, I. Stepanov

Branch of AO "System Operator of Unified Energy System" Regional Dispatch Office of the Republic of Bashkortostan
Ufa, Russian Federation
E-mail: bukreev@rb.so-ups.ru, stepanov@rb.so-ups.ru

Abstract — in the majority of modern microprocessor-based emergency control devices currently used in the Unified Energy System of Russia, several stages with different setpoints of operation are used. The change in the setpoints of the operation, as a rule, is carried out on a seasonal basis (winter and summer settings) manually. In some emergency control devices, the settings are changed automatically when the ambient temperature changes. Most modern emergency control devices (PAs) use several settings, which change according to the seasonal principle (winter and summer settings) manually or automatically. To improve the efficiency of PA devices, it is also advisable to use automatic change of settings when changing the topology of the electrical network. Thus, the main current method of automatic adjustment of the settings of emergency control devices is based on the seasonal principle, while the efficiency of the operation of emergency control devices depends not only on the correspondence of the set points of operation to ambient air temperatures, but also on the actual topology of the electrical network that influences and determines the conditions for the operation of emergency control devices. To increase the efficiency of the devices of emergency control automation, it is also advisable to use automatic change of the set-point settings when changing the topology of the electrical network. The analysis of the expediency of automatic change of the settings of emergency control devices is carried out. A functional scheme for the organization of an emergency control device has been developed, which takes into account the automatic change of the setpoints of operation when the topology of the electrical network is changed.

Keywords — automatic emergency control.

I. ВВЕДЕНИЕ

Значения длительно допустимой токовой нагрузки линий электропередачи (далее – ЛЭП) и оборудования зависят, в том числе, от температуры окружающего воздуха. При изменении температур и значений длительно допустимой токовой нагрузки ЛЭП и оборудования в целях обеспечения эффективной работы устройств противоаварийной автоматики требуется изменение их уставок срабатывания.

В большинстве современных микропроцессорных устройств автоматического ограничения перегрузки оборудования (далее – АОПО), применяемых в Единой энергетической системе России, используются несколько уставок срабатывания в зависимости от значений длительно допустимой токовой нагрузки ЛЭП и оборудования. Изменение уставок может осуществляться как вручную (воздействием персонала на переключающие устройства), так и автоматически. Как правило, изменение уставок осуществляется вручную по сезонному принципу (летние и зимние уставки), в некоторых устройствах АОПО используется автоматическое изменение уставок в зависимости от температуры окружающего воздуха.

Эффективная работа устройств АОПО зависит не только от соответствия уставок срабатывания значениям длительно допустимой токовой нагрузки электросетевого оборудования, но и от фактической топологии электрической сети. Перегруз электросетевого элемента в различных схемно-режимных ситуациях может быть вызван различными причинами, при этом алгоритм работы противоаварийной автоматики должен учитывать причины возникновения перегрузок электросетевого оборудования и реализовывать наиболее оптимальные управляющие воздействия.

Например, реализация управляющих воздействий на отключение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии при возникновении перегрузки электросетевого элемента, обусловленной шунтирующим перетоком при отключении электросетевого элемента более высокого класса напряжения, будет неэффективной. В данном случае перегрузка электросетевого элемента может быть ликвидирована отключением электросетевого элемента или, например, делением электрической сети.

Описанный выше принцип сезонного изменения уставок, а также автоматическое изменение уставок в зависимости от температуры окружающего воздуха, не учитывают изменения фактической топологии электрической сети. Таким образом, существует риск реализации излишних управляющих воздействий.

В целях минимизации риска реализации излишних управляющих воздействий целесообразно использовать автоматическое изменение уставок в зависимости не только от температуры окружающего воздуха, но и в зависимости от топологии электрической сети.

Следует отметить, что в действующих нормативно-технических документах отсутствуют требования по применению автоматического изменения параметров настройки устройств противоаварийной автоматики при изменении топологии электрической сети.

II. АВТОМАТИКА ОГРАНИЧЕНИЯ ПЕРЕГРУЗКИ ОБОРУДОВАНИЯ

В соответствии с [1] устройства АОПО предназначены для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и оборудования. В устройствах АОПО предусматриваются не менее двух ступеней с контролем величины и длительности токовой перегрузки ЛЭП и оборудования.

Управляющие воздействия, реализуемые устройствами АОПО, выбираются исходя из возможных причин возникновения недопустимой токовой нагрузки защищаемого элемента электрической сети. Причины возникновения недопустимой токовой нагрузки элементов электрической сети могут меняться в зависимости от складывающейся схемно-режимной ситуации, например, в некоторых режимах перегрузка одной и той же ЛЭП может быть вызвана как дефицитом, так и избытком генерирующих мощностей, а в некоторых – шунтирующим перетоком, возникшим в результате отключения электрической связи более высокого класса напряжения.

Рассмотрим пример. На рис. 1 приведен фрагмент электрической сети, состоящей из двух подстанций 500 кВ ПС 1 и ПС 2, связанных одной воздушной линией электропередачи (далее – ВЛ) 500 кВ ЛЭП-1 и двумя ВЛ 220 кВ ЛЭП-2 и ЛЭП-3. На ПС 2 для ликвидации возможной токовой перегрузки автотрансформатора АТ-1 установлено устройство АОПО, реализующее следующие управляющие воздействия:

1 ступень – на сигнал;

2 ступень – на отключение нагрузки в энергорайоне, электроснабжение которого осуществляется от ПС 1;

3 ступень – на отключение с запретом АПВ ЛЭП-2 и ЛЭП-3;

4 ступень – на отключение с запретом АПВ АТ-1.

Условия для работы рассматриваемого устройства АОПО могут возникать в следующих случаях:

– при аварийном отключении генерирующих источников в электрической сети, прилегающей к ПС 1;

– при набросе мощности, вызванном аварийным отключением ЛЭП-1.

В случае, когда перегрузка автотрансформатора АТ-1 на ПС 2 возникает в результате аварийного отключения генерирующих мощностей в энергорайоне, электроснабжение которого осуществляется от шин ПС 1, то предусмотренный алгоритм работы АОПО с

реализацией управляющих воздействий на отключение нагрузки в рассматриваемом энергорайоне позволит эффективно ликвидировать перегрузку АТ-1.

Если же перегрузка автотрансформатора АТ-1 на ПС 2 возникает в результате аварийного отключения ЛЭП-1 и наброса мощности на шунтирующую сеть 220 кВ, то

действие устройства АОПО АТ-1, установленного на ПС 2, на отключение нагрузки в энергорайоне, запитанном от ПС 1 будет неэффективным, и перегрузка АТ-1 будет ликвидирована только действием 3 ступени устройства АОПО АТ-1 на отключение с запретом АПВ ЛЭП-2 и ЛЭП-3.

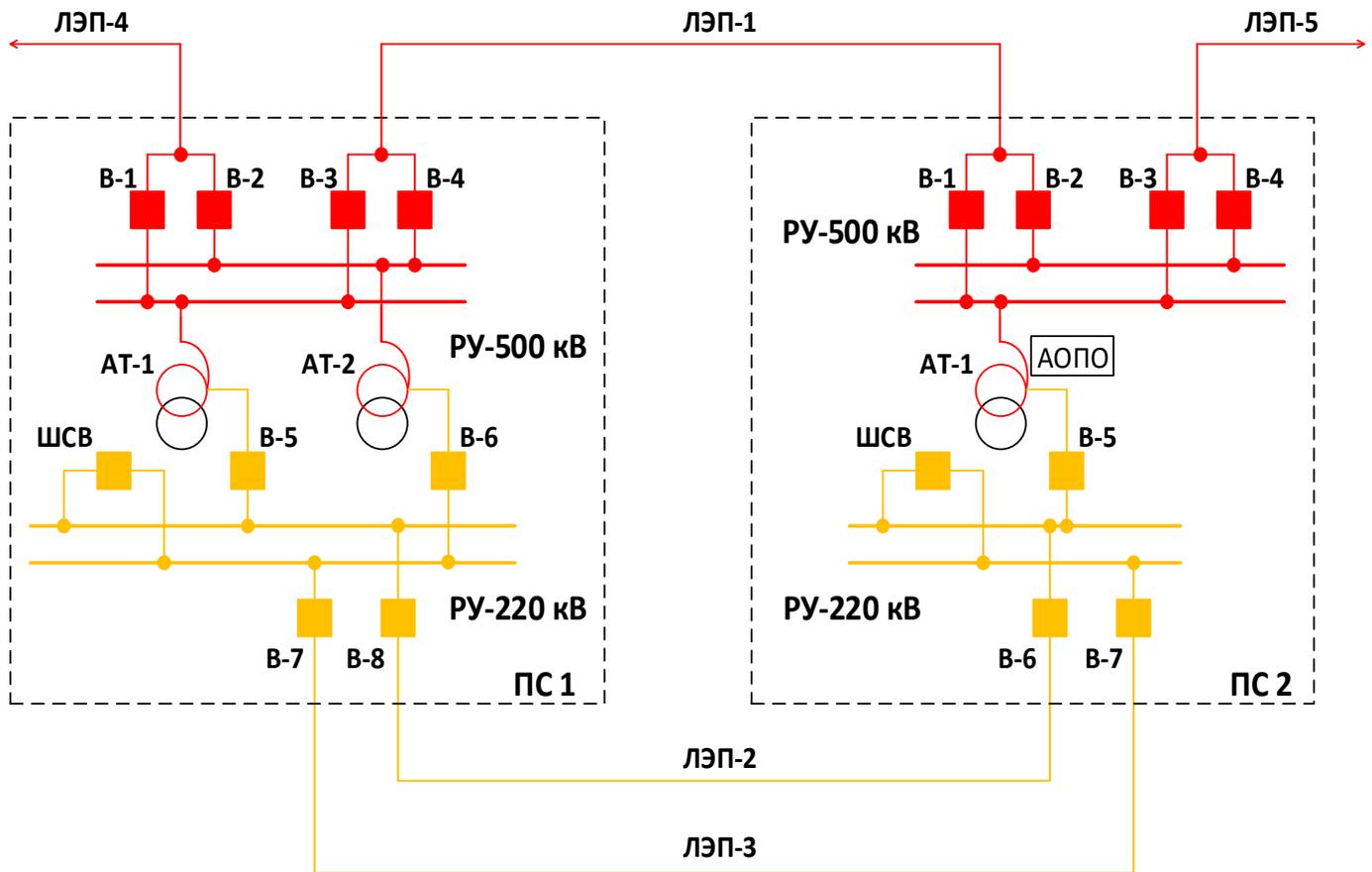


Рис. 1. Фрагмент электрической сети 500-220 кВ.

С учетом вышеизложенного, для исключения рисков излишнего отключения потребителей в энергорайоне, запитанном от ПС 1, действием второй ступени устройства АОПО АТ-1, установленного на ПС 2, целесообразно использовать данное управляющее воздействие устройства АОПО АТ-1 только с контролем включенного состояния ЛЭП-1.

Для целей контроля включенного состояния ЛЭП-1 в устройстве АОПО АТ-1, установленном на ПС 2, необходимо использовать устройства фиксации состояния ЛЭП-1, установленные на ПС 1 и ПС 2. Функциональная схема алгоритма функционирования устройства АОПО АТ-1, установленного на ПС 2, учитывающего включенное (отключенное) состояние ЛЭП-1 приведена на рис. 2.

В соответствии с алгоритмом, приведенным на рис. 2, реализация управляющих воздействий второй ступени устройства АОПО АТ-1, установленного на ПС 2, блокируется в случае отключения (в том числе

одностороннего) ЛЭП-1. Возврат алгоритма блокировки осуществляется при включении в транзит ЛЭП-1. Для контроля состояния ЛЭП-1 используются устройства фиксации отключения линии (далее – ФОЛ), установленные на ПС-1 и ПС-2. Информация о состоянии ЛЭП-1 от устройства ФОЛ ЛЭП-1, установленного на ПС 1, передается на ПС 2 с использованием устройств передачи (приема) аварийных сигналов и команд (далее – УПАСК).

Реализация данного алгоритма работы АОПО АТ-1 позволяет повысить эффективность работы рассматриваемого устройства противоаварийной автоматики и предотвратить реализацию излишнего управляющего воздействия на отключение потребителей электрической энергии при возникновении токовой перегрузки, обусловленной набросом мощности при отключении электросетевого элемента 500 кВ.

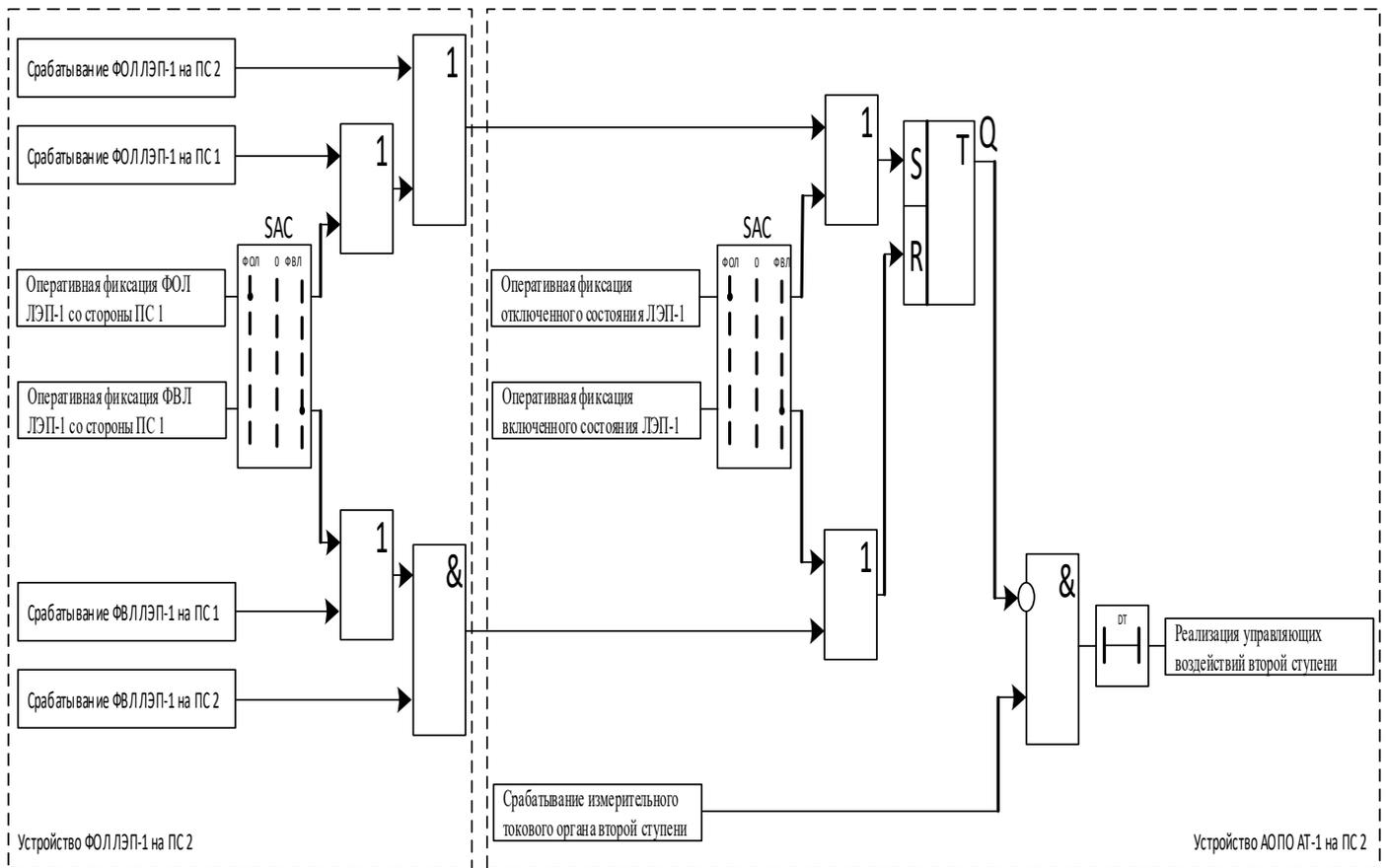


Рис. 2. Функциональная схема АОПО АТ-1 с учетом состояния ЛЭП-1

III. Вывод

Использование автоматического изменения уставок устройств АОПО в зависимости от топологии электрической сети позволяет минимизировать риски реализации излишних управляющих воздействий устройствами АОПО.

Данный принцип изменения уставок может быть применен и к устройствам автоматики ликвидации асинхронных режимов (далее – АЛАР) с целью обеспечения селективного выявления и ликвидации асинхронного режима как в нормальной, так и в различных ремонтных схемах электрической сети без дополнительных операций с устройствами АЛАР.

Стоит отметить, что использование данного принципа является экономически эффективным мероприятием, поскольку убытки, понесенные в результате даже единичного излишнего отключения потребителей действием устройств противоаварийной автоматики, как

правило, превышают затраты, необходимые для реализации предлагаемого метода (установка устройств фиксации состояния ЛЭП и оборудования, УПАСК).

Список литературы

- [1] Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55105-2012 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования».
- [2] Стандарт ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.001-2011 «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования».
- [3] Стандарт ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.008-2015 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования».

Расчетная оценка жесткости узлов и ветвей схемы сети.

Н.Ш. Чемборисова¹, д.т.н., проф. каф. ЭЭС,
М.И. Халиков¹, студ.

ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет МЭИ»
Москва, Россия.
E-mail: inkubu396@mail.ru

В статье представлен обзор методов определения чувствительных узлов и ветвей схемы электрической сети и один из способов их реализации. Разработанный способ позволяет сравнивать схемы с узлами и ветвями разной степени жесткости по предельным потокам и уровням напряжения. Также он может быть использован для предварительной оценки статической устойчивости до расчета режимов.

Ключевые слова: чувствительные узлы и ветви, матрица чувствительности

Hardness estimate of electric power grid's nodes and branches

M. I. Khalikov.

Moscow Power Engineering Institute

Moscow, Russia

E-mail: inkubu396@mail.ru

The paper shown review of methods that are useful in hardness estimate of electric power grid's nodes and branches. Also there is shown one of the ways to implement them. This method can compare different grids with each other by their maximum power flows and voltage's levels. In addition, this method can be used for preliminary stability estimates before regime's calculation.

Keywords: sensitive nodes and branches; sensitivity matrix.

Современные электроэнергетические системы характеризуются большой размерностью, что затрудняет проведение анализа режимов энергосистем на возможные нарушения технологических регламентов в реальном времени. Для проведения подобных работ сейчас применяются различные математические модели, позволяющие прогнозировать и минимизировать число подобных нарушений [1].

Исследование чувствительности узлов и ветвей является одним из направлений структурного анализа электроэнергетических систем (ЭЭС), использующее оценку реакций напряжений узлов и ветвей на изменение нагрузок [2]. Такой подход позволяет выявлять узлы и ветви, в которых:

- присоединение нагрузки вызовет наивысшие уровни несинусоидальности напряжения;
- коммутационные изменения могут спровоцировать возникновение резонансов;
- целесообразно размещение фильтрокомпенсирующих устройств для снижения уровня помех.

Любая сложная ЭЭС неоднородна, этот факт позволяет судить о существовании узлов и ветвей, режимные параметры которых наиболее чувствительны к внешним воздействиям. Узлы и ветви схемы сети, для которых

параметры режима реагируют в наибольшей степени на изменения в топологии схемы сети, параметров ее составных элементов и нагрузок, названы сенсорными. В сенсорных узлах параметры режима быстрее достигают допустимых значений, что может привести к нарушению статической устойчивости установившегося режима системы и, как следствие, к таким явлениям как лавина напряжения [2]. Существование сенсоров ЭЭС, в определенной мере, обусловлено параметрами ее структурных элементов (сопротивлений, проводимостей). Исходя из этого, становится целесообразно определить связь между сенсорами и схемными параметрами ЭЭС. Эта задача также имеет определенную практическую ценность, так как позволяет найти те элементы схемы сети, изменение параметров которых дает возможность сделать изменение реакции ЭЭС на внешние воздействия близким к оптимальному. Как следствие, появляется возможность предложить способы усиления слабых мест (узлов и ветвей, от изменения системных или режимных параметров, которых в наибольшей степени зависит чувствительность ЭЭС) и изменения проводимостей узлов с целью изменения характера поведения ЭЭС в разных режимах, изменяя ее показатели сенсорности.

Предварительную оценку чувствительности ЭЭС можно провести, основываясь только на анализе структуры сети и ее параметров. Здесь необходимо ввести

понятие «жесткости» узлов, которое определяет их способность поддерживать значение напряжения при изменении мощности нагрузки в данных узлах на условную единицу [3]. Ранжирование узлов по степени их «жесткости» можно осуществить на основе матрицы узловых проводимостей (Y), которая содержит информацию об инвариантных к режиму факторах. Оценка «жесткости» узла проводится на основе анализа матрицы мнимых проводимостей (B), представленной как блок в составе матрицы Y (1.1). Чем больше разница между значением собственной (диагональной) проводимости и значением суммы взаимных (недиагональных) проводимости (1.2), тем более жестким или сенсорным является узел, в зависимости от характера этой разности (емкостного или индуктивного). Также возможно проведение оценки реакции ЭЭС на возмущения по значению диагональных элементов обратной матрицы узловых проводимостей, но это имеет смысл только для малых нагрузок узлов. Аналогичным способом могут быть ранжированы ветви схемы сети. В этом случае степень жесткости определяется по величине значения проводимости исследуемой ветви. Чем больше значение проводимости, тем более жесткой или сенсорной является ветвь, в зависимости от характера этого значения (емкостного или индуктивного соответственно).

$$Y_j = G_{i,j} + jB_{i,j} \quad (1.1)$$

$$\Delta B_i = B_{i,i} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n B_{i,j} \quad (1.2)$$

Ниже представлены результаты анализа жесткости схемы сети методом оценки жесткости ее элементов. В качестве тестовой схемы была использована 14-ти узловая схема IEEE (рис. 1), в качестве инструмента анализа – ПО Matlab. В таблице 1 приведены отсортированные по степени жесткости узлы, в таблице 2 – ветви. Стоит добавить, что жесткость элемента схемы зависит от его номинального напряжения, поэтому в данном примере все узлы и ветви были предварительно отсортированы по уровням номинальных напряжений.

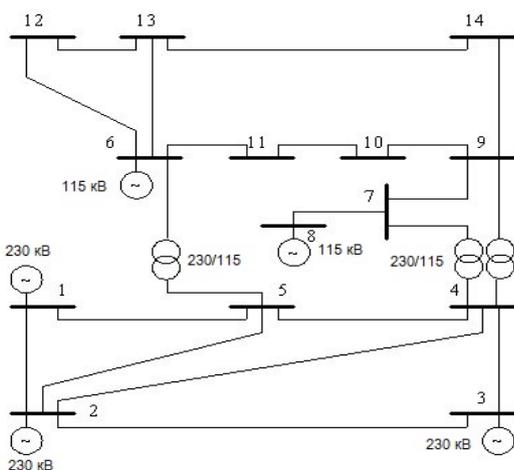


Рис. 1. Тестовая 14-ти узловая схема IEEE

Таблица I. ОТСОРТИРОВАННЫЕ ПО СТЕПЕНИ ЖЕСТКОСТИ УЗЛЫ ЭЭС

Номер узла	$\Delta B_i, \text{мСм}$	Номинальное напряжение узла
4	77,1624	230

Номер узла	$\Delta B_i, \text{мСм}$	Номинальное напряжение узла
5	70,7985	230
2	60,6268	230
1	38,9451	230
3	19,6731	230
9	45,4035	115
7	39,2056	115
6	34,9710	115
10	29,5367	115
13	19,0244	115
11	16,9940	115
8	11,3540	115
12	10,8559	115

Таблица II. ОТСОРТИРОВАННЫЕ ПО СТЕПЕНИ ЖЕСТКОСТИ ВЕТВИ ЭЭС

Номер узла		$\Delta B_i, \text{мСм}$	Номинальное напряжение узла
Начало ветви	Конец ветви		
4	5	22,6369	230
1	2	16,0609	230
2	5	5,4654	230
3	4	5,4439	230
2	4	5,3865	230
2	3	4,9147	230
4	7	4,7819	230
1	5	4,3574	230
5	6	3,9679	230
4	9	1,7979	230
6	13	6,8445	115
6	11	4,5369	115
6	12	3,5235	115

Как видно из таблиц, самыми жесткими узлами оказались 4 и 9 узлы, в них отклонение напряжения при изменении нагрузки будет минимальным. Самыми жесткими ветвями оказались 4-5, 6-13.

Данный метод нельзя считать точным, он годится только для предварительного анализа схемы сети, но, тем не менее, обладает рядом преимуществ, такими как легкость реализации и возможность использования для ЭЭС любой сложности. На практике его применяют для определения узлов, в которых наиболее рациональна установка источников реактивной мощности (ИРМ) [2]. Это позволяет обеспечить оптимальное использование компенсирующих устройств и повышает эффективность управления системой в целом.

Список литературы

- [1] Агарков О.А. Два подхода к анализу слабых мест / О.А. Агарков, О.Н. Войтгов и др. // Известия РАН. Энергетика. – 1992. - №6. – с. 21-30.
- [2] Гамм А.З. Сенсоры и слабые места в электроэнергетических системах. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1996. – 99 с.
- [3] Лопатин О.А. Использование сети и обобщенных показателей режима для расстановки компенсирующих устройств / О.А.

Анализ влияния уровней напряжения в энергосистеме на значение сальдо-перетока активной мощности в сечении

В.В. Петров¹, В.И. Полищук¹, А.А. Альмендеев²

¹ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»,

²Филиал АО «СО ЕЭС» - «Самарское РДУ»,

Самара, Россия

E-mail: PetroV.V.163@yandex.ru

Аннотация — для ликвидации превышения максимально допустимого перетока активной мощности в сечении оперативным персоналом производится ряд мероприятий таких как: изменение вырабатываемой активной мощности станций в рассматриваемой части энергосистемы, изменение топологии сети, а также, в случае недостаточной эффективности данных мероприятий – ввод временных ограничений на потребление электроэнергии, что приводит к нарушению электроснабжения. Альтернативным мероприятием, позволяющим снизить объем ограничений потребления электроэнергии является использование регулирующего эффекта нагрузки по напряжению. В данной работе проводится анализ влияния изменения напряжения в генерирующих узлах на значения сальдо-перетока активной мощности в сечении рассматриваемой энергосистемы для разных режимных ситуаций. В ПК RastrWin была разработана модель «Сечения №2» Самарской ЭС, которая максимально приближена к реальной схеме. Проведены расчеты значений сальдо-перетока активной мощности в сечении. В результате расчетов электрических режимов с учетом типовых статических характеристик нагрузки определена зависимость изменения значений сальдо-перетока мощности и максимально допустимого перетока активной мощности в сечении от значений напряжений в контрольных пунктах энергосистемы. Результаты исследований могут быть применены в практике планирования и управления утяжеленными режимами, что позволит снизить объемы ограничений на потребление электроэнергии, необходимых для ввода параметров режима в область допустимых значений.

Ключевые слова — энергосистема, статические характеристики нагрузки, напряжение, максимально допустимый переток

Analysis of the voltage levels influence in the power system on net flow balance of active power in cross-section

¹Vyacheslav Petrov, ¹Vladimir Polishchuk, ²Andrey Al'mendejev

¹Samara State Technical University,

²The branch of JSC «SO UPS» - «Samara RDO»,

Samara, Russian Federation

E-mail: PetroV.V.163@yandex.ru

Abstract — to eliminate exceeding the maximum flow of active power in the cross-section of operational staff performed a number of activities such as: change in generated active power stations in this part of the system, the network topology changes, as well as, in case of insufficient efficacy of other interventions – imposing temporary restrictions on the consumption of electricity, leading to power outages. An alternative, with the potential to reduce the volume restrictions of electricity consumption is the use of the regulating effect of the load voltage. In this work the analysis of influence of change of voltage at the generating nodes on the balances of power flow and the maximum flow of active power in the cross-section of the considered power system. The model «Section view №2» Samara PS, which is as close as possible to the actual circuit diagram, was developed in a special software package RastrWin. Calculations of balances-flow of active power in the cross-section for different operating situations. The result of the calculation of electric modes, taking into account typical static characteristics of the load dependence of changes in values of balance-power flow of active power in the cross-section from the values of the voltages on the test points of the power system. The research results can be applied in the practice of planning and management, weighted modes, which will reduce the volume restrictions on the consumption of electricity needed to enter the settings mode in the range of permissible values.

Keywords — Power system, static characteristic of load, voltage, maximum allowable flow

Введение

Превышение максимально допустимого перетока активной мощности (далее МДП) в сечении является

серьезным нарушением так как оно обусловлено процессами, протекающими в энергосистеме, которые могут привести к дальнейшему развитию аварии. Ввиду этого, при выявлении превышения МДП, оперативным

персоналом предпринимаются различные меры по ликвидации данного превышения. Несмотря на весь арсенал мероприятий, доступных персоналу диспетчерской службы, иногда возникают ситуации, когда необходимо прибегнуть к отключению потребителей. Авторами данной статьи проводятся работы по расширению арсенала противоаварийных мероприятий, позволяющих уменьшить или полностью избежать принудительного ограничения потребления, вводимого оперативным персоналом диспетчерских центров с целью ликвидации аварии связанных с дефицитом активной мощности в части энергосистемы. Перспективным, с точки зрения авторов, видится использование мероприятий, основанных на регулирующем эффекте нагрузки по напряжению. В рамках исследований регулирующего эффекта нагрузки по напряжению и возможности его применения в оперативном управлении электроэнергетическим режимом авторами был опубликован ряд работ, в которых рассматривались различные аспекты данного вопроса и иллюстрировалась эффективность предлагаемых мероприятий [1,2].

Цель данной работы – выявить зависимость между снижением напряжения в генерирующих узлах и изменением сальдо-перетока в сечении энергосистемы.

1. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Для определения данной зависимости на разработанной ранее в программном комплексе RastrWin 3.0 модели [1,2], проводилось определение значений сальдо-перетока активной мощности и МДП сечения для рассматриваемой части энергосистемы. Также, как и в прошлых работах определение МДП производится по критерию обеспечения длительно-допустимой токовой нагрузки оборудования в соответствии со стандартом [3], без учета нерегулярных колебаний и нагрузки подключенной к устройствам противоаварийной автоматики с контролем уровней напряжений в контрольных пунктах и загрузки генерирующих узлов. Было рассмотрено несколько ремонтных схем и аварийных отключений с целью вывести общую зависимость между снижением напряжения в энергосистеме и изменением сальдо-перетока мощности в энергосистеме. Отметим, что ввиду того, что в качестве нижней границы интервала снижения напряжения используется уровень нижнего предупредительного предела, то исходя из положений стандарта [3] изменение МДП учитывать не обязательно.

Таблица 1. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ САЛЬДО-ПЕРЕТОКА (МВт)

	Схема					
	№1	№2	№3	№4	№5	
Исх.	205,2599	315,1479	205,2599	204,812	205,423	
ПА.	203,8124	314,3847	204,8091	203,524	184,057	
Шар	№1	201,1302	313,9513	202,1965	203,174	183,615
	№2	200,0689	312,7337	201,11	198,287	183,265
	№3	195,8208	311,5264	197,9327	197,843	181,735
	№4	191,6454	310,2717	196,5811	194,446	181,286
	№5	-	308,9317	195,5353	193,937	-

В результате расчетов были полученные данные, указанные в таблице 1. Затем, на основании этих данных

была построена диаграмма (Рис. 1) где по оси ОХ откладывались значения снижения среднего напряжения в энергосистеме, а по оси ОУ – значения снижения сальдо-перетока активной мощности в сечении. В качестве исходных значений напряжения и сальдо-перетока выбраны значения в послеаварийном режиме.

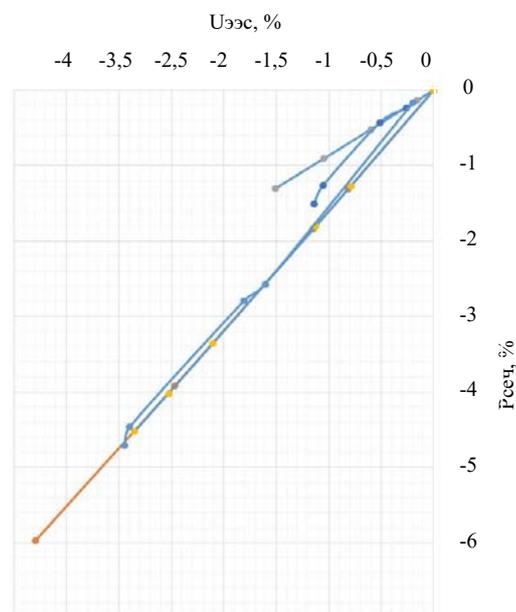


Рис. 1. Диаграмма изменения сальдо-перетока мощности

Как видно из диаграммы на Рис. 1 при различных режимных ситуациях наблюдается общая тенденция к снижению сальдо-перетока активной мощности в сечении при снижении напряжения в энергосистеме.

II. ВЫВОДЫ

Таким образом выявлена зависимость между снижением напряжения в генерирующих узлах и изменением сальдо-перетока активной мощности в контролируемом сечении рассматриваемой энергосистемы. Достигнуто снижение сальдо-перетока активной мощности на 1,5-6% от значения в послеаварийном режиме. Результаты исследований могут быть применены в практике оперативного управления режимами энергосистем.

Список литературы

- [1] Петров. В. В., Альмендеев А.А., Котенев В.И. Использование статических характеристик крупных узлов нагрузки при ликвидации аварийных режимов энергосистем. // Оперативное управление в электроэнергетике. – 2016. - №2. - с. 42-46.
- [2] Петров. В. В., Альмендеев А. А. Влияние уровней напряжения в контрольных пунктах энер-госистемы. на значения максимально допустимого перетока мощности в сечении // В сб. научных трудов VI международной молодежной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» 2016 Т.2 – г. Казань, с. 351-352
- [3] Стандарт ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27.010.001-2013 Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС»

Об исследовании пределов по аperiodической устойчивости электроэнергетических систем

Е.А. Гвозденко, П.В. Легкоконец

АО «СО ЕЭС»

Москва, Россия

Аннотация — Проведен анализ возможности обобщения критерия достижения предела по аperiodической устойчивости простейшей электроэнергетической системы (ЭЭС) на случай сложных ЭЭС. Для ЭЭС, у которых можно пренебречь потерями активной мощности в ветвях, доказано существование аperiodически устойчивых режимов с углом по какой-либо из ветвей, превышающим 90° . Доказано, что в отличие от простейшей ЭЭС для сложных ЭЭС нельзя использовать достижение максимума угловой характеристики какой-либо из ветвей ЭЭС в качестве критерия достижения предела по аperiodической устойчивости.

Ключевые слова — аperiodическая устойчивость; угловая характеристика; утяжеление

About aperiodic steady-state stability researching

E.A. Gvozdenko, P.V. Legkokonets

«System Operator of the United Power System», Joint-stock Company

Moscow, Russian Federation

Abstract — Consider the possibility of generalization of the criterion of reaching the simplest power system aperiodic stability limit in case of complex power systems. It is demonstrated, that in contrast with the simplest EPS for complex EPS there are aperiodically stable operating conditions with an angle of some branch exceeds 90° . It is shown then in general case reaching the maximum of the power-angle curve of some branch of a complex EPS does not mean reaching the steady-state aperiodic stability limit.

Keywords — power system, aperiodic steady-state stability; power-angle curve; aggravation

Как известно из курса установившихся режимов ЭЭС зависимость перетока активной мощности по ветви от разности углов напряжений по концам ветви (угловая характеристика) имеет характер синусоиды:

$$P_{ij} = U_i^2 y_{ii} \sin \alpha_{ii} + U_i U_j y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}),$$

где U_i , δ_i , U_j , δ_j – модули и углы напряжений по концам ветви,

y_{ii} , α_{ii} , y_{ij} , α_{ij} – модули и дополнения до -90° углов собственных и взаимных проводимостей ветви.

В курсе статической устойчивости ЭЭС доказывается, что для простейшей ЭЭС: «электростанция, заданная уравнением $U_\Gamma = const$ – электропередача – шины бесконечной мощности» предел по аperiodической статической устойчивости соответствует максимуму угловой характеристики по электропередаче, а все режимы с $\partial P / \partial \delta < 0$ являются неустойчивыми.

Возникает закономерный вопрос о возможности обобщения указанного критерия на случай сложных ЭЭС – можно ли по достижению максимума угловой характеристики какой-либо из ветвей ЭЭС судить о достижении предела по аperiodической устойчивости (или в аналитическом виде: «если для какой-либо из ветвей ЭЭС $\partial P_{ij} / \partial \delta_{ij} < 0$, то соответствующий режим неустойчив»).

Для схем, у которых можно пренебречь потерями активной мощности, предполагаемый критерий выражается следующим простым образом: «если по какой-либо из ветвей угол превышает 90° , то соответствующий установившийся режим ЭЭС является неустойчивым».

Проведенный в настоящей статье анализ режимов и устойчивости конкретной двухмашинной ЭЭС показывает, что предполагаемое обобщение критерия достижения предела по статической устойчивости простейшей системы на случай сложных ЭЭС не справедливо.

Рассмотрим пятиузловую схему (рис.1).

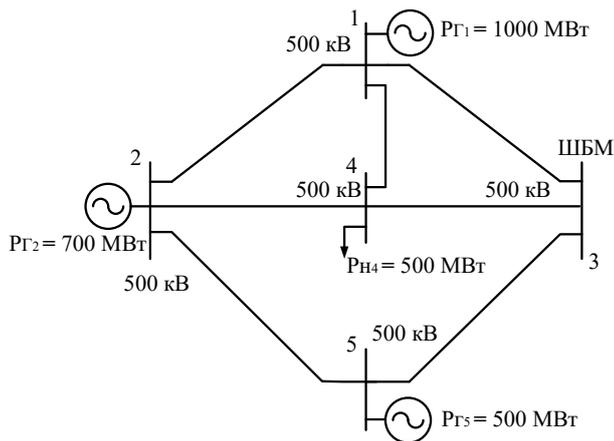


Рис.1. Тестовая схема

Генераторы, подключенные к узлам 1,2,5 задаются уравнением $U_G = const$.

Узел 3 является шинами бесконечной мощности.

Параметры схемы приняты равными следующим значениям:

ЛЭП	r, Ом	x, Ом	B, мкСим
1-3	0	108	-1261
1-2	6	62	-721
2-4	6	62	-721
1-4	7	77	-901
4-3	9	92	-1081
2-5	13	139	-1622
3-5	16	169	-1982

Запишем уравнения установившегося режима рассматриваемой системы в форме баланса мощности:

$$\bar{W}_P(\bar{\delta}, \bar{U}) = 0, \quad (1)$$

$$\bar{W}_Q(\bar{\delta}, \bar{U}) = 0, \quad (2)$$

при этом принято, что в качестве балансирующего узла взяты ШБМ.

Для рассматриваемой системы выполнены все условия (§5.1 [1]), при которых знак якобиана $|\partial W / \partial X|$ системы уравнений установившегося режима (1) и (2) соответствует знаку свободного члена характеристического уравнения рассматриваемой ЭЭС. Т.е. по изменению знака $|\partial W / \partial X|$ можно судить о нарушении аperiodической устойчивости ЭЭС.

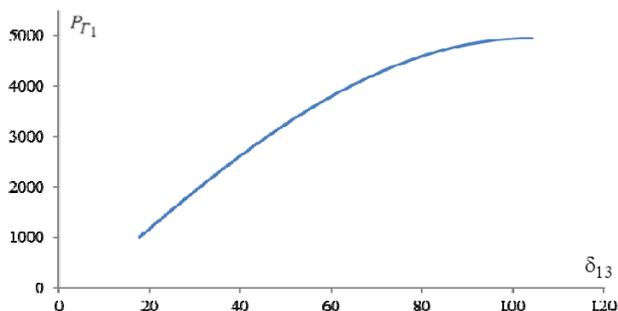


Рис. 2. График зависимости $P_{G1} = f(\delta_{13})$

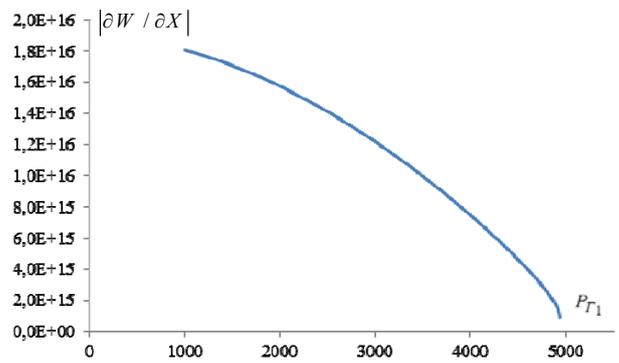


Рис. 3. График зависимости $|\partial W / \partial X| = f(P_{G1})$

Будем утяжелять исходный режим ЭЭС путем постепенного увеличения мощности генератора G1.

Предельным по утяжелению режимом является режим с: $P_{G1} = 4942$ МВт, $\delta_{G1} = 104,2^\circ$.

График изменения якобиана при утяжелении режима $|\partial W / \partial X| = f(P_{G1})$ и угловая характеристика активной мощности для ветви 1-3 $P_{G1} = f(\delta_{13})$ в диапазоне траектории утяжеления режима приведены на рис. 2 и 3.

Якобиан при утяжелении режима не меняет знак, т.е. аperiodическая устойчивость рассматриваемой ЭЭС при утяжелении не нарушается, соответственно близкие к предельному по утяжелению режимы являются аperiodически устойчивыми. При этом в предельном по утяжелению режиме угол по ветви 1-3 равен $104,2^\circ$, т.е. превышает 90° .

Таким образом продемонстрировано существование аperiodически устойчивых режимов ЭЭС с углом по какой-либо из ветвей, превышающим 90 градусов. В целом же полученный результат означает, что по достижению максимума угловой характеристики какой-либо из ветвей сложной ЭЭС нельзя судить о достижении предела по аperiodической устойчивости. Результат также показывает некорректность выставления разработчиками некоторых программных комплексов расчета режимов и устойчивости (например, ПК RastrWin) ограничений на величину угла по ветви при утяжелении.

ВЫВОДЫ:

1. Для ЭЭС, у которых можно пренебречь потерями активной мощности в ветвях, доказано существование аperiodически устойчивых режимов с углом по какой-либо из ветвей, превышающим 90° .

2. В отличие от простейшей ЭЭС для сложных ЭЭС нельзя использовать достижение максимума угловой характеристики какой-либо из ветвей ЭЭС в качестве критерия достижения предела по аperiodической устойчивости.

Список литературы

[1] Идельчик В.И. Расчёты установившихся режимов электрических систем. – М.: Энергия, 1977. – 192 с.

Оптимизация долгосрочных режимов ГЭС Ангаро-Енисейского каскада

С.С. Труфакин, Е.А. Совбан, В.И. Пантелеев, Т.А. Филиппова

Филиал АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ, Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет», ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет»

Красноярск, Россия

E-mail: trufakin.sergey@mail.ru

Аннотация — Структура установленной мощности ОЭС Сибири характеризуется значительной долей мощностей гидроэлектростанций. В связи с высоким влиянием режимов гидроэлектростанций на эффективность работы объединенной энергосистемы при планировании требуется учитывать все технические и экономические особенности ее работы. Актуальной является задача повышения эффективности планирования режимов работы гидроэлектростанций, как с точки зрения обеспечения надежности функционирования объединенной энергосистемы, так и минимизации суммарной стоимости электроэнергетики. С точки зрения рационализации деловых процессов актуальной также является задача автоматизации водно-энергетических расчетов. Применение оптимизационных методов позволит более эффективно решать эти задачи. Кроме того, оптимизационные методы позволяют вводить параметры как электрического, так и водно-энергетического режима в допустимую область, что при многих зачастую противоречивых ограничениях является очень сложной и трудоемкой задачей.

Ключевые слова — гидроэлектростанция, каскад гидростанций, планирование режимов работы ГЭС, оптимизация режимов ГЭС

Long-term HPP mode optimization of the Angara-Yenisei cascade S.S. Trufakin,

E.A. Sovban, V.I. Panteleev, T.A. Filippova

JSC «SO UPS» Krasnojarsk RDD, JSC «SO UPS» UDD of Siberia, Siberian Federal University, Novosibirsk State Technical University

Krasnoyarsk, Russia

E-mail: trufakin.sergey@mail.ru

Abstract— Background: The structure of the Siberian power system installed capacity is characterized by a significant share of hydroelectric power plants. When planning it is necessary to take into account all technical and economic issues due to the high influence of hydroelectric power plants operation mode on the efficiency of the Siberian power system. The aim of hydroelectric power plants operation planning efficiency increasing is urgent, both in terms of ensuring Siberian power system functioning reliability and minimizing the total cost of electricity. In terms of business processes, the problem of water-energy calculations automation is of high importance. The use of optimization methods will provide problem solving more efficiently. In addition, optimization methods allow both electric and water-energy mode parameters to enter the permissible range, which is rather difficult and time-consuming due to many contradictory limitations.

Key words: Hydroelectric power station, cascade of hydropower plants, planning of hydropower plant mode, optimization of HPP mode

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время процессы долгосрочного планирования электроэнергетического режима и согласования графика ремонтов сетевого оборудования в энергосистемах с большой долей гидроэлектростанций (ГЭС) являются трудоемкой задачей в связи с отсутствием единого средства, объединяющего возможности расчета как электрического, так и водно-энергетического режима. Такие расчеты осуществляются в несколько итераций с привлечением специалистов разных направлений. Для определения возможности реализации того или иного

ремонта сначала рассчитывают, как правило, три варианта режима работы ГЭС (различная водность года), после чего накладывают ограничения по электрической сети, минимальные нагрузки тепловых станций с учетом статистики потребления на выбранный период расчета. Результатом отдельного расчета могут явиться как сложно реализуемые ремонты сетевого оборудования, так и неоптимальные, с точки зрения максимальной выработки электроэнергии, режимы ГЭС.

Также наблюдается отсутствие единого подхода к определению энергетических показателей режимов

работы ГЭС при подготовке информации для расчетов КОМ (расчет стоимости мощности для электростанций-субъектов оптового рынка) и балансов ФАС (расчет стоимости электроэнергии для населения, стоимости мощности электростанций, поставляемых мощность в вынужденном режиме, стоимости электроэнергии по двухсторонним договорам).

Для решения данных задач рассмотрим возможности оптимизационных моделей. Применение оптимизационных методов при расчете режимов ГЭС способствует определению более экономичных режимов энергосистемы и экономии труда и времени технологов по сравнению с ручным расчетом. Кроме того, оптимизационные модели позволяют вводить режим в допустимую область, что при многих зачастую противоречивых ограничениях является очень сложной и трудоемкой задачей. В рамках данной статьи рассмотрим математические модели ГЭС для оптимизационных расчетов. Опишем основные функциональные особенности методов оптимизации, выделив преимущества и недостатки, и дадим рекомендации по разработке программного обеспечения.

II. ОСОБЕННОСТИ СТРУКТУРЫ ОПТИМИЗАЦИОННОЙ МОДЕЛИ

При рассмотрении особенностей структуры оптимизационных моделей ГЭС можно выделить два основных типа:

- «Оптимизация одиночной ГЭС». Применяется либо при наличии только одной ГЭС в энергосистеме, либо при «слабых» связях по водному режиму в каскаде;

- «Совместная оптимизация каскада ГЭС». Когда режимы работы ГЭС в каскаде оказывают значительное влияние друг на друга.

При рассмотрении Ангаро-Енисейского каскада ГЭС определим структуру оптимизационной модели, основанную на степени регулирования водохранилища и особенностях каждой ГЭС:

Енисейский каскад: Саяно-Шушенская ГЭС, Маинская ГЭС, Красноярская ГЭС – оптимизационные модели одиночных ГЭС для каждой электростанции каскада. Выбор обуславливается большим отличием в напорах (удельных расходах) представленных ГЭС, Саяно-Шушенская ГЭС с расчетным напором 194 м значительно превышает напоры Красноярской ГЭС – 93 м, Маинской ГЭС – 16,7 м, т.е. удельный прирост выработки электроэнергии на Саяно-Шушенской ГЭС гораздо выше остальных и соответственно увеличение ее выработки электроэнергии будет всегда значительно выше уменьшения выработки электроэнергии на остальных ГЭС за счет изменения расхода $\partial Q_{\text{СШГЭС}}$ на Саяно-Шушенской ГЭС.

Ангарский каскад: Иркутская ГЭС - оптимизационная модель одиночной ГЭС; Братская ГЭС, Усть-Илимская ГЭС, Богучанская ГЭС – оптимизационная модель каскада, так как Усть-Илимская и Богучанская ГЭС имеют водохранилища малого объема и работают в режиме пропуска расходов Братской ГЭС, поэтому ограничения накладываемые на режимы БоГЭС и УИГЭС транслируются и на режим БрГЭС.

III. ВЫБОР МЕТОДА ОПТИМИЗАЦИИ

Рассмотрим два метода оптимизации: градиентный метод и метод динамического программирования.

Градиентные метод.

Довольно часто используемый метод оптимизации режимов энергетических систем. Основанный на расчете градиент-вектора и поиске оптимального значения, используя фиксированный или оптимальный шаг поиска. Опишем градиент-вектор оптимизационной модели каскада ГЭС:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ГЭС}} = \frac{\partial \mathcal{E}_{\text{ГЭС}}}{\partial Y} \quad (1)$$

Где $\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}$ – интегральная выработка ГЭС, Y – вектор независимых переменных (подбираемые в ходе оптимизации параметры – объемы стока $W_{i,j}$, в которой i – номер расчетного интервала, j – номер электростанции или водохранилища в каскаде).

Распишем частную производную на примере первой компоненты $W_{B.1.1}$:

$$\frac{\partial \mathcal{E}_{\text{ГЭС}}}{\partial W_{B.1.1}} = \frac{\partial \mathcal{E}_{\text{ГЭС}1.1}}{\partial W_{B.1.1}} + \sum_{i=2}^{k-1} \frac{\partial \mathcal{E}_{\text{ГЭС}i.1}}{\partial W_{B.1.1}} + \frac{\partial \mathcal{E}_{\text{ГЭС}k.1}}{\partial W_{B.1.1}} + \sum_{i=1}^k \sum_{j=2}^n \frac{\partial \mathcal{E}_{\text{ГЭС}i.j}}{\partial W_{B.1.1}} \quad (2)$$

Уравнение показывает, что если в первом интервале изменить сработку водохранилища на $\partial W_{B.1.1}$, то это вызовет изменение выработки этой ГЭС на $\partial \mathcal{E}_{\text{ГЭС}1.1}$. За счет изменения стока в первом интервале произойдет изменение отметок водохранилища и напора в последующих интервалах, изменение напора приведет к изменению выработки этой же ГЭС. И в последнем балансирующем k -ом интервале режим вынужденный и будет также зависеть от $\partial W_{B.1.1}$ и режима в предыдущих интервалах. Также изменение $\partial W_{B.1.1}$ приведет к изменению отметок и напоров на нижележащих станциях, изменение напора приведет к изменению выработки других ГЭС.

Представим составляющие уравнения (2) производными, полученными дифференцированием явных функций:

$$\frac{\partial \mathcal{E}_{\text{ГЭС}}}{\partial W_{B.1.1}} = q_1 + W_{B.1.1} \frac{\partial q}{\partial H_{1.1}} \frac{\partial Z_{B\delta 1.1}}{\partial W_{B.1.1}} + \frac{\partial H_{1.1}}{\partial Z_{H\delta 1.1}} \frac{10^9}{T_i} \frac{\partial Z_{H\delta 1.1}}{\partial Q_{H\delta 1.1}} \quad (3)$$

$$\sum_{i=2}^{k-1} \frac{\partial \mathcal{E}_{\text{ГЭС}i.1}}{\partial W_{B.1.1}} = \sum_{i=2}^{k-1} \left(W_{B.i.1} \frac{\partial q_{i.1}}{\partial H_{i.1}} \frac{\partial Z_{B\delta i.1}}{\partial W_{B.i.1}} \right) \quad (4)$$

$$\frac{\partial \mathcal{E}_{\text{ГЭС}k.1}}{\partial W_{B.1.1}} = q_k + W_{B.k.1} \frac{\partial q_{k.1}}{\partial H_{k.1}} \frac{\partial Z_{B\delta k.1}}{\partial W_{B.k.1}} \quad (5)$$

$$\sum_{i=1}^k \sum_{j=2}^n \frac{\partial \mathcal{E}_{\text{ГЭС}i.j}}{\partial W_{B.1.1}} = \sum_{i=1}^k \sum_{j=2}^n \left(W_{B.i.j} \frac{\partial q_{i.j}}{\partial H_{i.j}} \frac{\partial Z_{B\delta i.j}}{\partial W_{B.i.j}} \right) \quad (6)$$

Учет ограничений

В реальных расчетах режимов ГЭС специалистам приходится иметь дело с множеством различных ограничений как по водному режиму, так и по электрическому, поэтому формируется некоторая многомерная область допустимых значений. При наличии многообразия ограничений и нелинейном характере влияния удобно применять метод проекции градиента, т.е. производится зигзагообразный обход границ допустимой области.

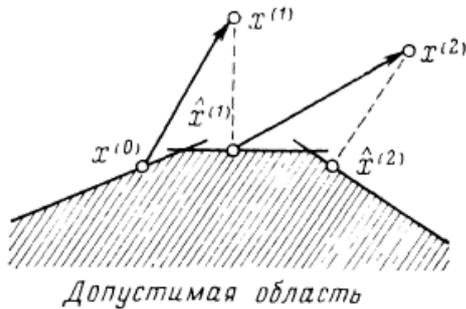


Рис. 1. Графическая интерпретация метода проекции градиента

Основной задачей в проектировании точки X на поверхность ограничений является поиск такой новой точки X' на ограничениях, расстояние которой до точки X будем минимальным.

При проекции градиента необходимо понимать каким образом будет достигнут поиск нового значения X' , для этого выделим несколько отличных друг от друга типа способов:

- «Срезка» значений. Уменьшение значения некоторых параметров до граничных значений. Такой способ применяется для ограничений по максимальной выдаче активной мощности или максимальному турбинному расходу, т.е. для ограничений, не влияющих на параметры последующих интервалов.

- Градиентный спуск. По сути та же оптимизация, т.е. поиск нового значения X' на основании того же градиента, только в обратном направлении.

На основании описанных основных компонентах алгоритма оптимизации, основанного на градиентном методе, представим обобщенную структуру алгоритма, изображенную на рис. 2.

Преимуществом градиентного метода является быстрота поиска оптимального значения, возможность внедрения в существующие программные комплексы без нарушения единой логики оптимизационных расчетов. Основным недостатком является сложность математической модели и применение дополнительных способов ввода параметров в допустимую область.



Рис.2 Структура алгоритма оптимизации (градиентный метод)

Метод динамического программирования.

Метод динамического программирования относится к методам нелинейного программирования. Особенностью является возможность решения задач с дискретными переменными, многоэкстремальные задачи и задачи при разрывах функции. Сущность метода состоит в замене одной задачи со многими переменными множеством последовательно решаемых задач с существенно уменьшенным числом переменных. Оптимизация многошагового процесса осуществляется с использованием принципа оптимальности Белмана: «Оптимальное поведение обладает тем свойством, что каково бы ни было первоначальное состояние и первоначальное решение, последующее решение должно определять оптимальное поведение относительно состояния, полученного в результате первоначального решения».

Процесс динамического программирования можно вести от начала к концу и наоборот. Пройдя от начала к концу, в процедуру решения вовлекаются последовательно все переменные, определяя при этом условно-оптимальные решения на каждом шаге, т.е. то управление, которое надо применить на j -ом шаге, если $(j - 1)$ закончился определенным образом. После этого определяются уже не условные, а действительно оптимальные управления на каждом шаге, двигаясь в обратном направлении (от конечного состояния).

Таким образом, в процессе оптимизации методом динамического программирования многошаговый процесс проходит дважды:

- один раз в прямом направлении (прямой ход), в результате находятся условно постоянные управления на каждом шаге;

- второй раз в обратном направлении, в результате чего находятся уже оптимальные управления на всех шагах (обратный ход).

Преимуществом метода динамического программирования является простота и прозрачность математической модели, отсутствие возможности не сходимости расчета, поиск безусловного оптимального значения (в зависимости от точности шага). Недостатком является большая длительность расчета прямого и обратного хода.

В части реализации программного комплекса или его части по совместной оптимизации электрических и водно-энергетических длительных режимов энергосистем основанном на методе динамического программирования предлагается использовать алгоритм программы:

Определяется оптимальный водно-энергетический режим ГЭС без ограничений по электрической сети (длительный процесс расчета, прямой и обратный ход);

Технолог определяет схему электрической сети или максимально-допустимые перетоки в контролируемых сечениях, используя график ремонтов.

Оптимальный режим ГЭС, рассчитанный на первом этапе, вводится в допустимую область электрических режимов, путем выбора наиболее близких к оптимальным показателям режима ГЭС из «матриц безусловной оптимизации».

На основании описанных основных компонентах алгоритма оптимизации, основанного на методе динамического программирования, представим обобщенную структуру алгоритма, изображенную на рис. 3.

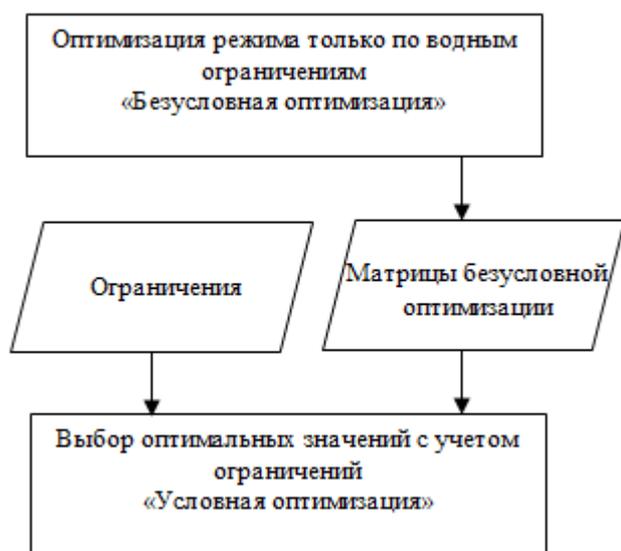


Рис.3. Структура алгоритма оптимизации (динамическое программирование)

Особенностью представленного алгоритма является независимость первоначально рассчитанного оптимального режима («безусловная оптимизация») от ограничений по электрической сети. Но в расчетах с каскадом ГЭС эта независимость нарушается и приходится либо пересчитывать «матрицы безусловной оптимизации», либо разрабатывать подход, в котором сначала рассчитываются оптимальные режимы вышележащих ГЭС в каскаде, а после нижележащих.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотрены основные методы для реализации программных комплексов по оптимизации режимов энергосистем с ГЭС или отдельно водно-энергетических режимов ГЭС, описаны преимущества каждого:

Градиентный метод. Преимущества: быстрота поиска оптимального значения, возможность внедрения в существующие программные комплексы без нарушения единой логики оптимизационных расчетов. Недостатки: сложность математической модели и применение дополнительных способов ввода параметров в допустимую область.

Метод динамического программирования: Преимущества: простота и прозрачность математической модели, отсутствие возможности не сходимости расчета, поиск безусловного оптимального значения (в зависимости от точности шага). Недостатки: большая длительность расчета.

Также для алгоритма, построенного на методе динамического программирования выделена особенность, которая делает метод привлекательным для использования в задачах расчета длительных электроэнергетических режимов энергосистем с ГЭС. Заключается она в том, что, посчитав один раз оптимальный режим ГЭС без ограничений по электрической сети или с базовыми ограничениями, последующие расчеты с ограничениями по электрической сети проходят гораздо быстрее путем выбора значений из уже готовых результатов оптимизации. Однако для применения алгоритма в модели каскада ГЭС необходимо проработать подходы к поочередному расчету режимов ГЭС.

Список литературы

- [1] Цветков Е.В., Алябышева Т.М., Парфенов Л.Г. Оптимальные режимы гидроэлектростанций в энергетических системах, Москва: Энергоатомиздат, 1984 – 303 с.
- [2] Филиппова Т.А., Мисриханов М. Ш., Сидоркин Ю. М., Русина А. Г.. Гидроэнергетика - Изд. 3-е, перераб., Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2013. - 620 с.
- [3] Асарин А.Е., Бестужева К.Н. Водноэнергетические расчеты, Москва: Энергоатомиздат, 1986. — 224 с.
- [4] Русина А.Г., Совбан Е.А., Труфакин С.С. Задачи оптимального использования гидроэлектростанций в ЭЭС - 3-ая междунар. науч.-техн. конф. «Электроэнергетика глазами молодежи», Екатеринбург, 2012, с.519-524
- [5] Труфакин С.С., Русина А.Г., Совбан Е.А., Разработка программного обеспечения «Водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада», Казань, Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики, №9-10 / 2016. с. 105-111.

Выбор места установки и законов регулирования устройств продольной емкостной компенсации для повышения устойчивости электроэнергетической системы

М.В. Зотова

ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина
Иваново, Российская Федерация
E-mail: MariZotowa@yandex.ru

Аннотация — Известным мероприятием по повышению пропускной способности линий электропередачи сверхвысокого напряжения является применение управляемых устройств продольной компенсации. Кроме того такие управляемые устройства положительно влияют на запас по апериодической статической устойчивости системы, что сейчас стало особенно важным в связи с ростом нагрузки и последними аварийными ситуациями в энергосистеме России. В связи с этим актуальной задачей является разработка математической модели электроэнергетической системы с целью повышения устойчивости электроэнергетических систем на основе выбора места установки и параметров закона регулирования устройств продольной компенсации с тиристорным управлением с учетом автоматических регуляторов возбуждения на синхронных генераторах электростанции.

Ключевые слова — электроэнергетическая система; устройство продольной емкостной компенсации; распределенная продольная компенсация; пропускная способность линии; автоматическое регулирование возбуждения.

Selection of controlled series compensation devices installation sites and law of control to improve the stability of electric power system

M.V. Zotova

Ivanovo State Power Engineering University
Ivanovo, Russian Federation
E-mail: MariZotowa@yandex.ru

Abstract — A well-known measure to increase the power line capacity of ultra-high voltage transmission lines is the usage of controlled series compensation device. In addition, such controlled elements have a positive effect on the static stability margins of the system. Nowadays this issue has become particularly important due to the latest accidents in the Russian electric power system. In connection with this, the actual task is to develop mathematical model of the electric power system in order to increase the stability of electric power systems based on the choice of the installation site and the parameters of the law of regulation longitudinal compensation devices with thyristor control, taking into account automatic excitation control devices which are installed at the synchronous generators of the power.

Key words — electric power system; controlled series compensation devices; distributed controlled series compensation; power line capacity; automatic excitation control.

Введение. В настоящее время большое внимание уделяется повышению пропускной способности линий электропередачи, что объясняется ростом нагрузки, соответствующим возрастанием перетоков активной мощности по линиям. Одним из путей решения этой задачи для протяженных линий является применение устройств продольной компенсации (УПК), которые не получили большого применения в России, но достаточно широко применяются в мировой практике [1].

Известны два пути выполнения продольной емкостной компенсации – сосредоточенная компенсация и распределенная. Одним из недостатков, присущих сосредоточенной компенсации, является повышение напряжения на выводах УПК, что вынуждает применять шунтирующие реакторы (ШР). Однако если распределить емкостное сопротивление вдоль линии электропередачи можно добиться снижения напряжения на выводах УПК и в не-

которых случаях установка реакторов может не потребоваться.

Целью работы является повышение устойчивости электроэнергетических систем на основе выбора места установки и законов регулирования двух и трех управляемых УПК.

Исследуемая электроэнергетическая система (ЭЭС) состоит из электростанции, представленной эквивалентным генератором, связанной линией электропередачи, имеющей одно, два или три УПК с регулируемой емкостью, с мощной приемной системой, представленной шинами неизменного напряжения и частоты (рис. 1).

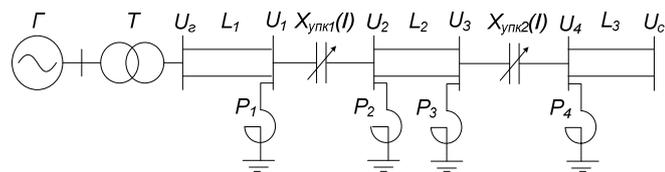


Рис. 1. Исследуемая электроэнергетическая система

Одной из основных задач работы является повышение устойчивости электроэнергетической системы, поэтому рассматривается регулируемое устройство продольной компенсации, степень компенсации которого возрастает с ростом передаваемой мощности и наоборот. Для этой цели в работе предложена следующая форма функциональной зависимости сопротивления управляемой емкости от тока [2]:

$$X_{\text{упк}}(I) = \frac{10^6}{\omega_0 \cdot (K_1 - K_2 \cdot I)}, \quad (1)$$

где I – ток через УПК, кА, $X_{\text{упк}}(I)$ – сопротивление УПК; Ом, $\omega_0 = 2\pi f$, где f – частота переменного тока, Гц; K_1, K_2 – коэффициенты, характеризующие зависимость $X_{\text{упк}}(I)$.

На рис. 2 представлены зависимости емкостного сопротивления от тока при различных параметрах регулирования.

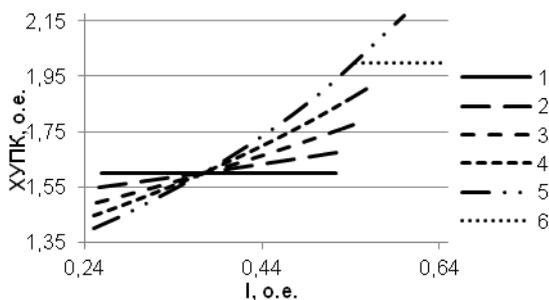


Рис. 2. Зависимость емкостного сопротивления от тока: 1 – $K_2 = 0$; 2 – $K_2 = 2$; 3 – $K_2 = 4$; 4 – $K_2 = 6$; 5 – $K_2 = 8$; 6 – при фиксировании $X_{\text{упк}}(I)$

Одними из наиболее распространенных управляемых устройств продольной компенсации, обеспечивающими возможность регулирования потока мощности в линиях электропередачи, являются тиристорные устройства продольной компенсации (ТУПК), получившие в англоязычной литературе название Thyristor Controlled Series Compensator (TCSC) [3]. Эти устройства работают на основе схемы, предусматривающей регулирование тока в реакторе с помощью встречно – параллельно включенных тиристоров. Упрощенная схема участка линии электропередачи с устройством продольной компенсации с тиристорным управлением изображена на рис. 3.

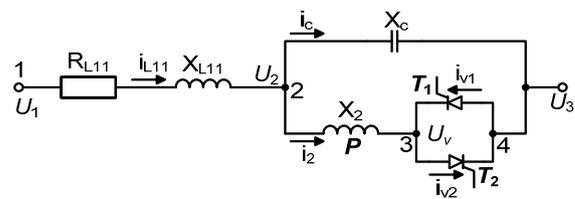


Рис. 3. Схема замещения участка линии с ТУПК: P – реактор; T1, T2 – 1-ый и 2-ой тиристоры соответственно; $(U_2 - U_3)$ – напряжение на вентильной фазе; $(U_2 - U_3)$ – фазное напряжение УПК; X_2 – индуктивное сопротивление реактора; X_c – емкостное сопротивление батареи конденсаторов; i_c – фазный ток батареи конденсаторов; i_{v1}, i_{v2} – фазный ток 1-го и 2-го тиристора соответственно; i_2 – ток через тиристорную группу

Для выбора параметров основного оборудования устройства и получения закона его управления необходимо получить функциональную зависимость между эквивалентным сопротивлением УПК и углом отпирания тиристоров α . Разложение кривых тока и напряжения на вентилях в ряд Фурье дает значение амплитуд гармоник тока и напряжений. С учетом параллельно соединенного конденсатора получено выражение для эквивалентного сопротивления УПК (2):

$$X_{\text{упк}}(\alpha) = \frac{\pi \cdot X_2 \cdot X_c}{\pi \cdot X_2 - 2 \cdot \pi \cdot X_c + 2 \cdot \alpha \cdot X_c - X_c \cdot \sin(2 \cdot \alpha)} \quad (2)$$

Из выражения (2) с помощью метода наименьших квадратов, была получена зависимость $\alpha(X_{\text{упк}})$:

$$\alpha(X_{\text{упк}}) = A \cdot (X_{\text{упк}})^{-B}, \quad (3)$$

где A и B – коэффициенты, зависящие от параметров реактора и конденсатора устройства продольной компенсации.

При подстановке (1) в (3) был получен закон регулирования угла отпирания тиристоров $\alpha(I)$:

$$\alpha(I) = A \cdot \left(\frac{10^6}{\omega_0 \cdot (K_1 - K_2 \cdot I \cdot I_0)} \right)^{-B} \quad (4)$$

Полученный закон регулирования позволяет проводить исследования с целью формирования требований к параметрам и характеристикам данного устройства для повышения пропускной способности линии электропередачи сверхвысокого напряжения и улучшения устойчивости исследуемой электроэнергетической системы [2].

В работе рассматривались линии электропередачи напряжением 500 кВ с проводами марки ЗхАС-500/64 длиной от 300 до 1000 км со степенью компенсации индуктивного сопротивления линии до 60%. Анализ проводился для линий с одной, двумя и тремя установками продольной емкостной компенсации, которые могут быть как управляемыми, так и неуправляемыми.

Результаты расчетов показали, что с увеличением сопротивления УПК и длины линии для достижения наибольшей пропускной способности линии по устойчивости, необходимо располагать УПК дальше от центра линии. Для линий длиной до 500 км предельная передаваемая мощность мало зависит от расстояния между УПК и явный максимум в этом случае отсутствует. Диапазон изменения предельной мощности для линии длиной 300 км составил 1-2%, а для линий длиной 500 км – 2-5% [1]. Это говорит о том, что для линий длиной до 500 км расстояние между УПК с точки зрения повышения пропускной способности линии не играет существенной роли, и УПК могут быть сооружены как в центре линии, так и в любой другой ее точке. А для линий длиной свыше

500 км при изменении расстояния между УПК такой максимум уже более явно выражен.

Для оценки уровней напряжений были проанализированы графики распределения напряжений вдоль линии длиной 500, 800 и 1000 км со степенью компенсации 30, 40, 60% при установке в линии двух и трех УПК. Результаты расчета показали, что для линии длиной 500 км напряжения во всех точках линии не выходит за рамки допустимого, но уже при больших длинах напряжения превышают допустимое значение, что требует мероприятий по их снижению [3].

Анализ статической устойчивости и расчеты статических характеристик исследуемой ЭЭС (рис. 1) выполнены по разработанной математической модели исследуемой системы с учетом электромагнитных переходных процессов в ее элементах с двумя и тремя устройствами продольной емкостной компенсации [4].

Использование управляемых УПК увеличивает пропускную способность линии и оказывает благоприятное влияние на режимы при изменении передаваемой мощности по линии в широком диапазоне [5]. Применение нерегулируемых УПК создает трудности по обеспечению допустимого режима напряжения при различных перетоках мощности и приводит к проблемам сохранения устойчивости работы ЭЭС. Поэтому особое значение приобретает использование управляемых УПК, степень компенсации которого возрастает с ростом передаваемой мощности.

Произведены расчеты для рассматриваемой ЭЭС с учетом передаваемой мощности по линии от минимального до максимального значения по условиям устойчивости. Расчеты производились с целью определения места установки двух и трех УПК как с точки зрения повышения предельной передаваемой мощности, так и улучшения режима по уровню напряжения. Построены угловые характеристики активной мощности для 1000 км с одним, двумя и тремя УПК и степенью компенсации до 60% от индуктивного сопротивления линии с учетом и без учета автоматического регулирования возбуждения (АРВ).

Результаты расчета показали, что при использовании одного регулируемого УПК, установленного в центре линии, для поддержания уровня напряжений в допустимых пределах требуется установить по три реактора слева и справа от УПК. На рис. 4 представлены угловые характеристики активной мощности для одного УПК без учета АРВ, а на рис. 5 – с учетом АРВ генераторов.

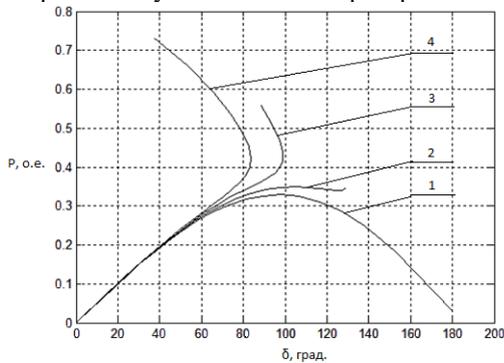


Рис. 4. Угловые характеристики активной мощности без учета АРВ для одного регулируемого УПК с законом регулирования:

$$1 - X_{уПК}(l) = \frac{10^6}{\omega_0(K_1 - 6 \cdot l)} \text{ [Ом]; } 2 - X_{уПК}(l) = \frac{10^6}{\omega_0(K_1 - 8 \cdot l)} \text{ [Ом];}$$

$$3 - X_{уПК}(l) = \frac{10^6}{\omega_0(K_1 - 10 \cdot l)} \text{ [Ом]; } 4 - X_{уПК}(l) = \frac{10^6}{\omega_0(K_1 - 12 \cdot l)} \text{ [Ом]}$$

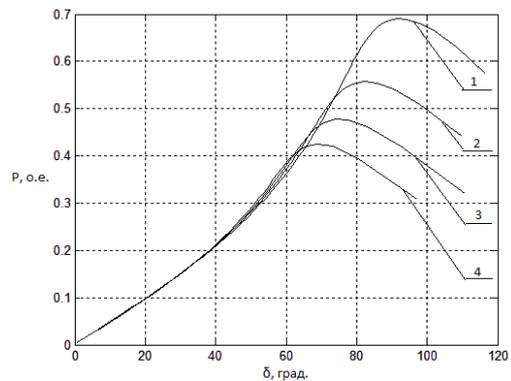


Рис. 5. Угловые характеристики активной мощности с учетом АРВ для одного регулируемого УПК с законом регулирования:

$$1 - X_{уПК}(l) = \frac{10^6}{\omega_0(K_1 - 6 \cdot l)} \text{ [Ом]; } 2 - X_{уПК}(l) = \frac{10^6}{\omega_0(K_1 - 8 \cdot l)} \text{ [Ом];}$$

$$3 - X_{уПК}(l) = \frac{10^6}{\omega_0(K_1 - 10 \cdot l)} \text{ [Ом]; } 4 - X_{уПК}(l) = \frac{10^6}{\omega_0(K_1 - 12 \cdot l)} \text{ [Ом]}$$

При установке двух УПК (с той же суммарной степенью компенсации) необходимо поддерживать расстояние между ними не менее 300 км и достаточно по одному реактору слева и справа от каждого УПК. При установке трех УПК необходимо поддерживать расстояние между ними не менее 350 км и достаточно по одному реактору слева и справа от УПК, установленного в центре линии.

Угловые характеристики активной мощности для двух регулируемых УПК с расстоянием между ними 300 км без учета АРВ представлены на рис. 6, а с учетом АРВ генераторов – на рис. 7.

Анализ статических характеристик показал, что использование двух управляемых УПК позволяет увеличить предел передаваемой мощности электропередачи (по сравнению с одним управляемым устройством в центре линии электропередачи). Без учета АРВ генераторов предельная передаваемая мощность по устойчивости возрастает на 20%, а с учетом АРВ она становится равной предельной передаваемой мощности по нагреву. Кроме того, установка двух и трех УПК позволяет использовать меньшее количество реакторов и поддерживать напряжение на выводах УПК и вдоль линии электропередачи сверхвысокого напряжения в допустимых пределах [5].

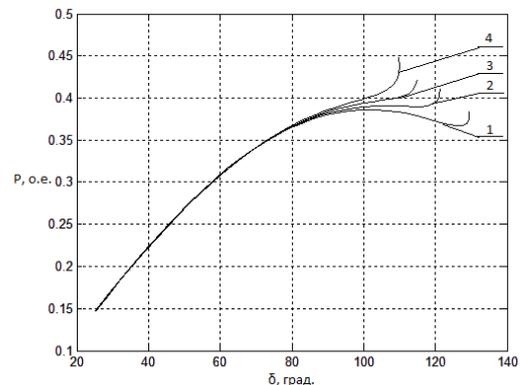


Рис. 6. Угловые характеристики активной мощности без учета АРВ для двух регулируемых УПК с законом регулирования:

$$1 - X_{уПК}(l) = \frac{10^6}{\omega_0(K_1 - 26 \cdot l)} \text{ [Ом]; } 2 - X_{уПК}(l) = \frac{10^6}{\omega_0(K_1 - 28 \cdot l)} \text{ [Ом];}$$

$$3 - X_{уПК}(l) = \frac{10^6}{\omega_0(K_1 - 30 \cdot l)} \text{ [Ом]; } 4 - X_{уПК}(l) = \frac{10^6}{\omega_0(K_1 - 32 \cdot l)} \text{ [Ом]}$$

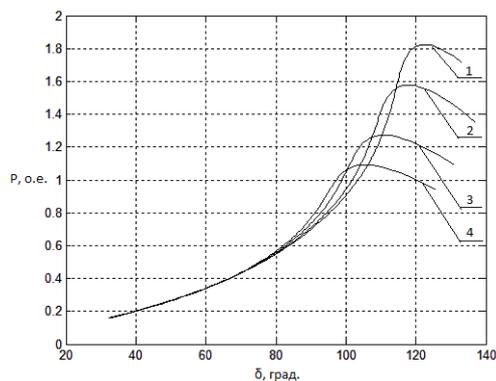


Рис. 7. Угловые характеристики активной мощности с учетом АРВ для двух регулируемых УПК с законом регулирования:

$$1 - X_{уПК}(l) = \frac{10^6}{\omega_0(K_1 - 5 \cdot l)} \text{ [Ом]; } 2 - X_{уПК}(l) = \frac{10^6}{\omega_0(K_1 - 6 \cdot l)} \text{ [Ом];}$$

$$3 - X_{уПК}(l) = \frac{10^6}{\omega_0(K_1 - 8 \cdot l)} \text{ [Ом]; } 4 - X_{уПК}(l) = \frac{10^6}{\omega_0(K_1 - 10 \cdot l)} \text{ [Ом]}$$

Построены угловые характеристики активной мощности для трех УПК, установленных на расстоянии 350 км друг от друга. Это расстояние является оптимальным с точки зрения допустимости режима по уровню напряжения. Для поддержания уровня напряжений в допустимых пределах допустимых пределах требуется установить по одному реактору слева и справа от центрального УПК. Угловые характеристики активной мощности для трех УПК с расстоянием между ними 350 км без учета АРВ представлены на рисунке 3.5, а с учетом АРВ генераторов – на рисунке 3.6.

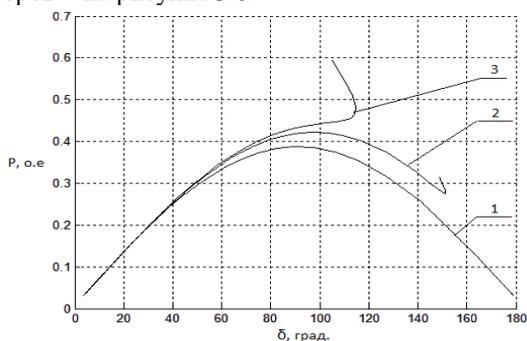


Рис. 8. Угловые характеристики активной мощности без учета АРВ для трех УПК с законом регулирования:

$$1 - X_{уПК}(l) = \frac{10^6}{\omega_0(K_1 - 0 \cdot l)} \text{ [Ом];}$$

$$2 - X_{уПК}(l) = \frac{10^6}{\omega_0(K_1 - 22 \cdot l)} \text{ [Ом]; } 3 - X_{уПК}(l) = \frac{10^6}{\omega_0(K_1 - 26 \cdot l)} \text{ [Ом]}$$

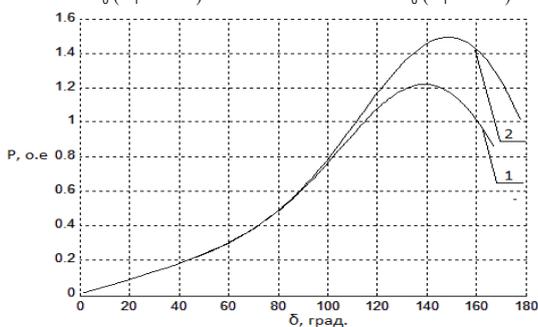


Рис. 8. Угловые характеристики активной мощности с учетом АРВ для трех УПК с законом регулирования:

$$1 - X_{уПК}(l) = \frac{10^6}{\omega_0(K_1 - 0 \cdot l)} \text{ [Ом];}$$

$$2 - X_{уПК}(l) = \frac{10^6}{\omega_0(K_1 - 2 \cdot l)} \text{ [Ом]}$$

По выполненным в работе исследованиям можно сделать следующие выводы:

1. Распределенная продольная компенсация позволяет снизить напряжения на выводах УПК по сравнению с сосредоточенной компенсацией.

2. На линиях напряжением 500 кВ и длиной более 500 км существуют оптимальные расстояния между двумя и тремя УПК, соответствующие наибольшей пропускной способности линии. Для линий длиной 300 км такие расстояния не выявлены и УПК могут располагаться в любой точке линии.

3. Применение нерегулируемых УПК создает трудности по обеспечению допустимого режима напряжения при малых значениях передаваемых мощностей. В связи с этим особое значение приобретает использование управляемых УПК, степень компенсации которого возрастает с ростом передаваемой мощности и уменьшается при снижении передаваемой мощности.

5. Анализ угловых характеристик активной мощности показал, что при установке двух и трех управляемых УПК в линии по сравнению с установкой одного управляемого УПК с той же суммарной степенью компенсации индуктивного сопротивления линии предел передаваемой мощности по устойчивости с учетом АРВ генераторов возрастает до предела передаваемой мощности по нагреву, а без учета АРВ увеличивается на 10% и 15% соответственно.

Список литературы

- [1] Рыжов Ю.П., Некукар А.Р. О возможности сооружения на линиях СВН устройств продольной емкостной компенсации без шунтирующих реакторов на выводах конденсаторных батарей. – Электричество, 2012, № 1.
- [2] Голов. В. П. Применение регулируемой компенсации линии электропередач / Изв. Вузов, Энергетика.-1978, № 6.-С. 3-8.
- [3] Christl, N. Advanced Series Compensation (ASC) with Thyristor-Controlled Impedance." CIGRE Paper 14/37/38-05, 1992.
- [4] Del Rosso, A.D., C.A. Canizares, and V.M. Dona. A study of TCSC controller design for power system stability improvement. IEEE Trans, Power Syst, 2003, pp.1487-1496.
- [5] Устойчивость электроэнергетической системы из двух электрических станций с регулируемой продольной компенсацией / В. П. Голов [и др.] // Вестн. ИГЭУ. – 2012. – Вып. 5. – С. 26–31.

Формирование исходных данных при планировании электроэнергетического режима

Н.Н. Селиванов
Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана
Казань, Россия
E-mail: kolyam6a@yandex.ru

Аннотация – при планировании электроэнергетического режима решается оптимизационная задача, направленная на обеспечение прогнозных параметров работы энергосистемы, надежности энергоснабжения потребителей и минимизации стоимости электрической энергии. В качестве исходных данных при планировании режима используются уведомления от собственников оборудования о составе и параметрах генерирующего оборудования. В данной работе рассмотрены проблемы, с которыми могут столкнуться генерирующие компании при формировании уведомлений, и возможные пути их решения.

Ключевые слова: ВСВГО, ТЭС, генерирующее оборудование, диспетчерский график, оптимизация.

The formation of the source data when planning power regime

N. N. Selivanov
The branch of JSC "SO UPS" RDU of Tatarstan
Kazan, Russia
E-mail: kolyam6a@yandex.ru

Abstract — when planning the electric power regime, an optimization task is solved aimed at ensuring the predictive parameters of the energy system operation, reliability of power supply to consumers and minimizing the cost of electric power. As initial data, when planning a mode, notifications from equipment owners about the composition and parameters of the generating equipment are used. In this paper, we consider the problems that generating companies may encounter when generating notifications, and possible solutions to them.

Key-words: WSVGА, thermal power plants, generating equipment, control chart, optimization

I. ВВЕДЕНИЕ

При планировании электроэнергетического режима решается оптимизационная задача, направленная на обеспечение прогнозных параметров работы энергосистемы, надежности энергоснабжения потребителей и минимизации стоимости электрической энергии. Планирование режима происходит поэтапно. Рассмотрим первый этап – выбор состава включенного генерирующего оборудования (далее – ВСВГО). В качестве исходных данных для ВСВГО используются уведомления от собственников оборудования о составе и параметрах генерирующего оборудования (далее – уведомления), планируемые ремонты энергетического оборудования, ценовые заявки участников оптового рынка, получаемые АО «СО ЕЭС» от администратора торговой сети, информация о топологии электрической сети и заявки потребителей для формирования прогноза потребления электроэнергии.

Минимизация стоимости электроэнергии – ключевой фактор для ВСВГО. Модель работает таким образом, что при прочих равных условиях в работу будут отобраны самые дешевые агрегаты.

II. ГРУППА ЕГО ДЛЯ ВСВГО

Для покрытия теплофикационных и производственных отборов, а так же для обеспечения живучести станции определенные агрегаты необходимо держать в работе, что снижает вариативность выбора. Такая ситуация может привести к тому, что более дорогие агрегаты будут находиться в работе, а более дешевые – в холодном резерве. В связи с этим необходимо создать условия, при которых тепловые отборы и технологические процессы будут обеспечены наиболее дешевыми агрегатами. Для этого агрегаты, объединенные по какому-либо признаку, собраны в группы ЕГО для ВСВГО. В группе установлены параметры, с помощью которых собственник должен корректно задать условия работы агрегатов:

- $N_{TГ_мин}$ - минимальное количество турбоагрегатов, находящихся во включенном состоянии.
- $R_{макс_доп}$ - суммарный максимум по группе, определяемый внешними несистемными факторами (станционные ограничения).
- $R_{мин_отб}$ - суммарный минимум по неблочной части, определяемый теплофикационной нагрузкой и промышленными отборами. Параметр заполняется только при наличии ограничений на мощность, вырабатываемую турбогенераторами группы ЕГО, необходимых для обеспечения промышленных и теплофикационных отборов, величиной, равной минимальной мощности ЕГО, отнесенных к группе, необходимой для обеспечения отпуска тепла. Используется только на этапах ВСВГО [1].

III. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ И ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ОТБОРОВ

С помощью представленных параметров не всегда есть возможность грамотно задать необходимый состав. Особое внимание уделим параметру « $R_{мин_отб}$ ».

Для примера рассмотрим группу, содержащую 3 турбины.

Таблица I. Состав группы ЕГО для ВСВГО

№	Тип	Мощность, МВт		Отборы ном/макс, т/ч	
		Макс	Мин	Теплоф.	Произв.
1	T-50-130	50	25	176/180	
2	T-100/120-130	105	50	310/323	
3	ПТ-60-130/16	60	20	100/160	140/230

Во-первых, агрегат №1 – единственный, кто имеет производственный отбор. Т.е. через параметр « $R_{мин_отб}$ » задать работу данного агрегата невозможно.

Во-вторых, величина параметра указывается в МВт, что не позволяет корректно оценить возможность покрытия отборов. Предположим, что загрузка теплофикационного отбора составляет 486 т/ч, при этом необходимо и достаточно включить в работу ТГ-1 и ТГ-2 для покрытия потребления в паре (176 т/ч + 310 т/ч). В данном случае по действующей технологии задаем « $R_{мин_отб}$ »=155 МВт. Но программа кроме комбинации турбин (ТГ-1 + ТГ-2), может выбрать (ТГ-1 + ТГ-3), чего не достаточно для покрытия теплофикационной нагрузки.

Для исключения таких ошибок в нормативно справочную информацию каждому агрегату необходимо добавить параметры отпуска тепла (в т/ч либо Гкал), а вместо « $R_{мин_отб}$ » указать «Дт» - теплофикационный отбор и «Дп» - производственный отбор в т/ч либо Гкал.

IV. ВЕЛИЧИНА ОТБОРОВ

Для количественной проверки заявляемых отборов пара, АО «СО ЕЭС» необходимо от собственника запрашивать информацию, обосновывающую данные отборы.

В качестве обосновывающих документов можно воспользоваться уже имеющимися документами у системного оператора. На данный момент собственник предоставляет информацию по распределению отборов пара при расчете ремонтного снижения и холодного резерва мощности по турбинам с противодавлением на этапе годового планирования. Данные предоставляются по форме приложений 3 и 4 к Методическим указаниям по определению и согласованию ограничений установленной мощности тепловых и атомных электростанций [2]. При планировании режима можно опираться на данную информацию, которая основана на статистике предыдущих лет.

Информация по потреблению пара, базирующаяся на статистике, не учитывает прогнозируемые метеорологические условия и возможные изменения в структуре потребления промышленных предприятий. Для корректного прогнозирования теплопотребления необходимо учитывать метеоусловия, заявки промышленных предприятий и ремонтные схемы теплопроводов. В таком случае информация будет поступать ежедневно и постоянно актуализироваться.

V. ПРОГНОЗ

В перспективе предложенный метод позволит приблизить планирование режимов в автономном режиме. На основной процессор будет поступать информация:

- От потребителей ценовые заявки и заявки на количество потребляемой тепловой и электрической энергии.
- Топология электрической сети.
- От генерирующих компаний ценовые заявки и уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования.

Далее процессор будет автономно рассчитывать оптимальный электроэнергетический режим.

Список литературы

- [1] Порядок формирования уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, утвержденного Заместителем Председателя Правления АО «СО ЕЭС» С.А. Павлушко от 21.04.2017г.
- [2] Методические указания по определению и согласованию ограничений установленной электрической мощности тепловых и атомных электростанций (Приложение №4 к Техническим требованиям к генерирующему оборудованию участников оптового рынка) утвержденные Первым заместителем Председателя Правления ОАО «СО ЕЭС» Н.Г. Шульгиновым.

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТИ 330-110 кВ ПСКОВСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ В УСЛОВИЯХ НЕДОСТАТКА СКРМ

И.С. Никифоров, А.С. Ефимов, И.В. Шуляков

Филиал ОАО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемами Новгородской и Псковской областей», Великий Новгород, Россия

E-mail: NikiforovIS@novrdu.so-ups.ru; a.s_efimov@mail.ru

Аннотация: В Псковской энергосистеме в летних режимах актуален вопрос обоснованности назначения режимным генератором одного из Блоков Псковской ГРЭС для регулирования напряжения в сети 330-110 кВ. В работе определена матрица эффективности повышения напряжения на Ш-110 объектов Псковской энергосистемы, влияющих объектов Новгородской и Ленинградской энергосистемы для снижения напряжения на Ш-330 Псковской энергосистемы в нормальной и ремонтных схемах. Предложены мероприятия для повышения верхней границы графика в контрольных пунктах за счет снятия ограничений, обусловленных недостаточной регулировочной способностью трансформаторов 110/10 кВ. Рассчитана эффективность отключения в резерв ВЛ 330 кВ для снижения напряжения на Ш-330 объектов Псковской энергосистемы в зависимости от перетока активной мощности по ВЛ.

Ключевые слова: напряжение, реактивная мощность, зарядная мощность, реактор, моторный режим, график напряжения, регулирование напряжения.

METHODS OF INCREASING THE EFFICIENCY OF VOLTAGE REGULATION IN 330-110 kV ELECTRICAL NETWORK OF PSKOV POWER SYSTEM UNDER CONDITIONS OF FAILURE REACTIVE POWER COMPENSATION MEANS

I.S. Nikiforov, A.S. Efimov, I.V. Shulyakov

Branch of JSC "SO UPS" "Regional dispatching management of power systems of Novgorod and Pskov regions",
Novgorod The Great, Russian Federation

E-mail: NikiforovIS@novrdu.so-ups.ru; a.s_efimov@mail.ru

Abstract: There is an actual question of the reasonableness of the assignment by the regime generator of one of the Blocks of the Pskov SDPP for regulating the voltage in the 330-110 kV network in summer regimes of the Pskov power system. The matrix of efficiency of voltage increase on the busbars 110 kV of Pskov power system objects is determined, influential objects of the Novgorod and Leningrad power systems, that reduce the voltage on the busbars 330 kV of objects of the Pskov power system in normal and repair schemes, are found. Actions to raise the upper limit of the voltage schedule at checkpoints are proposed due to removal of restrictions caused by insufficient adjusting capacity of 110/10 kV transformers. Efficiency of switching-off to the reserve of overhead transmission lines 330 kV for reducing the voltage on the busbars 330 kV of the Pskov power system depending on the transfer of active power over overhead power lines is calculated.

Key-words: voltage, reactive power, charge power, reactor, motor regime, voltage schedule, voltage regulation.

I. ВВЕДЕНИЕ

В Псковской энергосистеме характерны режимы работы, когда полное использование основных наиболее эффективных средств регулирования напряжения, в том числе включение реакторного оборудования, перевод

генераторов в режим потребления реактивной мощности не позволяет снизить напряжение в сети 330 кВ ниже наибольшего рабочего уровня 363 кВ. В данной ситуации необходимо предложить механизм оценки интегральных доступных резервов снижения напряжения на Ш-330 за счёт полного использования дополнительных резервов - изменение напряжения на Ш-110 влияющих объектов, изменение топологии сети 110 кВ, отключения в резерв ВЛ 330 кВ для исключения необоснованных решений по назначению режимных генераторов.

II. МЕТОДЫ ОЦЕНКИ РЕЗЕРВОВ СНИЖЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ УПРАВЛЕНИИ ПЕРЕТОКАМИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ 110-330 кВ

Увеличение напряжения в сети 110 кВ позволяет снизить напряжение в сети 330 кВ. Верхняя граница графика напряжения на Ш-110 контрольных пунктов Псковской энергосистемы составляет 118 кВ, что обусловлено недостаточным диапазоном регулирования трансформаторов 110/10 кВ. Для увеличения верхней

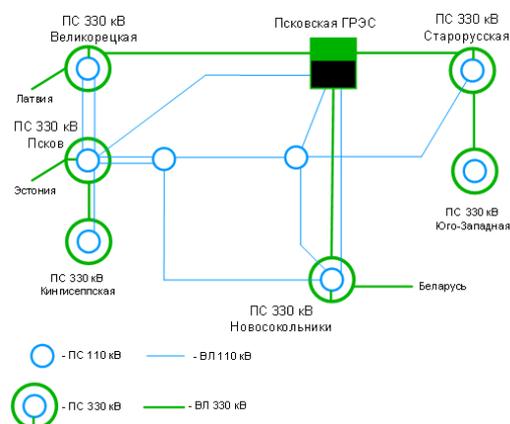


Рис. 1. Рассматриваемый район Псковской энергосистемы

границы графика напряжения до 121 кВ выполняются мероприятия по отключению в резерв трансформаторов с недостаточным диапазоном регулирования, резервированию потребителей по сети 10 кВ, перевод частей энергосистемы от смежных узлов энергосистемы с нормальными уровнями напряжения. Реализация разработанных мероприятий позволяет увеличить границу графика со 118 кВ до 121 кВ или до 126 кВ. Проблема превышения наибольшего рабочего напряжения актуальна для Ш-330 Псковской ГРЭС, ПС 330 кВ Псков, Великорецкая, Новосокольники. В работе предложено удобное и компактное матричное выражение для оценки доступных резервов снижения напряжения на Ш-330 каждого из объектов за счёт использования мероприятий по увеличению напряжения в контрольных пунктах 110 кВ смежных объектов.

В левой части матричного выражения (1) для нормальной схемы отражены доступные резервы по снижению напряжения на Ш-330 Псковской ГРЭС, ПС 330 кВ Псков и Великорецкая, Новосокольники. Алгебраическая сумма произведений элементов *i*-ой строки матрицы эффективности на столбец доступного регулировочного диапазона в контрольных пунктах 110 кВ равна доступному диапазону снижения напряжения в *i*-м пункте Ш-330.

$$\begin{pmatrix} \Delta U_{ПГРЭС}^{330} \\ \Delta U_{ПсковВел}^{330} \\ \Delta U_{Новосок}^{330} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,41 & -0,13 & 0 & 0 & 0,15 & 0,20 \\ 0 & 0,17 & 0 & 0,08 & 0,06 & 0,13 \\ 0 & -0,15 & 0,24 & 0 & 0,08 & 0,17 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta U_{ПГРЭС}^{110} \\ \Delta U_{ПсковВел}^{110} \\ \Delta U_{Новосок}^{110} \\ \Delta U_{Кинг}^{110} \\ \Delta U_{Стар}^{110} \\ \Delta U_{ЮЗ,Нов}^{110} \end{pmatrix} \quad (1)$$

Анализ рассчитанной матрицы эффективности показывает, что увеличение напряжения на Ш-110 объекта, где требуется снизить напряжение 330 кВ наиболее эффективно. Диагональные коэффициенты матрицы эффективности имеют максимальные значения $k_{11}=0,41$, $k_{22}=0,17$, $k_{33}=0,24$. С увеличением электрического сопротивления до влияющих пунктов 110 кВ коэффициент эффективности снижается. Выявлена также зависимость эффективности регулирования напряжения на Ш-110 центра питания от величины нагрузки, подключённой к объекту регулирования.

Для снижения напряжения на Ш-330 Псковской ГРЭС самым эффективным будет снижение напряжения на Ш-110 Псковской ГРЭС $k_{11}=0,41$, следующим по эффективности будет снижение напряжения на Ш-110 ПС Юго-Западная и Новгородская ($k_{16}=0,20$) от которых питается крупный Новгородский узел нагрузок, хотя ПС Старорусская ($k_{15}=0,15$) ближе расположена к Псковской ГРЭС.

Отрицательные коэффициенты эффективности в нормальной схеме связаны с эффектом увеличения отбора реактивной мощности в смежные узлы по сети 110 кВ. Коэффициент $k_{32}=-0,15$ означает, что снижение напряжения на Ш-110 ПС 330 кВ Псков и Великорецкая на 1кВ приводит к увеличению перетока реактивной мощности по сети 110 кВ Новосокольники – Псков и вызывает снижение на 0,15 кВ напряжения на Ш-330 ПС 330 кВ Новосокольники.

Рассчитанная зависимость доступных резервов по снижению напряжения на Ш-330 при ремонте ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС – Великорецкая приведена в выражении (2). В этом случае происходит схемное отделение ПС 330 кВ Псков и Великорецкая от Псковской ГРЭС, однако

связи 110 кВ Псков – Новосокольники, Псков – Псковская ГРЭС остаются в работе.

$$\begin{pmatrix} \Delta U_{ПГРЭС}^{330} \\ \Delta U_{ПсковВел}^{330} \\ \Delta U_{Новосок}^{330} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,75 & -0,38 & 0,05 & 0 & 0,22 & 0,42 \\ -0,21 & 0,33 & 0 & 0,35 & 0 & 0 \\ 0,11 & -0,31 & 0,26 & 0 & 0,12 & 0,24 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta U_{ПГРЭС}^{110} \\ \Delta U_{ПсковВел}^{110} \\ \Delta U_{Новосок}^{110} \\ \Delta U_{Кинг}^{110} \\ \Delta U_{Стар}^{110} \\ \Delta U_{ЮЗ,Нов}^{110} \end{pmatrix} \quad (2)$$

Расчеты показывают увеличение эффективности регулирования напряжения по обе стороны отключенной ВЛ 330 кВ. Показателен отрицательный коэффициент $k_{12}=-0,38$ снижения напряжения на Ш-330 Псковской ГРЭС при снижении напряжения на Ш-110 ПС Псков и Великорецкая из-за увеличения перетока реактивной мощности в крупный Псковской узел по связям 110 кВ от Псковской ГРЭС.

При оценке эффективности изменения напряжения на Ш-110 следует учитывать эффект снижения доступного регулировочного диапазона на смежных Ш-110. Данный эффект особенно актуален для Ш-110 близко расположенных ПС. Регулирование начинается с Ш-110 с наибольшей эффективностью, где отсутствует снижение регулировочного диапазона, затем переходим к регулированию на Ш-110 с меньшей эффективностью.

Дополнительным инструментом снижения напряжения на Ш-330 ПС Псков при ремонте ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС – Великорецкая является замыкание связей 110 кВ с Новгородской и Ленинградской ЭС:

- Псков – Порхов – Шимск – Новгородский узел (эффект **0,5кВ** на Ш-330 при снижении напряжения в Новгородском узле до 110кВ);

- Псков – Плюсса – Лужская (эффект **1кВ** на Ш-330 при снижении напряжения на ПС Лужская до 110кВ).

При исчерпании всех перечисленных резервов снижения напряжение на Ш-330 следует отключать в резерв ВЛ 330 кВ, рассчитанная эффективность от перетока активной мощности по ВЛ сведена в таблицу 1.

Таблица 1. СНИЖЕНИЕ НАПЯЖЕНИЯ ПРИ ОТКЛЮЧЕНИИ ВЛ

	ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС – Новосокольники		ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС – Великорецкая	
	<i>P</i> ≈ 0 МВт	<i>P</i> ≈ 200 МВт	<i>P</i> ≈ 0 МВт	<i>P</i> ≈ 200 МВт
$\Delta U_{ПГРЭС}^{330}$	5,7 кВ		2,8 кВ	1,4 кВ
$\Delta U_{Псков}^{330}$	2,4 кВ		3,2 кВ	2,5 кВ

III. ВЫВОДЫ

1. Использование матричного уравнения оценки резервов снижения напряжения на Ш-330 за счет увеличения напряжения на Ш-110 является эффективным инструментом диспетчера по обоснованию режимного генератора.
2. Величина коэффициентов эффективности матричного уравнения зависит от удаленности объекта регулирования, нагрузки подключенной к объекту, реализованной схемы.
3. Возможны схемы, когда снижение напряжения на Ш-330 достигается за счет снижения напряжения на Ш-110 (отрицательный эффект) посредством увеличения отбора реактивной мощности по сети 110 кВ.

Список литературы

- [1] Методические указания по устойчивости энергосистем. – М. Издательство НЦ ЭНАС, 2014.
- [2] СТО 59012820.29.240.07-2008. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем, 2008.

Применение фазоповоротных устройств для увеличения пропускной способности электрической сети и оптимизации перетоков активной мощности

Х.А. Узденов, Р.Ш. Альжанов, Е.А. Коршунов
Филиал АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ, Ростов-на-Дону, Россия
E-mail: khasan0992@mail.ru

Аннотация – пропускная способность контролируемых сечений зачастую ограничена высокой загрузкой линий электропередач более низкого напряжения, в то время как линии электропередач более высокого класса напряжения остаются недогруженными. В этом случае наиболее экономичным и эффективным способом увеличения допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях является перераспределение перетоков активной мощности параллельных ЛЭП путем разгрузки сети более низкого напряжения и загрузки сети более высокого напряжения. Это возможно при использовании фазоповоротных устройств. В настоящее время в ЕЭС России фазоповоротные устройства не используются, однако имеют большой потенциал для применения.

Для оценки эффективности применения фазоповоротных устройств использовалась математическая модель энергосистемы и фазоповоротного устройства в ПК RastrWin. Расчёты проводились в расчётной модели, сформированной по результатам контрольных измерений на час максимума нагрузок.

Моделирование изменения угла сдвига фаз напряжения в начале и в конце ЛЭП с помощью фазоповоротного устройства в ПК RastrWin показало перераспределение потоков активной мощности между параллельно работающими ЛЭП различных уровней напряжения при различных углах сдвига фаз. При этом электрическая сеть более низкого напряжения разгружается за счёт загрузки электрической сети более высокого напряжения. Это в свою очередь создаёт предпосылки для увеличения МДП в контролируемых сечениях, а также положительно отражается на уменьшении потерь электроэнергии при её транспортировке.

Таким образом, в связи со сложившейся сложной экономической ситуацией в стране и связанного с ней сокращения электросетевого строительства, развивать электроэнергетику необходимо повышением управляемости электрических сетей путем применения усовершенствованных технических средств. Поэтому применение фазоповоротных устройств наиболее актуально, так как позволяет повысить пропускную способность электрических сетей, надежность и экономичность их работы.

Ключевые слова – фазоповоротное устройство, перераспределение перетоков активной мощности, МДП.

Use of phase-shifting devices for increase in capacity of the electric network and optimization of overflows of active power

Khasan Uzdenov, Rustam Alzhanov, Evgeniy Korshunov
Branch of «SO UPS» JSC, Rostov RDU, Rostov-on-Don, Russian Federation
E-mail: khasan0992@mail.ru

Abstract – capacity of controlled sections is often limited to high loading of power lines of more low voltage while power lines of more high-class tension remain underloaded. In this case the most economic and effective way of increase in admissible overflows of active power in controlled sections is redistribution of overflows of active power of the parallel high voltage lines by unloading of a network of more low voltage and loading of a network of more high voltage. It is possible when using the phase-shifting devices. Now in United Power System of Russia phase-shifting devices aren't used, however have high potential for application.

For determination of efficiency of application the phase-shifting devices the mathematical model of a power supply system and the phase-shifting devices in the RastrWin personal computer was used. Calculations were carried out in the settlement model created by results of control measurements in an hour of a maximum of loading.

Modeling of change of an angle of shift of phases of tension at the beginning and at the end of a power line by means of the phase-shifting devices in the RastrWin personal computer has shown redistribution of streams of active power between in parallel the working power lines of various levels of tension at various angles of shift of phases. At the same time the electric network of more low voltage unloads due to loading of an electric network of more high voltage. It in turn creates prerequisites for increase in the maximum power flow in controlled sections, and also is positively reflected in reduction of losses of electric energy at her transportation.

In connection with the developed difficult economic situation in the country and the related reduction of electronetwork construction, it is necessary to develop power industry increase of controllability of electric networks by application of advanced technical means. Therefore application the phase-shifting devices most actually as allows to increase the capacity of electric networks, reliability and profitability of their work.

Key words – the phase-shifting devices, redistribution of overflows of active power, maximum power flow.

I. ВВЕДЕНИЕ

В связи со сложной экономической ситуацией в России сокращается финансирование нового электросетевого строительства и одним из перспективных направлений развития электроэнергетики является повышение управляемости электрических сетей с применением инновационных технических средств. Технический прогресс не стоит на месте, постоянно развивается и будущее, как энергетики России, так и всего мира, однозначно связано с развитием интеллектуальных сетей. Ведущие мировые компании ведут активные разработки в этом направлении и в перспективе, с вводом новых технологий, мы сможем эффективней решать накопившиеся проблемы в отрасли.

Одной из насущных проблем энергосистем является ограничение пропускной способности электрической сети в связи с высокой загрузкой линий электропередачи более низкого напряжения, в то время как линии электропередачи более высокого класса напряжения остаются недогруженными. Так, для большого количества контролируемых сечений АО «СО ЕЭС» максимально допустимые перетоки активной мощности (МДП) и аварийно допустимые перетоки активной мощности (АДП) ограничиваются допустимой токовой нагрузкой электросетевого оборудования.

Зачастую, из-за ограничений пропускной способности электрической сети в проблемных энергорайонах в послеаварийных схемах в период максимума нагрузок возникает опасность выхода параметром электроэнергетического режима из области допустимых значений. Это в свою очередь может привести к повреждению оборудования и прекращению электроснабжения на длительное время большого объема нагрузки социально важных потребителей и потребителей, с опасным технологическим производством. Для недопущения этого необходимо либо развивать электрическую сеть, либо вводить в работу новые генерирующие мощности в проблемных энергорайонах. Оба варианта требуют больших капиталовложений и в период сокращения инвестиционных программ энергетических компаний их реализация трудноосуществима.

II. ПРИМЕНЕНИЕ ФАЗОВОРОТНЫХ УСТРОЙСТВ (ФПУ)

Для решения указанной выше проблемы наиболее экономичным и эффективным способом увеличения пропускной способности электрической сети является перераспределение перетоков активной мощности параллельных линий электропередачи (ЛЭП) путем разгрузки сети более низкого напряжения и загрузкой сети более высокого напряжения. Это возможно при использовании ФПУ.

В настоящее время в единой энергетической системе России ФПУ не используются, однако ведутся научные разработки в этом направлении, и имеется большой потенциал для их применения. В мировой практике ФПУ уже давно разработаны и применяются в таких развитых странах, как Соединенные Штаты Америки, Канада, Великобритания, Франция, Бельгия, Нидерланды. На территории стран Содружества Независимых Государств ФПУ реализовано в Казахстане, на ВЛ 500 кВ Житикара –

Ульке, которая соединяет Северный Казахстан и Актобинскую область.

Работа ФПУ основана на компенсации сдвига фазового угла в линии электропередачи и в общем случае состоит из двух отдельных трансформаторов: параллельного и последовательного (рис.1). Первичная обмотка параллельного трансформатора выполняется по схеме «треугольник», за счет чего организуется трехфазная система напряжений, сдвинутых по отношению к фазным напряжениям источника на 90° . Вторичная обмотка может быть выполнена в виде изолированных фаз с блоком отпаек, центр которого заземлен. Фазы вторичной обмотки через выход переключателя блока отпаек соединяются с первичной обмоткой последовательного трансформатора, которая обычно выполняется по схеме «звезда» с заземленной нейтралью. Вторичная обмотка последовательного трансформатора выполняется в виде изолированных фаз, которые включаются последовательно в рассечку соответствующих по фазе проводов линии и добавляют к вектору напряжения источника сдвинутую по фазе на 90° компоненту. Следовательно, общее напряжение на входе линии становится равным сумме вектора напряжения источника питания и вектора квадратурной составляющей, вносимой ФПУ, то есть изменяет свою фазу. В зависимости от положения переключателя блока отпаек можно изменять амплитуду и полярность вектора квадратурной составляющей, вносимой ФПУ, и таким образом регулировать величину угла сдвига между векторами напряжения на входе и выходе линии в функции от режима работы линии.

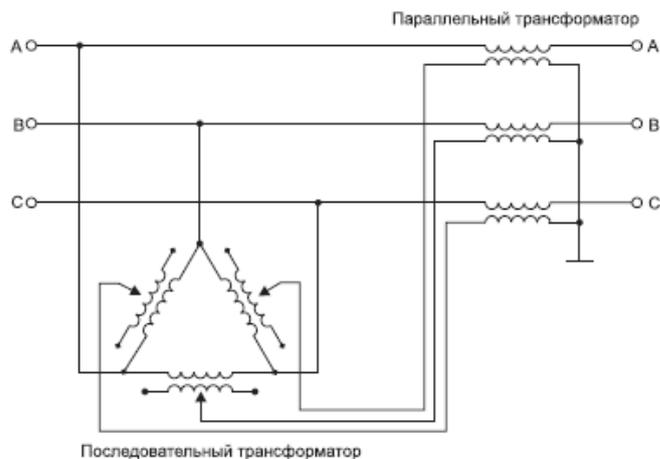


Рис. 1. Схема ФПУ

Мощность P в цепи (рис.2), содержащей ЛЭП и ФПУ, определяется по выражению (1):

$$P = \frac{U_1 \times U_2}{X_{\text{ЛЭП}}} \times \sin(\varphi + \delta) \quad (1)$$

где U_1, U_2 – напряжения по концам ЛЭП;

$X_{\text{ЛЭП}}$ – индуктивное сопротивление ЛЭП;

δ - угол между векторами напряжений U_1 и U_2 ;

φ - угол между векторами напряжений U'_1 и U_2 .

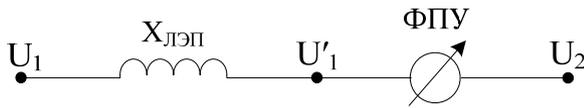


Рис. 2. Схема ЛЭП с ФПУ

Перетоки мощности при перераспределении по параллельным ветвям ЛЭП в схеме рис. 3, определяются выражениями (2) и (3):

$$P_1 = \frac{U_1 \times U_2}{X_{ЛЭП1}} \times \sin(\varphi + \delta) \quad (2)$$

$$P_2 = \frac{U_1 \times U_2}{X_{ЛЭП2}} \times \sin(\delta) \quad (3)$$

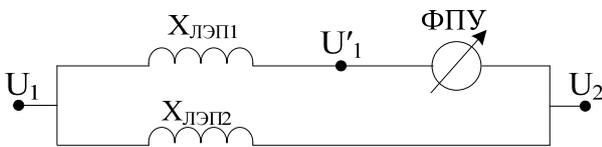


Рис. 3. Схема двух ЛЭП с ФПУ

Из анализа векторных диаграмм (рис.4) следует, что для обеспечения принудительного перераспределения мощности по параллельным ветвям ЛЭП с помощью ФПУ необходимо, чтобы вектор U'_1 отставал от вектора U_2 .

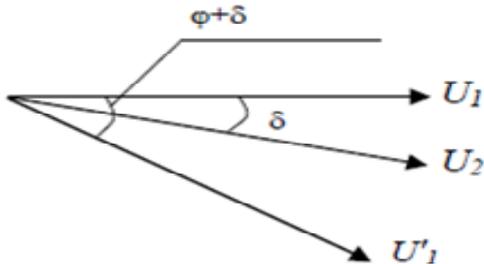


Рис. 4. Векторная диаграмма напряжений ЛЭП с установленным ФПУ

Физически это объясняется тем, что при росте нагрузки в первой ветви угол между напряжениями U_1 и U'_1 растет, и при заданном направлении мощности вектор напряжения U_1 должен опережать U'_1 . Таким образом, для того, чтобы обеспечить равенство углов по параллельным ветвям 1 и 2, необходимо с помощью ФПУ повернуть угол между напряжениями U'_1 и U_2 до такой величины, чтобы было достигнуто искомое равенство углов между напряжениями U_1 и U_2 .

Для практической наглядности эффективности применения ФПУ рассмотрено условное контролируемое сечение «Южное», в состав которого входят 2 ВЛ 500 кВ и 3 ВЛ 220 кВ (рис. 5), пропускная способность ЛЭП указана в таблице 1. Выдача активной мощности осуществляется из избыточной энергосистемы №1 в дефицитную энергосистему №2. Смоделирована схема с установкой ФПУ на обеих ВЛ 500 кВ. Расчёты электроэнергетических режимов проводились в ПК RatrWin3, ФПУ моделировалось посредством включения в соответствующие ветви комплексного

коэффициента трансформации: $K_{T/r}$, $K_{T/i}$, – вещественная и мнимая составляющие коэффициента трансформации.



Рис. 5. Схема условного контролируемое сечение «Южное»

Таблица I. ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ ЛЭП

Наименование	Длительно допустимая токовая нагрузка, А	Аварийно допустимая токовая нагрузка, А
ВЛ 500 кВ №1	2000	2000
ВЛ 500 кВ №2	2000	2000
ВЛ 220 кВ №1	690	828
ВЛ 220 кВ №2	690	828
ВЛ 220 кВ №3	690	828

В нормальном режиме перетоки активной мощности в контролируемом сечении распределяются по ЛЭП в соответствии с их физическими характеристиками. В таблице 2 наглядно показано, как перераспределяются перетоки активной мощности по ВЛ 500 кВ и ВЛ 220 кВ в различных схемах, как с применением ФПУ ($\varphi_{ФПУ}=4,1$ эл. град.), так и без применения ФПУ. По результатам видно, что кроме разгрузки сети более низкого напряжения, также очевиден эффект уменьшения потерь активной мощности в сети.

Таблица II. ПЕРЕТОКИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И ПОТЕРИ В СЕТИ ДЛЯ СХЕМЫ БЕЗ ФПУ И С УЧЁТОМ ПРИМЕНЕНИЯ ФПУ

Схема без ФПУ		Схема с ФПУ			
Перетоки мощности по ВЛ, МВт	Потери активной мощности, МВт	Перетоки мощности по ВЛ, МВт		Потери активной мощности, МВт	
ВЛ 500 кВ №1	268+j40	2,1	ВЛ 500 кВ №1	476+j45	6,5
ВЛ 500 кВ №1	217+j22		ВЛ 500 кВ №2	389+j16	
ВЛ 220 кВ №1	178+j33	9,5	ВЛ 220 кВ №1	50+j40	1,3
ВЛ 220 кВ №2	190+j36		ВЛ 220 кВ №2	53+j43	
ВЛ 220 кВ №3	167+j31		ВЛ 220 кВ №3	46+j37	
Сумма		11,6	Сумма		7,8

Для условного контролируемого сечения «Южное» также были проведены расчёты МДП и АДП в схеме с применением ФПУ и в схеме без применения ФПУ. Критерием определения МДП и АДП в контролируемом сечении «Южное» является допустимая токовая нагрузка ВЛ 220 кВ, входящих в сечение. Результаты расчётов показывают, что применение ФПУ для нормальной и ремонтных схем позволяет заметно увеличить значения МДП и АДП. Это в свою очередь имеет большое значение для Системного оператора при управлении электроэнергетическими режимами работы энергосистем.

Результаты расчёта МДП и АДП в контролируемом сечении «Южное» в схеме без использования ФПУ и в схеме с использованием ФПУ приведены в таблице 2 и таблице 3.

Таблица III. МДП и АДП в контролируемом сечении «Южное» без применения ФПУ

Схема	МДП, МВт	АДП, МВт	Критерий определения МДП	Критерий определения АДП
Нормальная	1413	1440	АДТН ВЛ 220 кВ №2 в ПАР ВЛ 220 кВ №1	ДДТН ВЛ 220 кВ №2
Ремонт ВЛ 220 кВ №1	1143	1195	АДТН ВЛ 220 кВ №2 в ПАР ВЛ 220 кВ №3	ДДТН ВЛ 220 кВ №2
Ремонт ВЛ 220 кВ №1 и №3	902	965	АДТН ВЛ 220 кВ №2 в ПАР ВЛ 500 кВ №1	ДДТН ВЛ 220 кВ №2

Таблица IV. МДП и АДП в контролируемом сечении «Южное» с учётом применения ФПУ

Схема	МДП, МВт	АДП, МВт	Критерий определения МДП	Критерий определения АДП
Нормальная	1831	1990	АДТН ВЛ 220 кВ №2 в ПАР ВЛ 500 кВ №1	ДДТН ВЛ 220 кВ №2
Ремонт ВЛ 220 кВ №1	1543	1750	АДТН ВЛ 220 кВ №2 в ПАР ВЛ 500 кВ №1	ДДТН ВЛ 220 кВ №2
Ремонт ВЛ 220 кВ №1 и №3	1263	1509	АДТН ВЛ 220 кВ №2 в ПАР ВЛ 500 кВ №1	ДДТН ВЛ 220 кВ №2

III. ВЫВОДЫ.

Подводя итоги проведённых расчётов необходимо отметить основные преимущества применения ФПУ в энергосистеме:

1. В различных схемах электрической сети позволяет увеличить значения МДП и АДП в контролируемых сечениях, где критерием определения допустимых перетоков активной мощности является допустимая токовая нагрузка электросетевого оборудования. Это несомненно позволяет улучшить управляемость и увеличить надёжность работы как локальных энергосистем, так Единой электроэнергетической системы России.
2. Позволяет при наименьших затратах материальных и трудовых ресурсов решать проблему «узких мест», ликвидировать

перегрузку электросетевого оборудования. Угол сдвига фазы напряжения можно менять оперативно вручную, а так изменять её с помощью автоматики, что позволяет улучшить противоаварийную управляемость энергосистем.

3. Позволяет заметно снизить потери активной мощности и оптимизировать работу электрической сети, что является одной из главных и приоритетных задач электроэнергетики. Путём плавного изменения угла сдвига фаз напряжения в начале и в конце линии, можно обеспечить переток активной мощности по ЛЭП, равный натуральной мощности.
4. Позволяет производить плавку гололёда на проводах без отключения ЛЭП путем перераспределения перетоков активной мощности в сети. В отличие от традиционных способов перераспределения перетоков активной мощности, в схеме с применением ФПУ для создания необходимых для плавки гололёда токов не нужно отключать нормально включённое электросетевое оборудование на смежных энергообъектах. Также перераспределение перетоков активной мощности с помощью ФПУ позволит плавно изменять токовую нагрузку ЛЭП и предотвратить налипание гололёда на проводах.

Таким образом, в настоящее время есть все предпосылки для технического перевооружения электрических сетей, что совпадает с курсом повышения энергетической эффективности стратегической для государства отрасли. Модернизация оборудования и инновационное развитие электроэнергетики даст толчок для роста во всех отраслях промышленности и обеспечит укрепление энергобезопасности России.

Список литературы

- [1] Добрусин Л.А., Тенденции применения фазоворотных трансформаторов, Силовая Электроника - 2012. - №4 С.60-66.
- [2] Каложный А.Х., Управление потоками мощности в электрических сетях с помощью фазоворотных трансформаторов, Электричество - 1986. - №11. - С. 12-18.
- [3] Ахметов И.М., Разработка релейной защиты фазоворотного устройства с тиристорным коммутатором для ЛЭП 220 кВ: дисертация на соискание учёной степени кандидата технических наук: 05.14.02, ОАО «Энергетический институт им. Кржижановского» - 2014. – С. 12-14.
- [4] Стандарт организации «Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС», СТО 59012820.27.010.001-2013 – ОАО «СО ЕЭС» - 2013.

КРАТКОСРОЧНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОРАЙОНОВ И ЭНЕРГОСИСТЕМ НА ПРИМЕРЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ЧЕЛЯБИНСКОЙ ОБЛАСТИ.

А.К. Бухмастов¹, Ю.В. Саблин¹

¹Филиал ОАО "СО ЕЭС" Челябинское РДУ
Челябинск, Россия
buhmastov@gmail.com

Аннотация – на данный момент точность краткосрочных прогнозов потребления по ЕЭС достаточно высока, но если посмотреть детально и обратиться к конкретной региональной энергосистеме, например, к энергосистеме Челябинской области, то можно увидеть, что в текущих реалиях и при текущем способе оценки качества прогноза достигнуть высокой точности прогноза невозможно и это обусловлено рядом следующих причин: существенная доля электрометаллургии с резко переменным графиком нагрузки в составе потребления региона; СДВ, используемая как факт для оценки качества прогноза и как статистические данные при формировании прогноза, учитывает только 1 последнюю минуту часа, которая по факту является практически мгновенным значением и не дает даже примерной картины по потреблению внутри часа и по факту потребление в эту минуту зачастую может сильно отличаться от среднего потребления за час; качество телеизмерений; существенные отклонения фактического потребления от заявок потребителей. В данной статье сформированы предложения по изменению подхода к краткосрочному прогнозированию и оценке качества прогноза, позволяющие повысить точность прогноза потребления, сформировано предложение по вводу дополнительных штрафов для потребителей в случае отклонения от заявок.

Ключевые слова — прогноз потребления; подготовка исходных данных и расчет ВСВГО, РСВ, ПДГ, ППБР.

SHORT-TERM FORECASTING OF ELECTRIC CONSUMPTION OF ENERGY- REGIONS AND ENERGY SYSTEMS ON THE EXAMPLE OF ENERGY SYSTEM OF CHELYABINSK REGION.

A.K. Bukhmastov¹, Yu.V. Sablin¹

¹Chelyabinsk RDO, «SO UPS»
Chelyabinsk, Russian Federation
buhmastov@gmail.com

Abstract – At the moment, the accuracy of short-term forecasts of consumption by the Unified Energy System of the Russian Federation is quite high, but if you look in detail and turn to a specific of regional energy system, for example, to the energy system of the Chelyabinsk region, you can see that in current realities and with the current method of assessing the quality of the forecast, it is impossible to achieve high accuracy of the forecast and this is due to a number of the following reasons: a significant share of electrometallurgy with a sharply variable load schedule as part of the region's consumption; the Daily Dispatching List (SDV) used as a fact for estimating the quality of the forecast and as the statistical data for forming the forecast takes into account only the last 1 minute of the hour, which in fact is almost instantaneous and does not give even an approximate picture of consumption within an hour and in fact consumption at that moment can be very different from average consumption per hour; quality of telemetry; significant deviations of actual consumption from consumer applications. In this article, proposals are made to change the approach to short-term forecasting and estimating the quality of the forecast, which make it possible to improve the accuracy of the forecast of consumption, and a proposal has been formed to introduce additional penalties for consumers in the event of deviation from applications.

Keywords — short-term forecasting of electric consumption of energy-regions and energy systems, short-term forecasting

I. ВВЕДЕНИЕ

На данный момент точность краткосрочных прогнозов потребления по ЕЭС достаточно высока, но если посмотреть детально и обратиться к конкретной региональной энергосистеме, например, к энергосистеме Челябинской области, то можно увидеть, что в текущих реалиях и при текущем способе оценки качества прогноза не представляется возможным достигнуть целевого показателя точности прогноза в пределах 2,5%, как того требуют «Принципы оценки точности прогнозирования потребления мощности для филиалов ОАО «СО ЕЭС» РДУ операционной зоны ОДУ Урала» [4].

В данном докладе будут рассмотрены основные аспекты, сказывающиеся на точности прогноза, такие как:

- характер графика нагрузки потребителей, например в Челябинской области существенная доля электрометаллургии с резко переменным графиком нагрузки в составе потребления региона;
- в качестве фактических данных для оценки качества прогноза и в качестве статистических данных при формировании прогноза используется «Суточная диспетчерская ведомость» (СДВ), которая учитывает только 1 последнюю минуту часа для оценки точности прогноза за весь час;
- качество и отсутствие части телеизмерений;
- существенные отклонения фактического потребления от заявок потребителей.

II. ХАРАКТЕР ГРАФИКА НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

График бытовой нагрузки носит достаточно равномерный характер с минимумом нагрузки в ночное время и утренним и вечерним максимумом. График бытовой нагрузки достаточно предсказуем и зависит от метеорологических условий (температура, освещенность, осадки), времени суток и от дня недели.

График промышленных предприятий в свою очередь достаточно индивидуален и зависит от графика работы предприятия и применяемого технологического оборудования.

В Челябинской области хорошо развита Metallургическая промышленность, которая составляет около половины потребления всего региона. В свою очередь в металлургической промышленности используются дуговые сталеплавильные печи (ДСП) имеющие резко переменный график нагрузки [1]. Данные печи могут практически мгновенно поднимать нагрузку до максимума и также мгновенно ее сбрасывать, причем точную продолжительность работы и простоя данных печей спрогнозировать невозможно в связи с технологическими особенностями.

Наиболее мощные ДСП установлены на Магнитогорском металлургическом комбинате (ММК) - две по 150 МВА, и на Ашинском металлургическом заводе (АМЗ) - 90 МВА, что в сумме уже составляет около

8-10% от среднего потребления по Челябинской области. На рис. 1 представлен фактический график потребления ДСП на ММК в течение одного часа, на котором видно, что нагрузка периодически снижается до близких к нулю значений, а затем практически мгновенно снова поднимается до максимальных. Способа достоверно прогнозировать нагрузку ДСП в заданный момент времени не существует, хотя среднюю нагрузку за час все-таки можно спрогнозировать со значительно большей точностью.

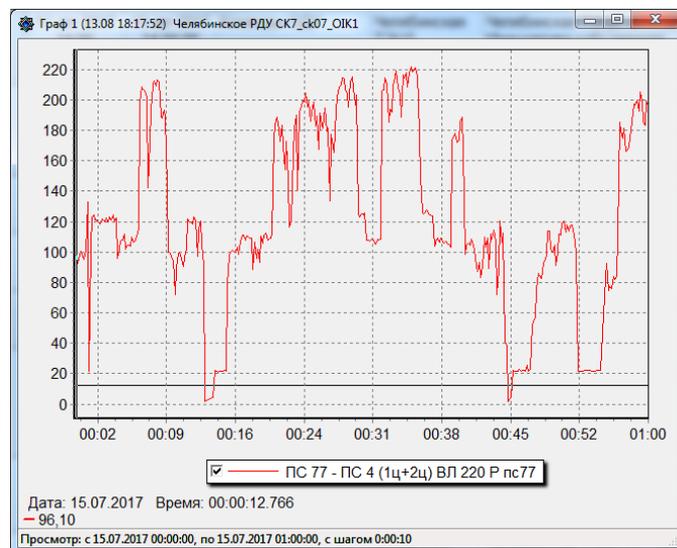


Рис. 1. График фактического потребления ДСП на ММК в течение 1 часа по данным телеизмерений.

Таким образом даже при абсолютной точности прогноза по всем остальным потребителям невозможно достигнуть нормативного значения величины погрешности прогноза потребления по Челябинской области в пределах 2,5% в какой-либо заданный момент времени, которым по факту является СДВ.

III. ВЫБОР ФАКТИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Как уже упоминалось ранее, на данный момент в качестве фактических данных для анализа точности прогноза и в качестве статистических данных при формировании прогноза используется СДВ.

Данный подход не совсем корректен, поскольку СДВ формируется из фактических значений телеизмерений, усреднённых за последнюю минуту каждого получасового интервала [5] и по факту не дает объективной картины о потреблении в часовом интервале, что наглядно видно на суточном графике потребления ММК (Рис. 2), где точки СДВ в 5:00, 14:00, 17:00, 19:00 имеют большое отклонение порядка 100-150 МВт от среднечасовых значений, т.е. 10-15% от общего потребления ММК, что составляет порядка 2,5-4,5% от потребления Челябинской энергосистемы.

Причем использование СДВ дает ошибку 2 раза: сначала при формировании прогноза на основе не всегда объективных данных за 1 минуту, а затем и при оценке качества прогноза.

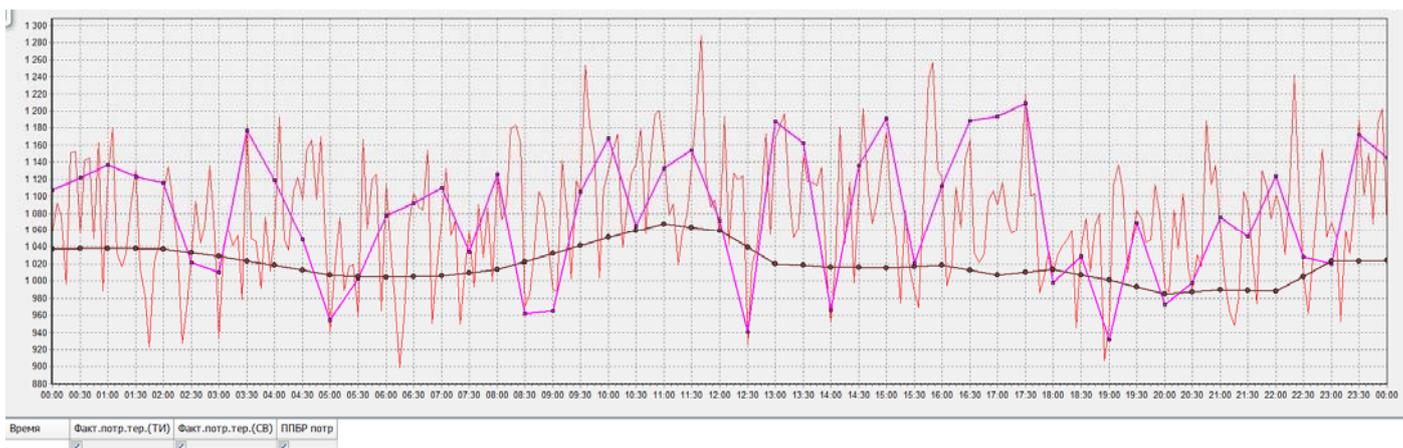


Рис. 2. Суточный график потребления ММК, МВт (ТИ, СДВ, ППБР)

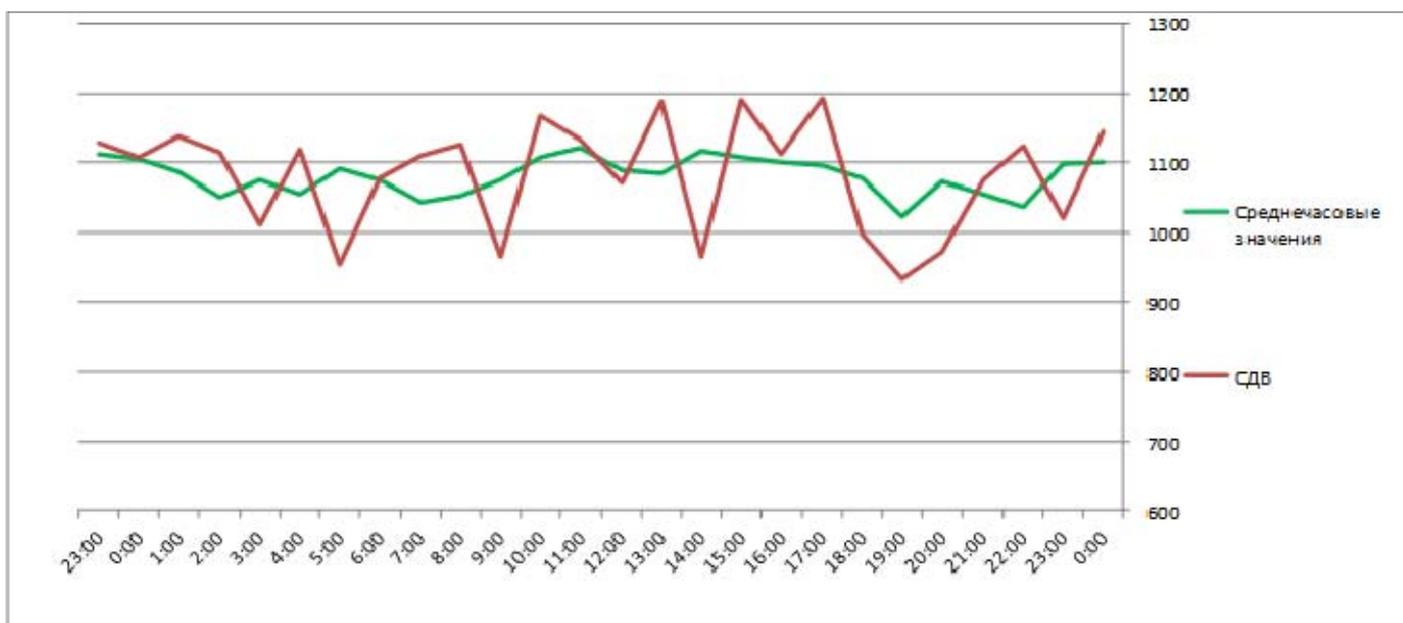


Рис. 3. Суточный график ММК (среднечасовые значения, СДВ).

В свою очередь использование среднечасовых значений телеизмерений позволяет оценить объем фактического потребления за указанный час. График потребления становится более равномерным без резких отклонений, что также видно на примере суточного графика ММК (Рис. 3).

В качестве основного аргумента против отказа от СДВ в целях прогнозирования обычно приводится необходимость расчета режима в заданный момент времени. Но как показано выше по факту среднечасовые значения дают более объективную картину, т.к. фактическое значение в СДВ это лишь значение в случайный момент времени, а для наиболее точного прогноза стоит считать математическое ожидание, которое должно определяться как среднее значение за час.

Для Челябинской энергосистемы в целом график фактического потребления построенный по среднечасовым значениям также значительно более равномерный, чем график построенный по СДВ (Рис. 4).

Таким образом, применение в качестве фактических данных усредненных часовых значений вместо СДВ при оценке погрешности прогноза потребления и для статистики даст возможность корректно оценивать фактический объем потребленной энергии, а не практически мгновенное значение СДВ.

IV. КАЧЕСТВО ТЕЛЕИЗМЕРЕНИЙ

Одним из факторов, вносящих погрешность в качество прогноза является и качество телеизмерений, также влияющее на формирование фактических данных по которым оценивается точность прогноза потребления. В Челябинской энергосистеме по сегодняшний день достаточно много нетелемеханизированных телеизмерений, которые выставляются вручную, что может давать существенную ошибку при оценке точности прогноза и формировании прогноза по статистическим данным.

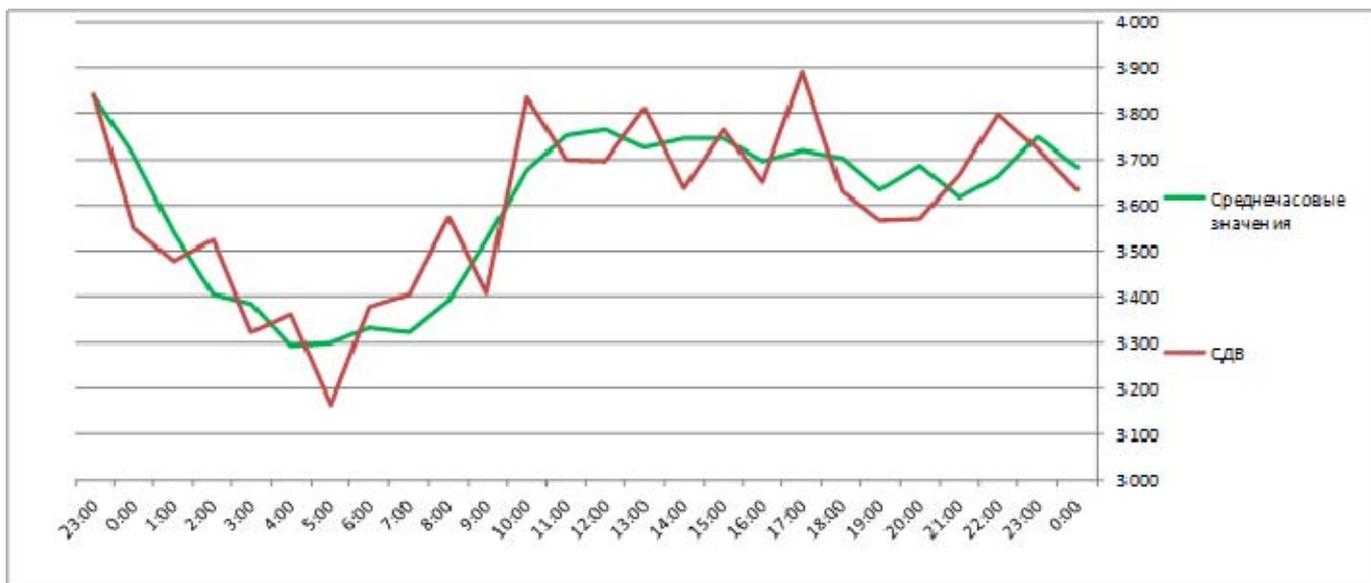


Рис. 4. Суточный график потребления Челябинской области, МВт

Необходима дальнейшая телемеханизация всех объектов, особенно генерации потребителей.

V. ЗАЯВКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Еще один существенный фактор, который стоит учитывать при прогнозировании – это заявки

потребителей. Никто не знает лучше о своих планах, чем сам потребитель. Но и здесь есть подводные камни.

Существенную долю (около четверти) потребления Челябинской энергосистемы составляет потребление субъекта Челябэнергосбыт. Но поскольку штрафы за недобор на розничном рынке электроэнергии отменили, то потребители предоставляют в сбыт завышенные данные, а соответственно точность прогноза энергосбыта невысокая. Но и остальные субъекты оптового рынка не всегда предоставляют корректную заявку.

С целью повышения точности заявок потребителями предлагается увеличить штрафные санкции за недобор и перебор мощности.

Несмотря на невысокую точность заявки потребителей дают как минимум общую картину их намерений, а соответственно и возможность на основе их заявки и статистики составить корректный прогноз. Таким образом, составив прогноз по всем субъектам отдельно, а затем просуммировав их, можно получить сводный прогноз, учитывающий все изменения и планы субъектов, а также статистику предыдущих периодов.

В частности применение среднечасовых значений и детального анализа графиков по субъектам позволит укладываться в нормативную погрешность прогноза по энергосистеме Челябинской области в пределах 2,5%.

Ввод дополнительных штрафов для потребителей существенно отклоняющихся от заявок сделает потребителей более дисциплинированными, что также положительно скажется на точности краткосрочного прогнозирования.

Список литературы

- [1] Иванов, В.С., Соколов, В.И. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 336 с.
- [2] Методика прогнозирования графиков электропотребления для технологий краткосрочного планирования от 14 декабря 2007 года – ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС»
- [3] Приложение №9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка. Регламент оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России от 14 июля 2006г.
- [4] Принципы оценки точности прогнозирования потребления мощности для филиалов ОАО «СО ЕЭС» РДУ операционной зоны ОДУ Урала от 04.12.2015г.
- [5] Требования к суточной диспетчерской ведомости и формам отображения в ОИК от 02 апреля 2015г. / С.А. Павлушко – ОАО «СО ЕЭС»

Оценка влияния на результаты расчетов динамической устойчивости качества моделирования систем регулирования генерирующего оборудования

К.А. Сидоров
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга
Пятигорск, Россия
kiruxa27.90@mail.ru

Аннотация — При проведении исследований динамической устойчивости генерирующего оборудования какой либо из электростанций, прежде всего, необходимо убедиться в правильности используемых данных по параметрам оборудования, а так же правильности моделирования всех систем регулирования данного оборудования. Часто возникает ситуация когда данные собственником либо не предоставляются вовсе, либо их объем не позволяет качественно отразить реальные настройки и характеристики генерирующего оборудования и его систем регулирования. Так как результатом этих расчетов может стать команда на ограничение мощности электростанции или решение об установке устройств противоаварийной автоматики для обеспечения динамической устойчивости, очень важно получить правильный результат расчета. В связи с этим необходимо провести исследования по оценке влияния качества моделирования систем регулирования на результат расчета динамической устойчивости.

Ключевые слова — динамическая устойчивость; цифровая модель систем регулирования; АРВ, Eurostag.

Evaluation of influence on the results of dynamic stability calculations for the quality of modeling of generating equipment regulation systems

Kirill Sidirov
«System Operator of the United Power System», JSC
Pyatigorsk, Russia
kiruxa27.90@mail.ru

Abstract — When carrying out studies of the dynamic stability of generating equipment of any of the power plants, first of all, it is necessary to verify the correctness of the data used for the equipment parameters, as well as the correct modeling of all control systems of this equipment. Often there is a situation when the owner's data is either not provided at all, or their volume does not allow to reflect qualitatively the real settings and characteristics of the generating equipment and its regulatory systems. Since the result of these calculations may be a command to limit the capacity of the power plant or the decision to install emergency control devices to ensure dynamic stability, it is very important to obtain the correct calculation result. In this connection, it is necessary to carry out studies on the evaluation of the influence of the quality of modeling of control systems on the result of calculation of the calculation of dynamic stability.

Keywords — Dynamic stability; Digital model of regulatory systems; ARV, Eurostag

I. ВВЕДЕНИЕ

При выполнении расчетов электромеханических переходных процессов в энергосистеме с целью исследования динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций генерирующий агрегат можно рассматривать как структуру из пяти элементов: генератора, системы возбуждения, автоматического регулятора возбуждения

(АРВ), первичного двигателя (турбины) и автоматического регулятора скорости (АРС) [3]. Структура модели генерирующего агрегата представлена на рисунке 1.

Так как результатом этих расчетов может стать превентивное ограничение мощности электростанции или решение об установке устройств противоаварийной автоматики для обеспечения динамической устойчивости, очень важно получить правильный результат расчета. Для

получения максимально точного результата расчета динамической устойчивости необходимо правильно смоделировать генерирующее оборудование с его системами регулирования и управления.

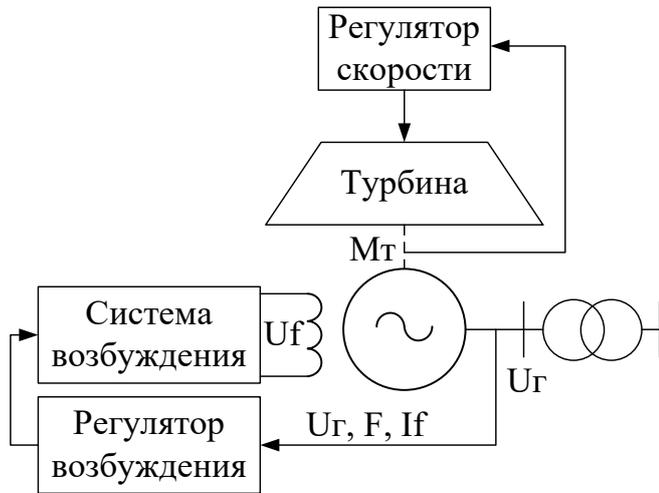


Рис. 1. Структура модели генерирующего агрегата.

Часто возникает ситуация когда информация о типе оборудования и параметрах его настройки либо не предоставляются собственником вовсе, либо их объем не позволяет качественно отразить реальные характеристики генерирующего оборудования и его систем регулирования.

Основное внимание при моделировании генерирующего агрегата для проведения исследований динамической устойчивости обычно уделяется собственно синхронной машине и ее системе возбуждения: используются подробные модели синхронной машины, детальные модели автоматических регуляторов возбуждения и системных стабилизаторов, учитывающие работу технологических ограничителей и релейной форсировки, подробные модели возбудителей. Это определяется, прежде всего, реализацией в АРВ эффективных законов управления с малыми эквивалентными постоянными времени регулирования и, соответственно, значительным регулирующим эффектом, который система возбуждения оказывает на синхронную машину при протекании переходных процессов.

II. МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМ РЕГУЛИРОВАНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

A. Системы возбуждения генераторов

Моделирование всех систем возбуждения в практике расчетов электромеханических переходных процессов выполняется по их внешним характеристикам. Модель электромашинной, высокочастотной и тиристорной системы возбуждения турбогенератора описывается уравнением вида:

$$U_f = U_{APB} \cdot \frac{1}{1 + pT_{B1}} \quad (1)$$

где, T_{B1} – эквивалентная постоянная времени возбудителя; U_{APB} – выход регулятора возбуждения; U_f – напряжение возбуждения. На рисунке 2 представлена упрощенная структурная схема электромашинной, высокочастотной и тиристорной систем возбуждения.

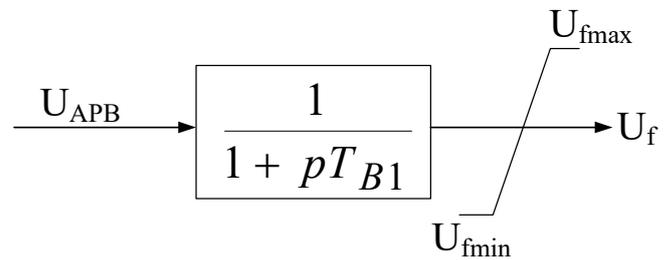


Рис. 2. Упрощенная структурная схема электромашинной, высокочастотной и тиристорной систем возбуждения.

Модели электромашинной, высокочастотной и тиристорной систем возбуждения, имея одинаковую структуру, резко отличаются друг от друга эквивалентной постоянной времени возбудителя (T_{B1}) и величиной минимального напряжения возбуждения (U_{fmin}):

- Электромашинная СВ – $T_{B1} = 1-2$ сек.
- Высокочастотная СВ – $T_{B1} = 0.3-0.5$ сек.
- Тиристорная (СТС и СТН) – $T_{B1} = 0.02-0.05$ сек.

Возбудители электромашинной и высокочастотной систем (генератор постоянного тока или высокочастотный генератор) не допускают изменения знака напряжения возбуждения, поэтому величина U_{fmin} для этих систем равна нулю ($U_{fmin} = 0$).

Тиристорные системы возбуждения реверсивны, кратность расфорсировки возбуждения этих систем по абсолютной величине приближается к кратности форсировки ($|U_{fmin}| \leq U_{fmax}$).

Для статической системы тиристорного самовозбуждения величина потолочных значений напряжения возбуждения (развозбуждения) не постоянна, а практически линейно (при больших посадках напряжения генератора) зависит от величины генераторного напряжения:

$$U_{fmax} = U_{fmaxCTC} \cdot \frac{U_{\Gamma}}{U_{\Gamma 0}} \quad (2)$$

где, $U_{fmaxCTC}$ – паспортное потолочное значение напряжения возбуждения статической тиристорной системы самовозбуждения, а U_{Γ} и $U_{\Gamma 0}$ – соответственно текущее и номинальное напряжение на шинах генератора.

Модель бесщеточной системы возбуждения мощного турбогенератора описывается уравнением вида:

$$U_f = U_{APB} \cdot \frac{K_{B1}}{1 + pT_{B1}} - K_{B2} \cdot \frac{1 + pT_{B2}}{1 + pT_{B1}} \cdot I_f \quad (3)$$

где, K_{B1} , K_{B2} , T_{B1} , T_{B2} – коэффициенты и постоянные времени, зависящие от параметров возбудителя обращенного генератора, I_f – ток возбуждения генератора.

Упрощенная структурная схема бесщеточной системы возбуждения представлена на рисунке 3.

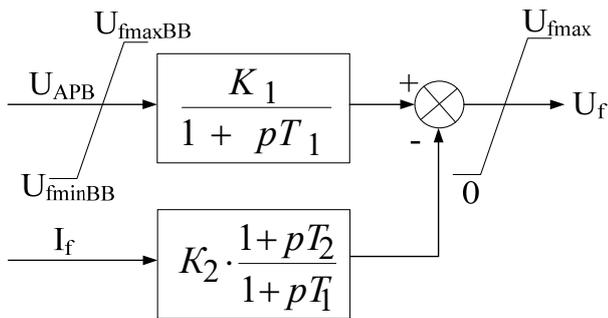


Рис. 3. Упрощенная структурная схема бесщеточной системы возбуждения.

Сравним эффективность работы АРВ сильного действия при его использовании для управления различными типами систем возбуждения. От типа системы возбуждения и настройки его параметров зависит результат расчета. На рисунке 4 представлена эффективность демпфирования колебаний активной мощности на генераторе в зависимости от применяемой системы возбуждения и видно, что неверный выбор типа или параметров настройки системы возбуждения приведет к недостоверным результатам расчета.

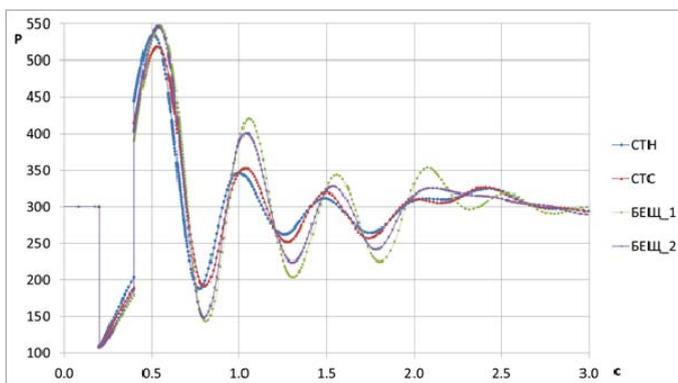


Рис. 4. Колебания активной мощности на генераторе в зависимости от применяемой системы возбуждения.

В. Первичный привод

Основное назначение моделей турбин и их систем регулирования в расчетах переходных процессов состоит в отображении влияния систем регулирования частоты на мощность турбины при значительных изменениях частоты в моделируемой энергосистеме. В остальных случаях мощность турбины при расчете переходных процессов можно принимать неизменной, что определяется в первую очередь постоянными времени регуляторов скорости вращения турбины, заметно превышающими время собственно переходного процесса.

Динамика процесса изменения момента паровой турбины при изменении открытия ее регулирующих органов определяется главным образом поведением промежуточных объемов пара, заключенных между регулируемыми клапанами и соответствующими ступенями турбины и в тракте промпрегрева. Рассмотрим упрощенную структурную схему модели паровой турбины, она представлена на рисунке 5.

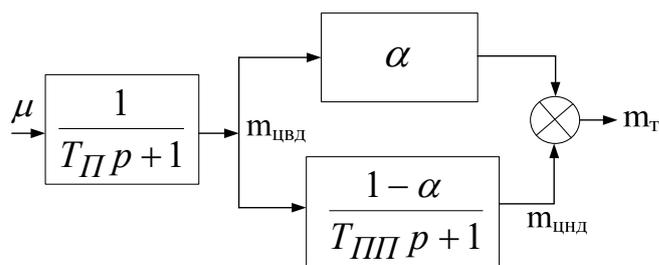


Рис. 5. Упрощенная структурная схема модели паровой турбины.

На рисунке 5 обозначены: T_{II} – эквивалентная постоянная времени паровых объемов ЦВД (0.1-0.3 сек.); T_{III} – эквивалентная постоянная времени парового объема тракта промежуточного перегрева пара и паровых объемов ЦВД (3 – 7 сек.); α – отношение мощности ЦВД к номинальной мощности турбины (0.3-0.4 сек.); μ – относительное открытие регулирующих клапанов; m_T – момент турбины.

С. Автоматический регулятор скорости

Моделирование первичных двигателей и их АРС при анализе электромеханических переходных процессов обычно осуществляется упрощенно. Более или менее подробное представление первичных двигателей с их системами регулирования производится только в случае анализа переходных процессов, связанных с отклонением частоты электрического тока [2]. Такие процессы возникают из-за большого небаланса активной мощности в системе или ее частях и вызваны отключением генераторов или нагрузок, разделением системы на изолированно работающие части и т. п. В случаях моделирования изолированной от ЕЭС работы части энергосистемы, для адекватного воспроизведения динамических свойств энергосистемы ее динамическая модель также должна содержать цифровые модели первичных двигателей и их систем регулирования. При этом существуют сложности в моделировании турбин и их систем регулирования, так как в отличие от АРВ каждая турбина в совокупности с ее системой регулирования по существу имеет уникальные характеристики скорости набора и сброса мощности при изменении частоты, зависящие от ряда факторов, многие из которых также являются переменными величинами. Поэтому детализация моделей турбин и их систем регулирования определяется задачами, для решения которых они используются.

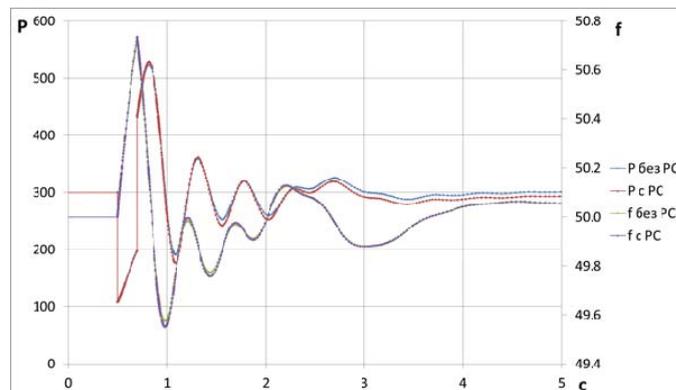


Рис. 6. Активная мощность и частота вращения генератора в моделях с применением АРС и без них.

На рисунке 6 представлено изменение частоты вращения генератора и колебаний активной мощности в зависимости от наличия регулятора скорости. В связи со значительным запаздыванием реакции АРС на переходный процесс в системе «турбина-генератор», можно утвердительно сказать, что для целей исследования динамической устойчивости генераторов станции работающих параллельно с ЕЭС, моделирование АРС является не обязательным.

Д. Автоматический регулятор возбуждения

Автоматический регулятор возбуждения рассматривается последним, так как его влияние на результаты расчетов динамической устойчивости самое большое.

Важно не только верно знать тип установленного АРВ, но и знать его параметры настройки. Даже небольшая разница в параметрах настройки АРВ может привести к неверным результатам расчета.

Автоматические регуляторы возбуждения различают по принципам действия и законам регулирования. Рассмотрим две больших группы автоматических регуляторов возбуждения:

- АРВ сильного действия;
- АРВ пропорционального действия.

АРВ пропорционального действия характеризуется изменением силы тока возбуждения пропорционально отклонению напряжения на зажимах машины от заданного значения (отрицательная обратная связь по напряжению). АРВ пропорционального действия не обеспечивает достаточной точности поддержания напряжения электрических станций, работающих на дальние линии электропередачи и в случаях, когда в системе имеются резкие изменения нагрузки, приводящие к значительным колебаниям напряжения [1].

АРВ сильного действия (АРВ СД), при котором увеличение эффективности достигается введением регулирования возбуждения по отклонению напряжения, по производным от тока, напряжения, частоты и др., выбираемых в определенных соотношениях, характеризуется высоким быстродействием и большой мощностью системы возбуждения.

Эффект «сильного» действия регулятора обеспечивается выработкой регулирующего воздействия как по отклонению напряжения генератора, так и по скорости его изменения. Кроме канала по производной напряжения, в регуляторе имеются и другие каналы стабилизации, которые способствуют повышению устойчивости функционирования замкнутой системы регулирования, обеспечивают быстрое затухание электромеханических переходных процессов, т.е. увеличивают статическую и динамическую устойчивость параллельной работы электростанции с энергосистемой [1].

Для исследования зависимости качества демпфирования колебаний ротора при переходных

процессах рассмотрим изменение активной мощности генератора при переходном процессе в случае если на генераторе установлен АРВ пропорционального действия и АРВ сильного действия. Качество демпфирования в зависимости от используемого автоматического регулятора возбуждения представлено на рисунке 7.

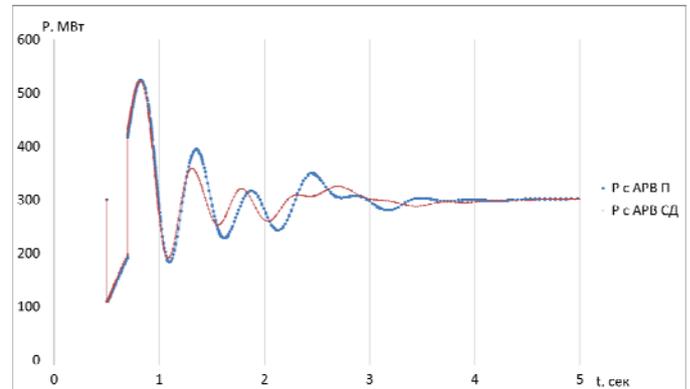


Рис. 7. Колебания активной мощности при использовании АРВ пропорционального типа и АРВ сильного действия.

III. Выводы

Рассмотрев системы регулирования и их влияние на результат расчета, можно сделать следующие выводы:

- Необходимо подробное моделирование систем возбуждения и автоматических регуляторов возбуждения, так как неверный выбор типа или параметров настройки системы возбуждения и автоматического регулятора возбуждения приведет к недостоверным результатам расчета;
- Существует необходимость более продуктивного взаимодействия с собственниками оборудования, с целью получения информации о характеристиках используемого оборудования и его параметрах настройки;
- Для расчетов синхронизации с предварительным выделением энергосистемы на изолированно работающие части, моделирование всех первичных двигателей можно выполнять с использованием обобщенных моделей турбин и регуляторов скорости при индивидуальной настройке их параметров;
- Для целей исследования динамической устойчивости генераторов станции работающих параллельно с ЕЭС, моделирование регуляторов скорости является не обязательным.

Список литературы

[1] Юрганов, А. А. Регулирование возбуждения синхронных генераторов./ А. А. Юрганов, В. А. Кожевников - СПб.: Наука, 1996 - 138 с.

[2] Меркурьев, Г. В. Устойчивость энергосистем./ Г.В. Меркурьев, Ю. М. Шаргин - СПб.: НОУ "Центр подготовки кадров энергетики", 2008 - Т. 2. - 376 с.

[3] Гуревич, Ю.Е., Либова, Л.Е., Окин, А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М: Энергоатомиздат, 1990. 390 с.

Методика учета резко-переменной нагрузки потребителей при выполнении прогноза потребления энергосистемы для целей краткосрочного планирования

А.В. Ильин, И.В. Комалова
Фиалиал АО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ
Екатеринбург, Россия
E-mail: kiv@sverdu.so-ups.ru

Аннотация

Для планирования электроэнергетических режимов ЕЭС России на текущий момент используется прогнозирование потребления электрической мощности (далее – прогноз) по энергосистемам субъектов Российской Федерации с последующим формированием суммарного прогноза для ОЭС и ЕЭС. При этом величина погрешности прогнозирования для ОЭС не должна превышать 2,5 %. Действующие модели прогнозирования оперируют энергосистемой как единым объектом, что устанавливает ограничение для повышения качества прогноза. При разделении энергосистемы на отдельные группы потребителей выявляется различие в их характеристиках, и как следствие, требует различных подходов при прогнозировании. На примере энергосистемы Свердловской области проведены исследования по снижению величины погрешности прогнозирования. Применялся метод разделения прогноза на составляющие (с выделением резко-переменной нагрузки) и применение к ним различных подходов прогнозирования. Снижена величина погрешности прогноза для энергосистемы Свердловской области с 1,8% до 1,4%. Разработанная методика может быть распространена на все энергосистемы субъектов РФ, для которых выполняется прогноз потребления электрической мощности. Снижение величины погрешности прогноза для ЕЭС России должно дать прямой экономический эффект в виде снижения объемов резерва активной мощности на загрузку/разгрузку при планировании электроэнергетического режима ЕЭС России.

Ключевые слова: прогнозирование потребления электрической мощности, погрешность прогнозирования, группы потребителей.

Methodology consumers with sharply variable load consumption forecasting of the power system for the purpose of short-term planning

Aleksey Ilyin, Irina Komalova
RDO for the Sverdlovsk ES, «SO UPS», JSC
Yekaterinburg, Russian Federation
E-mail: kiv@sverdu.so-ups.ru

Abstract

For planning of electric power modes of the UES of Russia at the moment used forecasting electric power consumption (hereinafter – the forecast) grids of subjects of the Russian Federation with the subsequent formation of the total forecast for the OES and EES. The magnitude of the error of prediction for the OES shall not exceed 2.5 %. Existing prediction models use the grid as a single entity that sets a limit to improve the quality of the forecast. If you split the grid into separate groups of consumers revealed the difference in their characteristics, and as a result, require different approaches to forecasting. For example, the power system of Sverdlovsk region carried out investigations on the reduction of the error of prediction. Using the method of separation of the components of the forecast (with the release of sharply variable load) and the application to them of different approaches to forecasting. Reduced the magnitude of the forecast error for the power system of Sverdlovsk region from 1.8% to 1.4%. The developed method can be extended to all power system of the Russian Federation, being the forecast of consumption of electric power. The decrease in the forecast error for the UES of Russia should provide direct economic effect of the reduction in reserve of active power to the load when planning power regime of the UES of Russia.

Key-words: forecasting electric power consumption, the forecasting error, consumer groups.

1. ВВЕДЕНИЕ

Для планирования электроэнергетических режимов ЕЭС России на текущий момент используется прогнозирование потребления электрической мощности по энергосистемам субъектов Российской Федерации с последующим формированием суммарного прогноза для

ОЭС и ЕЭС. В соответствии с требованиями нормативной документации и в регламентные сроки специалисты Свердловского РДУ должны сформировать и акцептовать прогноз электропотребления по территории энергосистемы и энергорайонам средствами специализированного программно-аппаратного комплекса (далее – ПАК) [1]. При этом величина погрешности прогнозирования для ОЭС не должна превышать 2,5 %

[2]. Для повышения качества прогноза используются различные новые подходы относительно действующей модели прогнозирования. Так, в Свердловском РДУ, разработан и применяется метод разделения прогноза на составляющие (с выделением резко-переменной и нерегулярной нагрузки) и применение к составляющим различных методов прогнозирования.

II. ФОРМИРОВАНИЕ ПРОГНОЗА ПОТРЕБЛЕНИЯ

Для формирования прогноза потребления мощности на территории операционной зоны Свердловского РДУ используются следующие исходные данные:

- Заявки субъектов оптового рынка электроэнергии и мощности о максимальном планируемом почасовом потреблении мощности;
- Метеорологическая информация (температура, облачность, осадки);
- Фактические данные за прошедшие и текущие сутки;
- Информация, полученная в рабочем порядке от крупных потребителей;
- Прогноз потребления мощности по статистике.

В большинстве случаев используемые для прогнозирования исходные данные неточны:

- отклонение прогнозируемых Гидрометцентром России параметров (температура наружного воздуха, облачность и осадки) от фактических;
- отклонение фактического потребления мощности крупных потребителей от заявленного, что может привести к значительному отклонению фактического потребления всей энергосистемы от прогнозного (более чем на 2,5%).

Текущая схема формирования автоматического прогноза – расчет статистических прогнозных значений на каждый час на основании массива фактических данных потребления энергосистемы за прошлые периоды, сезонной кривой потребления и данных о прогнозе температуры и коэффициентах влияния температуры.

Цель исследования – улучшить точность автоматического прогнозирования за счет фильтрации из массива фактов псевдослучайных значений резко-переменных нагрузок (сглаживание пилообразной составляющей), и нагрузок, искажающих внутрисуточный профиль кривой потребления (нерегулярная нагрузка).

В результате, на отфильтрованных данных повышается точность прогнозирования, по сравнению с исходным массивом средняя величина ошибки уменьшается с 1,8% до 1,4%.

Основная идея внесения изменений в текущую технологию формирования прогноза по энергосистеме – максимально использовать сильную сторону автоматического прогнозирования потребления, а именно расчет прогноза с учетом влияния «эффективной» температуры (учет запаздывания влияния температуры на потребление на основе модели теплопередачи между помещениями зданий и наружным воздухом).

Первый этап прогнозирования - это максимальное снижение в прогнозируемом параметре величины резко-переменных нагрузок. Так, для энергосистемы Свердловской области предприятиями с резко-переменной нагрузкой являются металлургические производства с дуговыми сталеплавильными электропечами (далее - ДСП) (режим работы этих предприятий приведен на Рис.1).

Суммарная нагрузка ДСП Свердловской

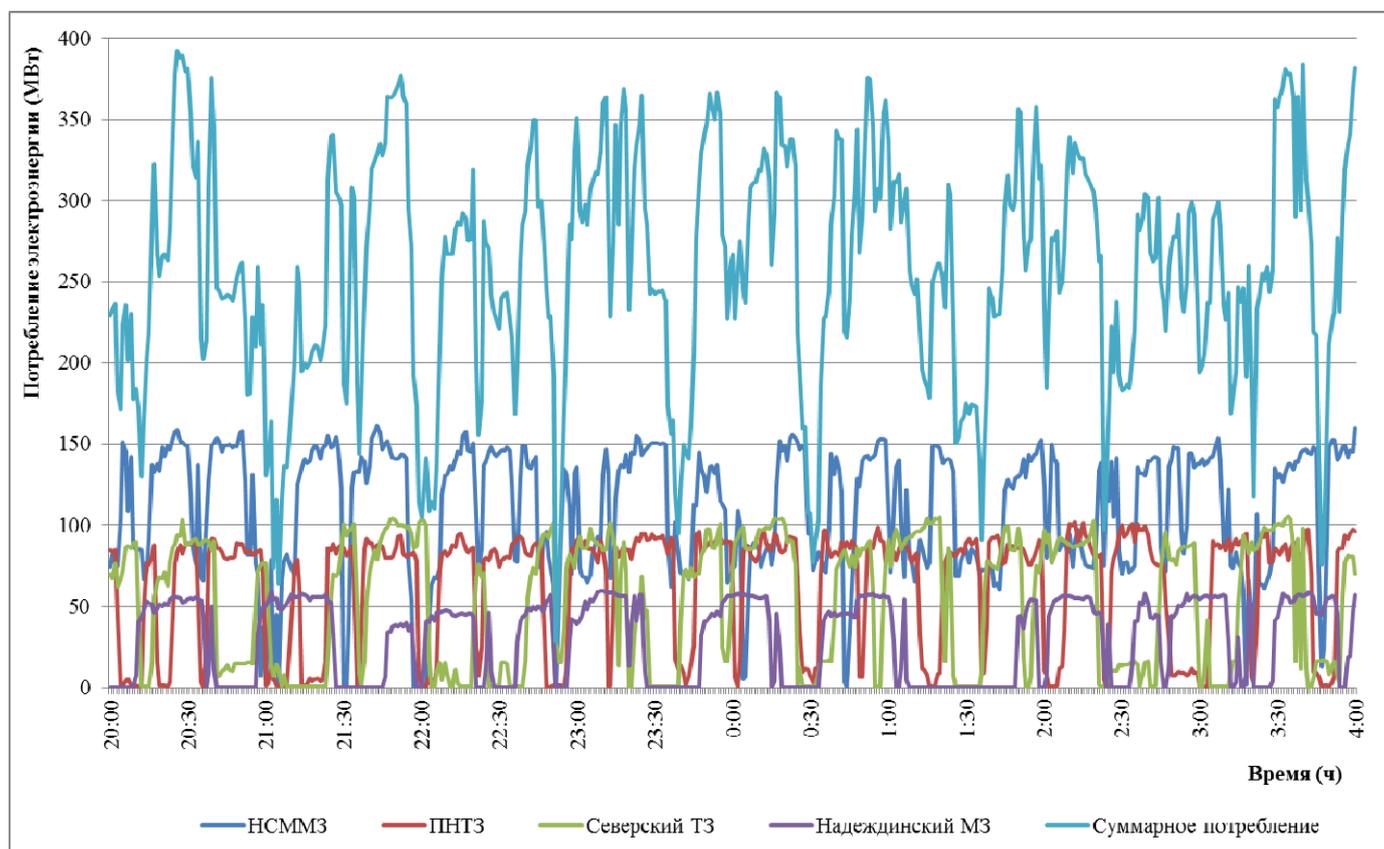


Рис.1. Режим работы предприятий с резко-переменной нагрузкой

энергосистемы представлена черным цветом, амплитуда изменения суммарной нагрузки ДСП может превышать 400 МВт, что в летний период достигает 9% от общего электропотребления энергосистемы Свердловской области.

Электропотребление ДСП характеризуется резкими наборами и сбросами нагрузки в интервале от нуля до максимальной мощности в течение нескольких секунд и представляет собой циклический процесс, связанный с технологией плавки стали. Типичный режим потребления ДСП-120 Первоуральского новотрубного завода приведен на рис.2.

В качестве прогноза резко-переменной нагрузки, целесообразно использовать их значения, усредненные за какой-либо период, например, средние за час.

Второй этап прогнозирования - исключение нерегулярных нагрузок. Нерегулярная нагрузка – величина, зависящая только от технологического режима работы потребителей и не привязанная ко времени суток, дням недели и т.д. В Свердловской энергосистеме нерегулярная нагрузка представлена ОАО «Ураласбест» (горнодобывающая промышленность) и ОАО «Сибнефтепровод» (трубопроводный транспорт).

В отличие от резко-переменной нагрузки, долю потребления субъекта с нерегулярной нагрузкой в общем прогнозе потребления энергосистемы можно с высокой степенью достоверности определить по заявкам субъектов ОРЭ на максимальное почасовое прогнозируемое потребление.

В результате структурирования потребления сформированы дополнительные величины потребления (рис.3):

- потребление энергосистемы без резко-переменной нагрузки (очищенное от электропечей);
- потребление энергосистемы без резко-переменной и нерегулярной нагрузки (дополнительно удалены нагрузки предприятий с нерегулярной нагрузкой).

В итоге, формирование прогноза сводится к следующему:

- автоматическое формирование в специализированном комплексе прогноза потребления энергосистемы, очищенного от резко-переменной и нерегулярной нагрузок;
- добавление к очищенному прогнозу заявок потребителей (для потребителей с нерегулярной нагрузкой – официальные заявки потребителей с технологического сайта СО, для потребителей с резко-переменной – измененные заявки с учетом статистики их работы). Фактически, для каждого состава планируемых в работе электропечей определена их суммарная среднестатистическая нагрузка, которая заменяет в прогнозе сумму их заявок;
- получение прогноза электропотребления по энергосистеме путем суммирования составляющих.

Благодаря использованию обновленного подхода к прогнозированию потребления удалось повысить точность прогнозирования с 1,8% до 1,4% на интервале с 1 квартала 2015г. до 1 квартал 2017г. На рис.4 приведена динамика изменения точности прогнозов, рассчитанных автоматически и по разработанной методологии специалистом.

III. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Работа над модернизацией алгоритма прогнозирования позволяет не только повысить качество прогноза, но и минимизирует трудозатраты технолога при решении других задач, где используются статистика и прогнозы потребления по энергорайонам и энергосистеме.

Можно отметить, что математически рассчитанная максимально достижимая точность прогноза для Свердловской энергосистемы составляет 1,2 % (для летнего периода) и 0,9 % (для зимнего периода). При этом в расчет взята только погрешность от резко-переменной

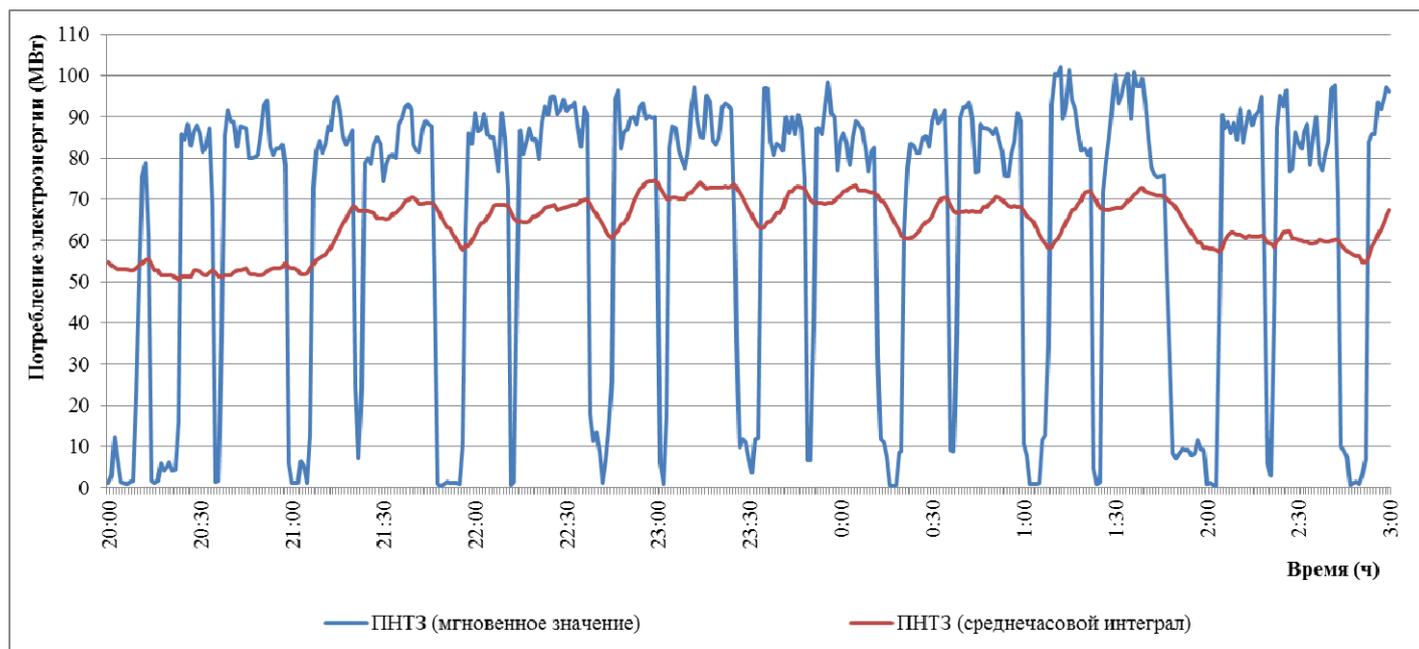


Рис.2. Режим потребления ДСП

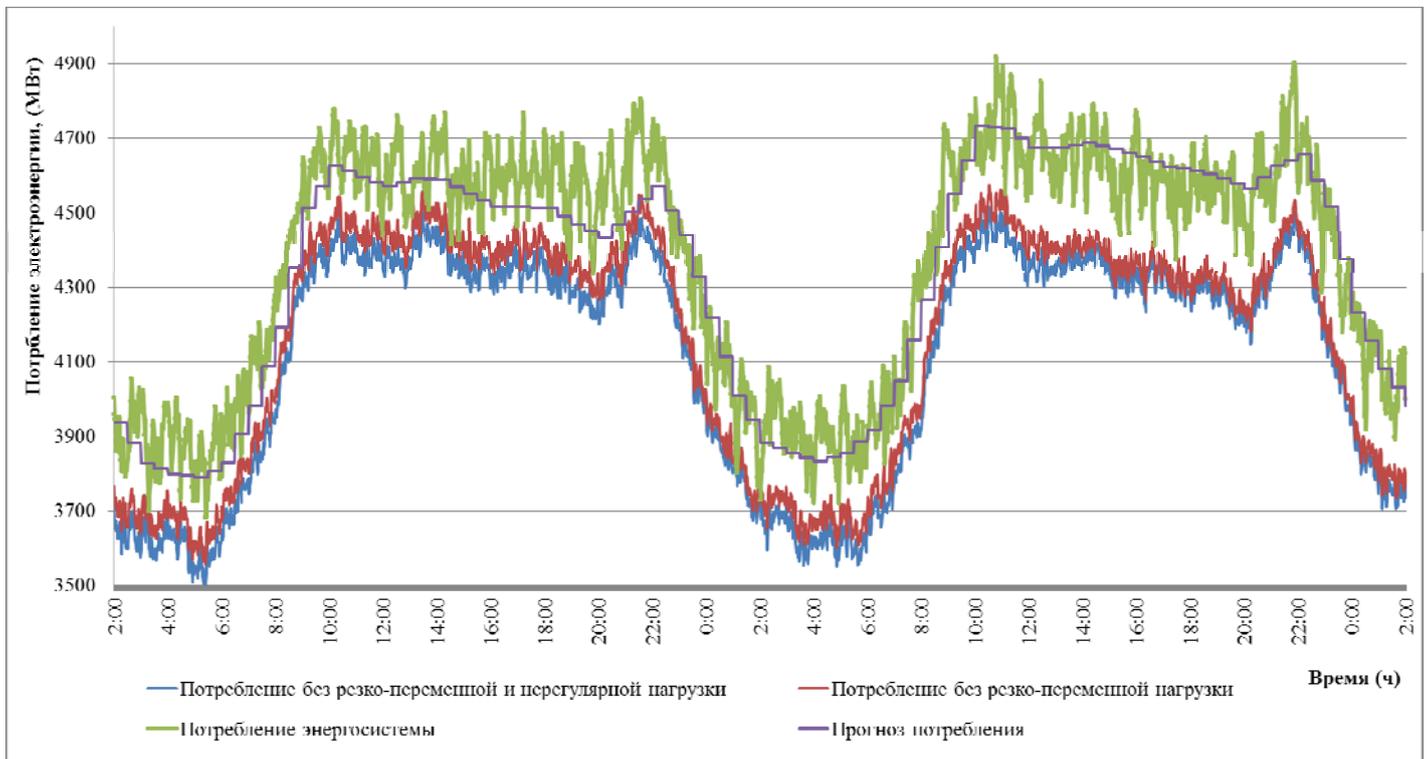


Рис.3. Потребление энергосистемы

нагрузки и не учитывается вклад других факторов, как то:

- резко-переменная нагрузка более мелких потребителей;
- метеопрогноз;
- аварийные события в энергосистеме;
- отклонение потребителей ОРЭ от заявленного графика;
- наличие крупных потребителей на розничном рынке, для которых отсутствует плановый график.

Повышение качества прогнозирования потребления для энергосистем и ЕЭС России в целом дает:

- прямой экономический эффект в виде снижения количества диспетчерских команд СО на корректировку графиков работы генерации;
- повышение надежности работы ЕЭС России за счет более точного расчета перетоков

электроэнергии по электрической сети, выполненного на основании графиков потребления;

- повышение точности расчета резервов мощности на загрузку/разгрузку ЕЭС России[3].

Список литературы

- [1] Регламент формирования прогнозного диспетчерского графика (ПДГ) 1-й синхронной зоны ЕЭС России в сутки X-1, утвержденный распоряжением Оперативного штаба по совершенствованию конкурентного балансирующего рынка АО «СО ЕЭС» №185 от 20.04.2017.
- [2] Регламент оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России, приложение №9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.
- [3] СТО 59012820.27.010.007-2016 Резервы активной мощности Единой энергетической системы России. Определение объемов резервов активной мощности при краткосрочном планировании, утвержденный приказом АО «СО ЕЭС» от 12.12.2016.

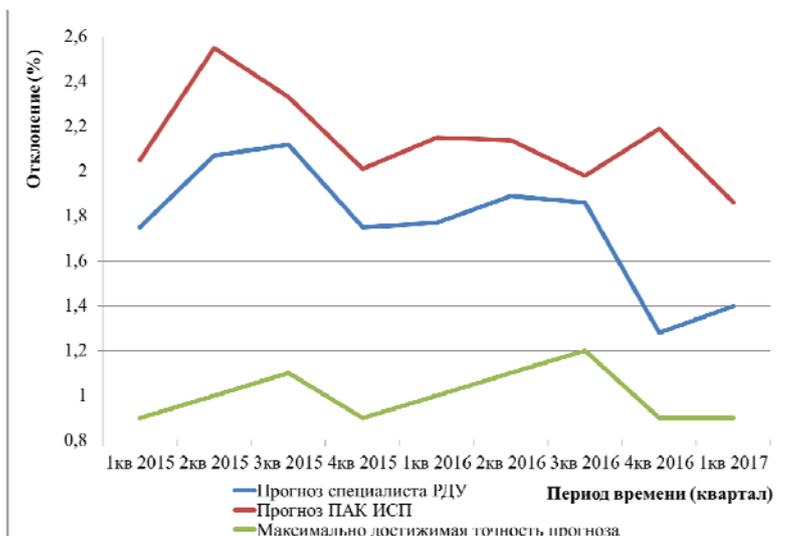


Рис.4. Динамика точности прогнозирования за 2015-17гг

Применение методов идентификации для построения эквивалентной модели электроэнергетической системы

А.А. Корелина, В.А. Тащилин

ФГАОУ ВО «Уральский Федеральный Университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина
Екатеринбург, Россия
E-mail: tashchilin@gmail.com

Аннотация — Теория идентификации является одним из разделов теории адаптивного управления. Одной из групп методов идентификации являются подпространственные методы, которые позволяют построить модель объекта в виде модели пространства состояний. В данной работе были рассмотрены методы MOESP, CVA и SSARX, с помощью которых проходило построение эквивалентной модели электроэнергетической системы. В ходе работы было определено, что использование метода SSARX позволяет построить наиболее качественную модель энергосистемы, переходный процесс которой наиболее точно повторяет исходный независимо от размеров участка идентификации. Показано, что при точно восстановлении переходного процесса АЧХ и ФЧХ идентифицированной и линеаризованной моделей также совпадают.

Ключевые слова — теория идентификации, статическая устойчивость

Application of identification theory for equivalent power system model estimation

A.A. Korelina, V.A. Tashchilin

Ural Federal University
Yekaterinburg, Russia
E-mail: tashchilin@gmail.com

Abstract — Identification theory is one of the branch of adaptive control. There is subspace family of methods which allows to estimate equivalent dynamic model in state space form. The article is dedicated to comparison of identification accuracy of MOESP, CVA and SSARX identification techniques. It is established, that SSARX technique provides better accuracy in terms of restoration of transient process as in observation window as out of it. It is shown that accuracy in transient signal restoration leads to bode plot fitting, what corresponds to proper identification.

Keywords — identification theory, small signal stability

I. ВВЕДЕНИЕ

Устойчивость является важным свойством энергосистемы, определяющим ее способность возвращаться к установившемуся режиму работы. Для обеспечения этого свойства необходимо обладать информацией о том, как система будет реагировать на то или иное воздействие, следовательно, для корректных результатов необходимо учитывать внешние по отношению к ней влияния, так как они могут оказать на нее существенное влияние.

В последнее время большую популярность приобретают адаптивные системы управления. Построение таких систем может осуществляться с использованием адаптивных моделей. Одним из способов

построения адаптивных моделей является теория идентификации.

Задачей теории идентификации является построение динамической модели объекта на основе доступных измерений. Для успешного проведения процедуры идентификации, как правило, требуется информация об управляющем воздействии и реакции системы на это воздействие. На данный момент существует большое количество методов идентификации, основанных на различных математических подходах, описание некоторых из них изложено в [1].

В данной работе проводится сравнение точности идентификациями различными методами, уже получившими практическое применение. Так метод MOESP (Multivariable Output Error State sPace),

представленный в [2-5], основан на методах линейной алгебры. В [6] описано применение данного метода для демпфирования построения системы демпфирования колебаний в механических системах. В [7] метод MOESP применяется для построения модели ветровой турбины.

Другой метод CVA (Canonical Variate Analysis), представленный в [8] основан на методах статистики и линейной алгебры. В [9] показано использование данного метода для построения динамической модели газовой турбины.

SSARX (State Space Auto-Regressive with eXogenous inputs), представленный в [10], также основан на методах статистики и линейной алгебры. В [11] приведен пример использования данного метода для моделирования и распознавания поведения человека за рулем транспортного средства.

В работе проводится сравнение этих методов идентификации с точки зрения построения динамической модели энергосистемы, которая может быть использована для анализа работы устройств автоматического регулирования возбуждения.

II. МЕТОДЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ

Задачей теории идентификации является определение параметров модели с заданной структурой, отвечающих некоторому критерию оптимальности. Рассматриваемые в работе методы строят модель в пространстве состояний, описываемую уравнением (1).

$$\begin{aligned} x(k+1) &= Ax(k) + Bu(k) \\ y(k) &= Cx(k) + Du(k), \end{aligned} \quad (1)$$

где, $x(k)$ и $x(k+1)$ – вектор переменных состояния для текущего и последующего момента времени, соответственно, $u(k)$ – вектор переменных управления, $y(k+1)$ – вектор переменных наблюдения, A – матрица состояния, B – матрица управления, C – матрица наблюдения, D – матрица прямой связи.

Данная форма является одним из стандартных способов представления динамических моделей и может быть использована для анализа и синтеза систем управления.

A. Метод MOESP

Метод MOESP предложен в [2-5], он основан на методах линейной алгебры. Первым шагом данного метода является построение Ганкелевых матриц на основе семплированной последовательности измерения входных и выходных сигналов. Полученные Ганкелевы матрицы составляют матрицу измерений. На следующем шаге выполняется LQ-разложение полученной матрицы измерений. Затем определяется сингулярное разложение одного из блоков полученной матрицы L. На основе сингулярного разложения вычисляется расширенная матрица наблюдений, которая в свою очередь позволяет определить матрицы A и C.

С помощью матриц L и Q формулируются вспомогательная задача поиска матриц B и D, которая

решается методом наименьших квадратов. В результате удается получить полное описание динамической модели (1)

B. Метод CVA

Метод CVA предложен в [8]. На первом этапе окно наблюдений разделяется на две части, условно, прошлое и будущее относительно определенного момента времени. Задачей метода является определение модели предсказания, позволяющей наилучшим способом на основе «прошлого» определить «будущее». Данная задача формулируется и решается в рамках канонического корреляционного анализа.

После получения модели предсказания определение параметров модели в уравнении (1) производится с помощью методов линейной алгебры и статистики.

В отличие от метода MOESP, CVA не чувствителен к порядкам матриц входных и выходных сигналов.

C. Метод SSARX

Метод SSARX предложен в [10]. Он основан на статистических методах. Для получения параметров модели используется канонический корреляционный анализ, сингулярное разложение и метод наименьших квадратов.

III. СРАВНЕНИЕ ТОЧНОСТИ ИДЕНТИФИКАЦИИ

A. Описание эксперимента

Исходная система состоит из генератора, снабженного АРВ, трансформатора и линии. Построение системы происходило в среде Simulink программного комплекса Matlab, использовались стандартные модели из библиотек.



Рис. 1. Однолинейная схема моделируемой сети

Идентификация проводилась на основе данных переходного процесса, вызванного изменением значения уставки по напряжению устройства АРВ. В качестве входных данных использовалось изменение уставки, в качестве выходного сигнала использовалось значение отклонения частоты вращения ротора генератора.

Точность методов идентификации оценивалась для различных значений окон наблюдения. Величина окна варьировалась от 2,5 секунд до 9 секунд. Интервал семплирования исходных данных составлял 0,02 секунды.

Точность идентификации оценивалась на основе трех критериев. Первым критерием является тонность восстановления записанного переходного процесса с помощью идентифицированной модели в ответ на известное возмущение на окне наблюдения, используемым для идентификации. Вторым критерием является прогноз переходного процесса, в ответ на известное возмущение на интервале времени, равным

величине окна наблюдения и следующим сразу за окном, используемым для построения идентифицированной модели. В качестве третьего критерия использовалось сравнение АЧХ и ФЧХ идентифицированной модели с АЧХ ФЧХ линейризованной в точке установившегося режима полной модели энергосистемы. Величина критерия рассчитывалась как поточечное среднеквадратичное отклонение одной кривой от другой.

В. Сравнение переходных процессов

Результат изменения точности восстановления исходного процесса при изменении окна показан на рисунке 2.

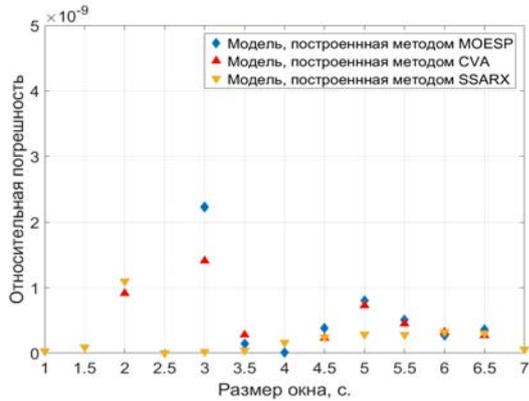


Рис. 2 Изменение точности восстановления окна идентификации при изменении окна наблюдения.

Из представленного рисунка можно сделать вывод, что метод SSARX позволяет лучшим образом восстанавливать переходный процесс, используемый для идентификации.

Сравнение восстановленных переходных процессов с реальным процессом для случая окна равного 2,5 секунды, представлено на рисунке 3.

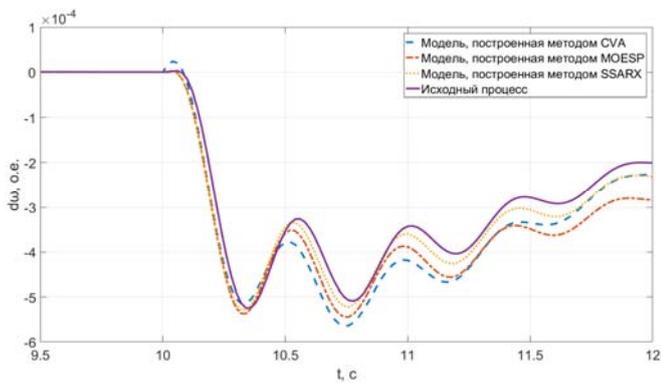


Рис. 3. Результат восстановления переходного процесса на окне наблюдения (размер окна – 2,5 секунды)

На основе приведенных графиков можно сделать вывод о том, что при использовании каждого из вышеупомянутых методов идентификации переходный процесс полученной модели достаточно точно повторяет исходный процесс.

Для оценки поведения наиболее точной модели вне окна, на котором выполнялась идентификация, фиксировался отклик системы на временных участках, соответствующих 2.5 секундам после участка

идентификации. Результаты сравнения переходного процесса модели и исходного процесса представлены на рисунке 4.

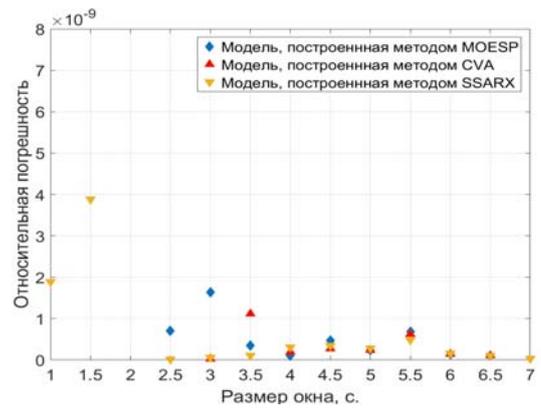


Рис.4 Сравнение зависимости относительных погрешностей от размера окна идентификации

Из представленных рисунков видно, что наилучшие результаты с точки зрения точности восстановления переходного процесса дает метод SSARX. Кроме того, оценка точности принципиально не зависит от того сравнивается ли окно наблюдения и траектория-прогноз.

С. Сравнение АЧХ и ФЧХ

В ходе работы была получена линейризованная модель системы. Сравнение АЧХ и ФЧХ позволяет оценить насколько точно идентифицированная модель воспроизводит динамические свойства реальной модели в целом, а не только реакцию на конкретное возмущение. Точность восстановления АЧХ и ФЧХ в зависимости от величины окна показана на рисунке 5. Сравнение проводилось для частот, соответствующих электромеханическим колебаниям.

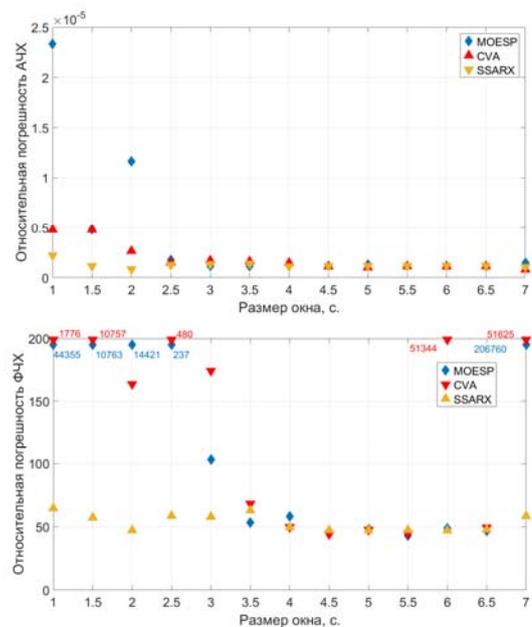


Рис. 5 Сравнение АЧХ и ФЧХ исходного процесса и полученных моделей

Как видно из представленных рисунков, при достаточной величине окна все три метода обеспечивают примерно одинаковую погрешность с точки зрения частотных характеристик. Данный результат говорит о том, что полученные таким образом модели могут использоваться для дальнейшего анализа.

Пример АЧХ ФЧХ для разных моделей представлен на рисунке 7. Данные модели идентифицированы на окне наблюдения равным 2,5 секунды.

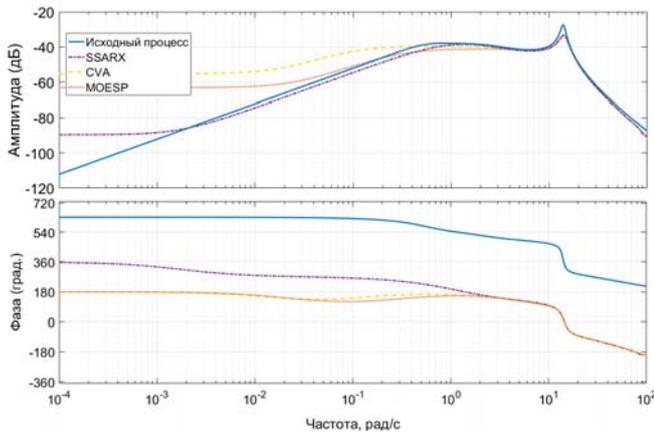


Рис. 7 Сравнение АЧХ и ФЧХ исходного процесса и полученных моделей

Из представленного рисунка видно, идентифицированные модели достаточно точно воспроизводят АЧХ линеаризованной модели реального объекта. Однако в отношении ФЧХ есть некоторые неточности, связанные с тем, что порядок идентифицированной модели, как правило, меньше порядка линеаризованной модели.

IV. Выводы

Подпространственные методы идентификации позволяют создать эквивалентную модель энергосистемы, реакция которой близка к реакции исходной системы. Увеличение размера окна идентификации способствует получению более качественной модели, порядок которой также будет расти. Качество модели не ухудшается, если рассматривать переходный процесс вне участка идентификации, следовательно, появляется возможность судить о том, как поведет себя система при определенном возмущении по модели, полученной в ходе идентификации.

Наименьшей относительной погрешностью, а значит, наилучшим качеством обладает метод SSARX, что позволяет сделать вывод о том, что для поиска эквивалента энергосистемы он подходит лучше всего.

Полученные результаты позволяют сделать вывод, что точное восстановление реального процесса как на окне идентификации, так и после него может служить качественным критерием точности построения идентифицированной модели. Данный вывод основан на том, что в таком случае можно ожидать совпадение АЧХ и ФЧХ, характеризующих динамические свойства рассматриваемого объекта.

Список литературы

- [1] Katayama T. Subspace Methods for System Identification // London: Springer, 2005. 408 p.
- [2] Verhaegen Michel, Dewilde Patrick. Subspace model identification Part 1. The output-error state-space model identification class of algorithms // International Journal of Control. — 1992. — Vol. 56, no. 5. — Pp. 1187–1210.
- [3] VerhaegenMichel, Dewilde Patrick. Subspace model identification Part 2. Analysis of the elementary output-error state-space model identification algorithm // International Journal of Control. — 1992. — Vol. 56, no. 5. — Pp. 1211–1241..
- [4] Verhaegen Michel. Subspace model identification Part 3. Analysis of the ordinary output-error state-space model identification algorithm // International Journal of Control. — 1993. — Vol. 58, no. 3. — Pp. 555–586.
- [5] Verhaegen Michel. Identification of the deterministic part of {MIMO} state space models given in innovations form from input-output data // Automatica. — 1994. — Vol. 30, no. 1. — Pp. 61 – 74. — Special issue on statistical signal processing and control.
- [6] M. Nitta, MOESP approach for designing a compensation input to linear unknown SISO systems, // International Conference on Control, Automation and Systems, Seoul, 2008, pp. 392-396.
- [7] W. Liang and T. Littler, Modal extraction for wind turbines using moving window subspace identification, // International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, Nanjing, 2009, pp. 1-9.
- [8] Larimore W. E. Canonical variate analysis in identification, filtering, and adaptive control // 29th IEEE Conference on Decision and Control. — 1990. — Dec. — Pp. 596–604 vol.2.
- [9] Mohamed O., Khalil A., Limhabrash M. “The application of System Identification via Canonical Variate Algorithm to North Benghazi gas turbine Power generation system”, Applied Electrical Engineering and Computing Technologies (AEECT), 2015 IEEE Jordan Conference
- [10] Jansson M. “Subspace identification and ARX modeling”, 13th IFAC Symp. Syst. Identification, 2003.
- [11] S. Sekizawa et al., Modeling and Recognition of Driving Behavior Based on Stochastic Switched ARX Model, // IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems, vol. 8, no. 4, pp. 593-606, Dec. 2007.

Контроль сечения «Сумма по сечениям Кола – Карелия и Онда – Кондопога» при управлении режимом энергосистемы Республики Карелия

Д.Е. Петрушин

Фиалиал АО «СО ЕЭС» Карельское РДУ

Петрозаводск, Россия

E-mail: denpetrushin@mail.ru

Аннотация — при исследовании границ устойчивости в рамках одного транзита сечения могут накладывать взаимно ограничивающее влияние. В энергосистеме (далее – ЭС) Республики Карелия такими взаимозависимыми сечениями являются «Кола – Карелия» и «Онда – Кондопога». Это обстоятельство потребовало введения дополнительного сечения «Сумма по сечениям Кола – Карелия и Онда – Кондопога» (далее – Суммарное сечение). На текущий момент максимально допустимые перетоки (далее – МДП) в Суммарном сечении установлены исходя из равнозначности сечений «Кола – Карелия» и «Онда – Кондопога», однако в различных схемах сети одно из сечений может оказывать более значительное влияние на МДП в Суммарном сечении. При проведении экспериментальной части основным элементом явилось математическое моделирование установившихся режимов. Для составления выборки по генерирующему оборудованию использовался архив Оперативно-информационного комплекса СК-2007, а в качестве инструмента расчётов статической устойчивости применялся программный комплекс RastrWin 3. В ходе работы были выявлены характерные составы и загрузка генераторов каскадов Кемских и Выгских ГЭС при различной суммарной генерации каскадов, которые позволят наиболее точно определить объёмы активной и реактивной мощности в рассматриваемой части ЭС Республики Карелия. Получены зависимости предельных перетоков активной мощности в сечении «Онда – Кондопога» от перетоков активной мощности в сечении «Кола – Карелия» с учётом коэффициента влияния данных сечений на МДП в Суммарном сечении, учёт которых позволит наиболее полно использовать пропускную способность межсистемного транзита.

Ключевые слова — ГЭС, установившиеся режимы, электрические сети; максимально допустимые перетоки, устойчивость энергосистем.

Control of the cross-section “Amount of Kola – Karelia and Onda – Kondopoga cross-sections” in Republic of Karelia power system electrical mode

Denis Petrushin

Karelian regional dispatching control office, a branch of “SO UPS”, JSC

Petrozavodsk, Russia

E-mail: denpetrushin@mail.ru

Abstract — cross-sections can impose a mutual restraint within a single transit. In the power system (hereinafter referred to as the PS) of the Republic of Karelia, such interdependent cross-sections are “Kola – Karelia” and “Onda – Kondopoga”. It required control of an additional cross-section “Amount of Kola – Karelia and Onda – Kondopoga cross-sections” (hereinafter referred to as the Total cross-section). The maximum allowable power flows (hereinafter referred to as MAPF) in the Total cross-section have been established based on the equivalence of the cross-sections “Kola – Karelia” and “Onda – Kondopoga”, however in different schemes of grid one of the cross-sections can exert a more significant influence on the MAPF in the Total cross-section. Mathematical modeling of steady-state regimes was the main element of experimental part. Archive of the СК-2007 Operational-Information Complex was used to compile a samples of generating equipment, and software package the RastrWin 3 was used for calculations of static stability. Revealed active power characteristic distribution and generator composition of the cascades of Kem’ and Vyg HPPs in different total generation allow to determinate volumes of active and reactive power in the considered part of the PS of the Republic of Karelia. Active power flows in the section “Onda – Kondopoga” were calculated depending on active power flows in the section “Kola – Karelia” taking into account the cross-sections coefficient of influence on the MAPF in the Total cross-section, what will make possible to full use of the inter-system transit capacity.

Key-words — HPS, steady-state regimes, electrical grid, maximum allowable power flows, stability of power systems

I. ВВЕДЕНИЕ

При исследовании границ устойчивости в рамках одного транзита сечения могут накладываться взаимно ограничивающее влияние, заключающееся в снижении предела по статической апериодической устойчивости в одном сечении при увеличении перетока в другом. Особенно данный вопрос является актуальным при наличии неравномерности сальдо-перетока между сечениями в течение года. В энергосистеме (далее – ЭС) Республики Карелия такими взаимозависимыми сечениями являются «Кола – Карелия» и «Онда – Кондопога», между которыми расположены каскады ГЭС суммарной установленной мощностью 570 МВт. Это обстоятельство потребовало введения дополнительного сечения «Сумма по сечениям Кола – Карелия и Онда – Кондопога» (далее – Суммарное сечение) для обеспечения выдачи мощности каскадов Кемских и Выгских ГЭС в период паводка при сохранении пропускной способности сечения «Кола – Карелия» и нормативных запасов по статической апериодической устойчивости в течение года.

II. ПОИСК ХАРАКТЕРНОГО СОСТАВА ГЕНЕРАТОРОВ

В энергорайонах Северной Карелии и Каскада Выгских ГЭС преобладает промышленная нагрузка, вследствие чего потребление слабо изменяется в течение года. В то же время каскады ГЭС значительно изменяют свою генерацию в течение года, вследствие чего для корректного учёта сальдо-перетока между сечениями «Кола – Карелия» и «Онда – Кондопога» необходимо было выявить характерный состав и загрузку по активной мощности генерирующего оборудования Кемского и Выгского каскадов ГЭС (далее – ККГЭС и КВГЭС). Для решения данной задачи был использован архив данных SCADA-системы (от англ. Supervisory Control And Data Acquisition – диспетчерское управление и сбор данных) «Оперативно-информационный комплекс СК-2007». Глубина хранения значений телеизмерений (далее – ТИ) загрузки генераторного оборудования по активной мощности составляет 435 дней. Была произведена выгрузка значений 26 генераторов рассматриваемых каскадов с февраля 2016 по май 2017 года. Суммарная загрузка каскадов по активной мощности находится в пределах от 150 до 450 МВт (рис. 1).

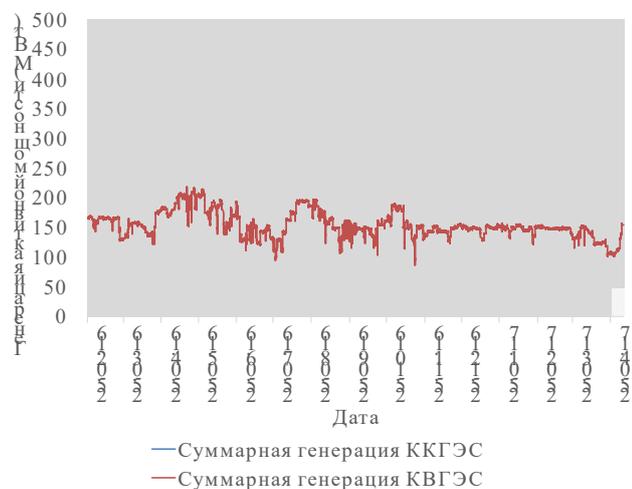


Рис. 1. Изменение суммарной генерации ККГЭС и КВГЭС с 25.02.2016 по 05.05.2017

Ранее распределение генерации по станциям находилось из одного архивного режима с определённой суммарной генерацией, при этом могло произойти так, что по какой-то причине данное распределение мощности между станциями было нехарактерным (сложиться после работы противоаварийной автоматики, присутствовали ограничения на выдачу мощности отдельными станциями и так далее).

Был разработан подход для поиска характерного состава генераторов, который заключался в разделении режимов с суммарной загрузкой станций $150 \pm 25 \div 450 \pm 25$ МВт с шагом 50 МВт, выявлении генераторов с наибольшим числом часов работы для каждого из режимов и вычисления средней загрузки по активной мощности каждого из работающих генераторов. В результате были получены характерные загрузки генераторов ККГЭС и КВГЭС для семи режимов суммарной загрузки каскадов от 150 до 450 МВт с шагом 50 МВт (таблица I).

Таблица I. ХАРАКТЕРНАЯ ЗАГРУЗКА ГЕНЕРАТОРОВ ККГЭС И КВГЭС ПРИ РАЗЛИЧНОЙ СУММАРНОЙ ГЕНЕРАЦИИ КАСКАДОВ

Станция	Ген.	Уст. м., МВт	Суммарная генерация каскадов, МВт						
			150	200	250	300	350	400	450
ГЭС-3	ГГ-1	21	15	0	0	16	17	20	21
	ГГ-2	21	15	19	20	16	17	20	21
	ГГ-3	21	0	19	20	16	17	20	21
ГЭС-4	ГГ-1	20	0	0	15	17	11	11	13
	ГГ-2	20	0	13	15	17	11	11	13
	ГГ-3	20	14	13	15	17	11	11	0
	ГГ-4	20	14	13	0	0	11	11	13
ГЭС-5	ГГ-1	20	9	11	12	15	17	18	19
	ГГ-2	20	9	11	12	15	17	18	19
ГЭС-6	ГГ-1	9	6	5	6	6	7	7	8
	ГГ-2	9	0	5	6	6	7	7	8
	ГГ-3	9	6	5	6	6	7	7	8
ГЭС-7	ГГ-1	10	6	8	6	7	8	9	9
	ГГ-2	10	0	8	6	7	8	9	9
	ГГ-3	10	6	0	6	7	8	9	9
ГЭС-9	ГГ-1	28	17	21	18	22	20	25	28
	ГГ-2	28	0	0	18	0	20	25	28
	ГГ-3	28	0	0	0	22	20	25	28
ГЭС-10	ГГ-1	24	9	0	9	12	16	20	24
	ГГ-2	24	0	13	9	12	16	20	24
ГЭС-14	ГГ-1	45	20	0	22	27	37	31	41
	ГГ-2	45	0	0	0	0	0	0	0
	ГГ-3	45	0	0	0	0	0	31	41
	ГГ-4	45	0	31	22	27	37	31	41
ГЭС-16	ГГ-1	9	0	0	0	5	5	0	4
	ГГ-2	9	4	5	7	5	5	4	0

III. РАСЧЁТ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ СЕЧЕНИЙ «КОЛА – КАРЕЛИЯ» И «ОНДА – КОНДОПОГА»

На основе контрольных замеров и полученного распределения загрузки между генераторами ККГЭС и КВГЭС в ЭС Республики Карелия были созданы исходные режимы для расчёта предельной пропускной способности рассматриваемых сечений в нормальной и единичных ремонтных схемах сети (ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Князегубская (далее Л-396), ВЛ 330 кВ Князегубская – Лоухи (далее Л-395), ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Кондопога (далее – Л-390), ВЛ 330 кВ Кондопога – Петрозаводск (далее – Л-392), ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск (далее – Л-389), ВЛ 220 кВ Ондская ГЭС – Сегежа с отпайкой на Раменцы (далее – Л-233) и ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Петрозаводскмаш (далее – Л-204)). Величины запасов устойчивости основываются в настоящее время на опыте эксплуатации и нормируются согласно [1, 2]. Результаты расчётов отражены на рис. 2 (на рис. 2 и далее МДП по критерию 20%-го запаса устойчивости по активной мощности указаны без вычета величины нерегулярных отклонений).

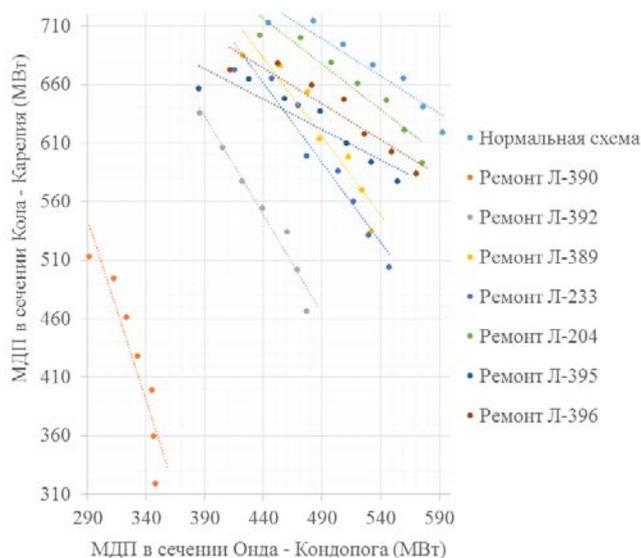


Рис. 2. Зависимость МДП по критерию 20%-го запаса устойчивости по активной мощности в сечении «Онда – Кондопога» от «Кола – Карелия»

Из рис. 2 видно, что наиболее тяжёлым является ремонт Л-390, наиболее снижающий предельный переток в сечениях, при этом угол наклона изменился в сторону большего ограничения сечения «Онда – Кондопога». В свою очередь ремонты Л-395 и Л-396 изменяют наклон в сторону большего ограничения сечения «Кола – Карелия».

Принято допущение, что линию, ограничивающую максимально допустимый переток по критерию 20%-го запаса устойчивости по активной мощности в сечении на рассматриваемом участке можно представить в качестве прямой, описанной уравнением следующего вида:

$$P_{МДП"К-К"} = P_{const} - k \times P_{МДП"О-К"} \quad (1)$$

где, $P_{МДП"К-К"}$ – текущий МДП в сечении «Кола – Карелия», МВт;

$P_{МДП"О-К"}$ – текущий МДП в сечении «Онда – Кондопога», МВт;

k – коэффициент, учитывающий степень влияния перетока в сечении «Онда – Кондопога» на величину максимально допустимого перетока в сечении «Сумма по сечениям Кола – Карелия и Онда – Кондопога»

P_{const} – постоянная величина, условный максимальный допустимый переток в сечении «Кола – Карелия» в случае нулевого перетока в сечении «Онда – Кондопога» (справедливо лишь для линейаризации взаимной зависимости сечений на рассматриваемом участке).

Из (1) выводим формулу для определения МДП в Суммарном сечении:

$$P_{МДП"Сумм"} = P_{const} + (1 - k) \times P_{МДП"О-К"} \quad (2)$$

где, $P_{МДП"Сумм"}$ – текущий МДП в Суммарном сечении, МВт.

А. Состояние вопроса

Предыдущие расчёты взаимозависимости сечений «Кола – Карелия» и «Онда – Кондопога» сводились «равнозначности» сечений, заключающейся в том, что снижение перетока в одном сечении увеличивает предельный переток в другом сечении на ту же величину. Из (2) видно, что это справедливо только в случае, если коэффициент « k » наклона линии интерполяции значений предельных перетоков в рассматриваемых сечениях равен единице. В то же время коэффициент наклона значительно изменяется в различных схемах сети (рис. 2). Для корректного расчёта МДП в Суммарном сечении необходимо вводить поправочный коэффициент.

В. Линейаризация зависимости МДП в сечении «Онда – Кондопога» от МДП в сечении «Кола – Карелия»

Необходимо учитывать, что линейаризация зависимости справедлива лишь для небольшого участка предельных перетоков, поэтому каждую прямую МДП в Суммарном сечении необходимо дополнительно ограничить фиксированным МДП в каждом из сечений. Для всех приведённых выше схем сети были выведены коэффициенты P_{const} и k , а также фиксированные МДП для каждого сечения (таблица II).

Таблица II. ПАРАМЕТРЫ, ОПИСЫВАЮЩИЕ МДП В СУММАРНОМ СЕЧЕНИИ

Схема сети	Параметры Суммарного сечения			
	k	$P_{const}, \text{МВт}$	$P_{МДП\text{КК}} \text{ фикс.}, \text{МВт}$	$P_{МДП\text{ОК}} \text{ фикс.}, \text{МВт}$
Нормальная	0,7	1030	700	580
Ремонт Л-389	1,3	1220	700	530
Ремонт Л-390	3,0	1370	510	350
Ремонт Л-392	1,7	1260	630	470
Ремонт Л-395	0,6	900	660	580
Ремонт Л-396	0,6	920	670	580
Ремонт Л-204	0,8	1050	700	580
Ремонт Л-233	1,3	1210	670	530

С. Сравнение действующих и актуализированных значений МДП

Изменения относительно Приложения № 6 к Положению по управлению режимами работы в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Карельское РДУ отражены в таблице III и на рис. 3.

Таблица III. МДП в СЕЧЕНИЯХ «КОЛА – КАРЕЛИЯ», «ОНДА – КОНДОПОГА» И СУММАРНОМ СЕЧЕНИИ

Схема сети	Значения МДП* по ПУР, МВт			Расчётные значения МДП*, МВт		
	К-К	О-К	Сумм.	К-К	О-К	Сумм.
Нормальная	630	565	1095	700	580	1170÷1210
Ремонт Л-389	–	445	975	–	530	1090÷1125
Ремонт Л-390	580	315	795	460	320	710÷810
Ремонт Л-392	–	425	955	630	470	970÷1020
Ремонт Л-395	610	–	1075	660	–	1065÷1150
Ремонт Л-396	600	–	1065	670	–	1110÷1180
Ремонт Л-204	–	525	1055	–	–	1155÷1180
Ремонт Л-233	–	495	1025	670	530	1060÷1095

Примечание: * – прочерк указывает, что ремонтная схема не ограничивает МДП в сечении.

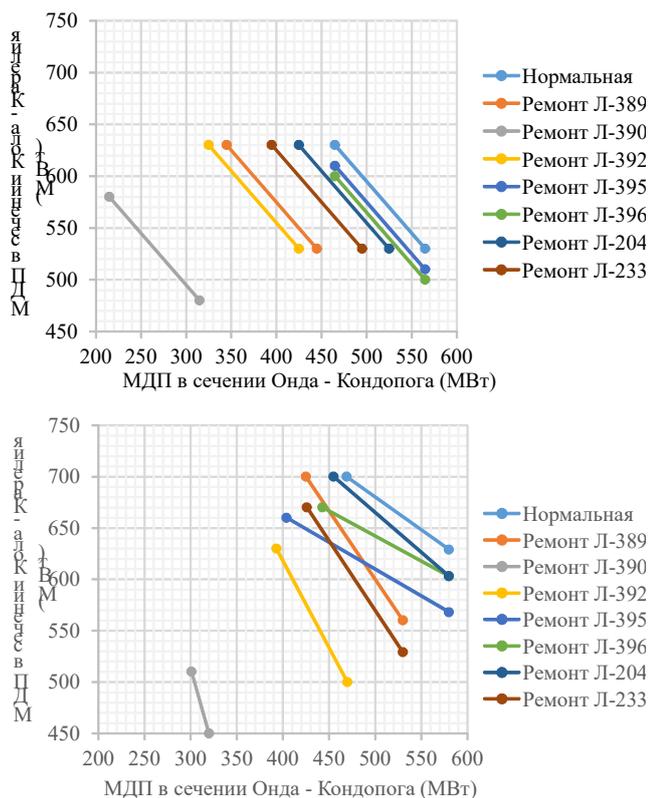


Рис. 3. МДП в Суммарном сечении согласно действующей редакции ПУР (вверху) и после актуализации значений (внизу)

В результате актуализации значений МДП была выявлена возможность увеличения пропускной способности сечений «Кола – Карелия», «Онда – Кондопога» и транзита в целом. Причиной этому стала разгрузка в 2013 году Филиала АО «СУАЛ» «Надвоицкий алюминиевый завод» (расположен в энергорайоне Каскада Выгских ГЭС) со 160 до 30 МВт (статическая нагрузка сама не связана с понятием устойчивой работы, но её наличие приводит при к дополнительному снижению напряжения со всеми вытекающими последствиями [3]). Вторым влияющим фактором стала установка АО «Карельский окатыш» (расположен в энергорайоне Северной Карелии) статических генераторов реактивной мощности суммарной мощностью 24 Мвар.

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ

Выявлены характерные режимы распределения активной мощности по генераторам КВГЭС и ККГЭС при различной суммарной генерации каскадов, на основе которых созданы csv-файлы для возможности импорта в ПК «Rastr Win 3» и дальнейшего использования в работе. Выявленные режимы позволят избежать использования нехарактерного распределения загрузки по активной и реактивной мощности между генераторами каскадов.

Исследовано влияние сечений «Кола – Карелия» и «Онда – Кондопога» на МДП в Суммарном сечении. Использование коэффициентов наклона МДП в Суммарном сечении в нормальной и различных ремонтных схемах сети вкуче с актуализацией значений МДП в сечениях «Кола – Карелия» и «Онда – Кондопога» позволит наиболее полно использовать пропускную способность межсистемного транзита при сохранении нормативных запасов статической аperiodической устойчивости по активной мощности. Так, была выявлена возможность увеличения МДП в сечении «Кола – Карелия» – в среднем на 40 МВт, в сечении «Онда – Кондопога» на 30 МВт и в Суммарном сечении – на 70 МВт.

Результаты расчётов в виде аналитической записки будут переданы на рассмотрение в Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада.

Список литературы

- [1] Методические указания по устойчивости энергосистем. – М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2005. – 16 с.
- [2] СТО 59012820.27.010.001-2013. Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС» – М.: ОАО «СО ЕЭС», 2013. – 36 с.
- [3] Беляков, Ю. С. Электромеханические переходные процессы и устойчивость электроэнергетических систем (Краткий курс): учебное пособие / Ю.С. Беляков. – Петрозаводск: Изд-во ПетрГУ, 2011. – 103 с.

ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМАХ С МОЩНЫМИ ПОТРЕБИТЕЛЯМИ

Р.В. Майдак

Филиал ОАО «СО ЕЭС» Курское РДУ, Курск, Россия

E-mail: roman_maidak@mail.ru

Аннотация - в ремонтных электрических схемах с мощными потребителями при аварийном отключении оставшейся в работе питающей линии происходит частичное или полное обесточивание потребителей. В целях уменьшения рисков полного обесточивания потребителей, уменьшения количества отключенных потребителей, увеличения качества электрической энергии в аварийном режиме, применяются мероприятия по заблаговременному усилению электроэнергетического режима. До конца остаётся неясным, когда и как необходимо усиливать схему, а именно до или после аварийного отключения питающих линий. Рассматриваются и сравниваются мероприятия, направленные на усиление электрической схемы в случае аварийного отключения. Полученные результаты позволят выбрать оптимальный метод усиления электрической схемы в ремонтных схемах с мощными потребителями.

Ключевые слова - узел нагрузки, перевод нагрузки, реактивная мощность, коэффициент трансформации, минимальное напряжение, повторное включение.

ELIMINATION OF ACCIDENTS IN ELECTRIC CIRCUITS WITH POWERFUL CONSUMERS

R. V. Maydak

The branch of JSC "SO UPS" RDU Kursk, Kursk, Russia

E-mail: roman_maidak@mail.ru

Abstract - repair of electrical circuits with power consumers at emergency switching-off the supply line there is a partial or complete obestochenny econsumers. In order to mitigate the risk of full obestochennyye consumers, reduce the number of disabled consumers, increasing the quality of the electrical energy in an emergency, apply measures for the early strengthening of the electricity regime. Until the end it remains unclear when and how to reinforce the scheme, namely before or after an emergency shutdown of power supply lines. Examines and compares the activities aimed at strengthening the electric circuit in case of blackouts. The obtained results allow to choose the optimal method of amplifying electrical circuits repair circuits with power consumers.

Keywords - site load, load transfer, reactive power, transformation ratio, minimum voltage, re-power on.

I. ВВЕДЕНИЕ

В объединённой энергосистеме России существуют энергорайоны, имеющие мощное потребление активной мощности. Как правило, такие энергорайоны характеризуются развитым промышленным сектором (металлургические и горнодобывающие комбинаты, нефтяная промышленность и др.), то есть в таких районах производство растёт или, как минимум, остаётся на том же уровне. Рассматриваемые энергорайоны являются локомотивами всей промышленности России, они обеспечивают её независимость от поставок из-за рубежа, усиливают экономическую мощь страны. Поэтому надёжность электроснабжения мощных энергорайонов является первоочередной задачей.

II. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

В основном схема электроснабжения мощных энергорайонов состоит из двух основных питающих линий высокого класса напряжения и нескольких питающих линий меньшего класса напряжения, может находиться в работе генерация в самом районе потребления. Надёжность электроснабжения таких

районов резко снижается при выводе в ремонт одной из двух основных питающих линий. Рассмотрим такой электроэнергетический режим на примере следующей схемы.

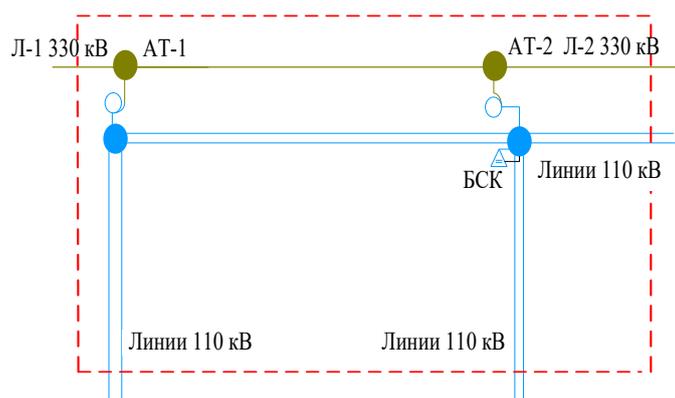


Рис. 1. Схематическое изображение дефицитной энергосистемы.

При возможном отключении двух линий 330 киловольт происходит загрузка линий 110 киловольт до величин равным или близким к длительно допустимым токовым значениям, потери напряжения увеличиваются с

возрастанием величины передающей мощности и увеличения длины, образуемых, после аварийных отключений линий 330 киловольт, электрических участков 110 киловольт до шин 110 киловольт рассматриваемой подстанции и в конечном итоге до потребителя электроэнергетики. Потеря напряжения рассчитывается по следующей формуле:

$$\Delta U = (P \cdot r_0 \cdot L + Q \cdot x_0 \cdot L) / U_{ном},$$

(1)

где P — передаваемая активная мощность (мега Вт), Q — передаваемая реактивная мощность (мега Вар), r_0 — активное сопротивление линии (Ом/м), x_0 — индуктивное сопротивление линии (Ом/м), L — длина образовавшегося электрического участка(линии) (кило м), $U_{ном}$ — номинальное напряжение (кило В).

Из формулы видно, чтобы снизить потери напряжения необходимо уменьшить величину передаваемой по линиям электропередач величину активной и реактивной мощности. Это достигается изменением величины потребления электрической мощности самими потребителями, вплоть до ввода графиков аварийного ограничения или автоматическим отключением части нагрузки действием противоаварийной автоматики.

В случае аварийного отключения оставшейся в работе линии Л-2, при ремонте линии Л-1, электроснабжение потребителей нарушается, часть нагрузки отключается, чтобы у оставшейся в работе части потребителей поддерживать необходимое качество электроэнергии — частоту и напряжения электрического тока. Отключение потребителей происходит срабатыванием противоаварийных устройств, реагирующих на факт снижения напряжения, так как оставшиеся питающие линии меньшего класса напряжения не могут полноценно обеспечить потребителя электроэнергией требуемого качества. Потребители, отключаемые действием противоаварийной автоматикой, зачастую имеют мощность более чем достаточную, для восстановления электроэнергетического режима, таким образом отключается и лишняя нагрузка, которая могла бы остаться в работе.

При потреблении энергорайона величиной 300 мегаватт, в ремонтной схеме одной из двух питающих линий 330 киловольт, напряжение по шинам 110 киловольт составляет 113 киловольт, то есть находится в допустимых пределах. В момент аварийного отключения второй питающей линии 330 киловольт, напряжение на шинах 110 киловольт снижается до 90 киловольт, происходит срабатывание автоматики ограничения снижения напряжения с уставкой срабатывания 92 киловольт, отключаются потребители суммарной мощностью 100 мегаватт, напряжение на шинах 110 киловольт повышается до 103 киловольт. Отключение потребителей суммарной мощностью 100 мегаватт оказывает существенное влияние на технологический процесс предприятия (предприятий), входящих в энергорайон, вплоть до возможной полной их остановки. Для обеспечения непрерывности технологического процесса достаточно отключить не 100 мегаватт потребителей, а 70 мегаватт, при этом напряжение на шинах 110 киловольт будет составлять 97 киловольт, выше минимального допустимого значения 96 киловольт.

Для уменьшения мощности отключенных потребителей действием противоаварийной автоматикой необходимо заблаговременно, перед отключением одной из питающих линий, переводить часть нагрузки из дефицитного энергорайона на избыточные. Часто это не делается при подготовке режима, а перевод нагрузки производится лишь после отключения оставшейся в работе второй питающей линии. Если заблаговременно перевести 30 мегаватт нагрузки потребителей из дефицитного энергорайона, то при отключении оставшейся в работе питающей линии 330 киловольт, напряжение на шинах 110 киловольт будет составлять 93 киловольт, работы противоаварийной автоматики не будет. Дальнейший подъём напряжения до 96 киловольт будет производиться за счёт использования средств компенсации реактивной мощности и ввода графиков временного отключения потребления в диапазоне 40 мегаватт. В итоге получаем 70 мегаватт отключенных потребителей, а не 100 мегаватт в случае отработки противоаварийной автоматики. 30 мегаватт остаётся в работе, что существенно улучшает технологический процесс у потребителя.

III. ВЫВОДЫ

Для ускорения процесса ликвидации аварии в электрических схемах с мощными потребителями в ремонтных схемах необходимо заблаговременно переводить часть нагрузки из дефицитного на избыточные энергорайоны, а не после аварийного отключения последней оставшейся в работе основной питающей линии электропередач. Выполнение мероприятий с заблаговременным переводом нагрузки потребителей позволяет уменьшить мощность потребителей, отключаемых действием противоаварийной автоматики, в момент аварийного отключения единственной оставшейся в работе основной питающей линии, напряжение снижается на несколько киловольт выше, по отношению без перевода нагрузки, тем самым технологический процесс у потребителя не нарушается. Применяемую технологию заблаговременного перевода нагрузки требуется использовать во всех дефицитных энергорайонах в ремонтных и аварийных схемах.

Список литературы

- [1] Федеральный Закон «Об электроэнергетике». Москва. - 2003 // СПС Консультант Плюс.
- [2] Методических указаний по устойчивости энергосистем, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.06.2003. - № 277. - С. 2-4, 7-8.
- [3] Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем. Москва, 2008. - С. 23.
- [4] Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» Правила переключений в электроустановках. Москва. - 2011. - С. 111.
- [5] Бессонов, Л.А. Теоретические основы электротехники. Москва. - Высшая школа. 1996. - 638 с.

Особенности моделирования синхронных генераторов в пакете Matlab/Simulink

А.П. Зарудная, К.Е. Горшков

ФГАОУ ВО «Южно-Уральский государственный университет (национальный исследовательский университет)»
Челябинск, Россия

Состояние вопроса: Пакет Matlab/Simulink находит широкое применение в решении задач имитационного моделирования установившихся и переходных процессов в электроэнергетических системах. Для этого в пакете реализован ряд математических моделей, включающих в себя турбину, синхронный генератор, системы управления ими. Модели в пакете имеют ряд особенностей и отличаются от классических, описанных в отечественной литературе, что усложняет их применение и создает дополнительные трудности, например, при параметризации и сопоставлении результатов моделирования. Поэтому сохраняют свою актуальность вопросы изучения особенностей применения пакета Matlab/Simulink, в частности для моделирования процессов в цепях с синхронными генераторами.

Материалы и методы: Объектами исследования являются математические модели синхронного генератора, реализованные в программном пакете Matlab/Simulink. При проведении исследования использовалось математическое моделирование и проводился сравнительный анализ.

Результаты: Выполнен обзор реализованных в пакете моделей синхронного генератора, проведено сопоставление лежащих в их основе математических уравнений с классической системой уравнений Парка-Горева, рассмотрены особенности их формирования и задания параметров, сформулированы рекомендации по применению.

Выводы: Полученные результаты будут полезны при изучении особенностей применения пакета Matlab/Simulink в электроэнергетике, а приведенные рекомендации могут быть использованы при моделировании установившихся и переходных режимов электроэнергетических систем.

Ключевые слова: пакет Matlab/Simulink; математическое моделирование; синхронный генератор.

Specific Approach to Modeling of Synchronous Generators in Matlab/Simulink

Anastasia Zarudnaya, Konstantin Gorshkov
South Ural State University (national research university)
Chelyabinsk, Russian Federation

Background: Matlab/Simulink is widely used in resolving issues of simulation of stable and transient processes in power energy systems. For this purpose there is a range of models in the package including a turbine, a synchronous generator and systems of operating them. The package models have some distinctive features and they are different from common known ones and this makes them harder to use and creates difficulty in configuring them and comparing the results of modeling. That is why it is highly important to research for specific features of applying Matlab/Simulink, particularly for modeling processes in circuits with synchronous generators.

Materials and Methods: The subjects of research are the models of synchronous generators which are implemented in Matlab/Simulink. Mathematical modeling and comparative analysis were used during the research.

Results: There was a review of implemented in Matlab/Simulink models of synchronous generators and the comparison between equations, which they are based on, and the common known system of equations of Park-Gorev. Also the features of forming and configuring the models were considered and some advice on possible application of them was suggested.

Conclusions: The results might be useful for studying the special features of Matlab/Simulink for power engineering, the recommendations may be used for modeling steady and transient regimes of power energy systems.

Key-words: Matlab/Simulink; mathematical modeling, synchronous generator.

I. ВВЕДЕНИЕ

Исследование переходных процессов в электроэнергетической системе необходимо для сохранения надежности ее работы и предотвращения развития аварий. Один из наиболее распространенных методов исследования переходных процессов является имитационное моделирование, поскольку оно дает наиболее четкое представление о поведении объекта при определенных условиях.

Сегодня для моделирования установившихся и переходных процессов широко применяется пакет Matlab/Simulink, поскольку в нем заложены все необходимые модели элементов электроэнергетической системы. В пакете реализовано несколько моделей синхронных машин, отличающихся друг от друга схемами замещения, на которых они построены, и, следовательно, задаваемыми параметрами. Применение той или иной модели зависит от решаемой задачи и имеющихся данных, поэтому представляет интерес изучение их различий и уточнение областей применения каждой из моделей.

Ниже рассмотрены особенности построения и реализации модели «Simplified Synchronous Machine pu Units» из библиотеки SimPowerSystems, далее сокращенно «SSM», на примере моделирования электромеханических переходных процессов в цепи синхронного генератора, работающего через повышающий трансформатор на систему бесконечной мощности.

Применение этой модели неоднократно демонстрировалось при решении различных задач, так, например, в работе [1] «SSM» используется для моделирования трехфазного короткого замыкания на шинах энергосистемы, а в работе [2] модель применяется для анализа динамической устойчивости генератора.

Однако вследствие того, что реализация элементов в пакете Matlab/Simulink несколько отличается от математических моделей, представленных и описанных в отечественной литературе, сохраняют свою актуальность вопросы изучения особенностей их применения и оценка соответствия полученных результатов расчетам, выполненным общеизвестными способами.

II. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ МОДЕЛИ «SSM» СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА

В пакете Matlab/Simulink синхронная машина представлена несколькими имитационными моделями, отличающимися как программно, так и математически. Для моделирования синхронного генератора предусмотрено три модели: «Simplified Synchronous Machine (SSM)», «Synchronous Machine Fundamental (SMF)» и «Synchronous Machine Standard (SMS)».

Принято считать, что «SMF» и «SMS» относятся к моделям седьмого порядка по числу лежащих в их основе математических уравнений, а модель «SSM» – к моделям третьего порядка [2]. В основе модели «SSM» положена система из трех уравнений вида:

$$\begin{cases} \mathbf{E} - \mathbf{U} = \mathbf{i}R + L \frac{d\mathbf{i}}{dt} \\ 2H \frac{d\omega}{dt} = M_m - M_e - M_d \\ \frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \end{cases} \quad (1)$$

$$\text{где } \mathbf{E} = \begin{bmatrix} E_a \\ E_b \\ E_c \end{bmatrix}, \mathbf{U} = \begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix}, \mathbf{i} = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}.$$

Матричное уравнение в системе (1) описывает процессы в фазных контурах статора синхронного генератора при постоянных и одинаковых для всех фаз значениях R и L . При этом не учитывается влияние на переходный процесс таких факторов, как высшие гармоники, нелинейности, насыщение магнитных цепей, токи в демпферных контурах и обмотке возбуждения ротора генератора. Последнее упрощение придает модели особенность, из-за которой во всех режимах, как в установившихся, так и в переходных, индуктивные сопротивления в d, q -осях генератора сохраняются неизменными и равными заданным первоначально.

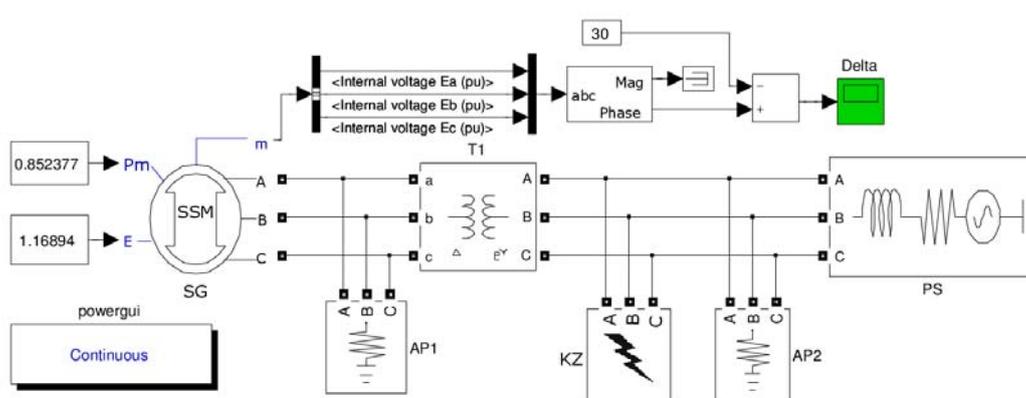
Механическая составляющая модели представлена уравнением движения ротора, учитывающим зависимость частоты вращения ротора ω от разницы между моментом турбины M_m и электромагнитным моментом M_e . Несмотря на то, что демпферные контуры в модели отсутствуют, их влияние на электромагнитный переходный процесс учитывается приближенно посредством момента M_d , линейно зависящего от отклонения частоты ротора от синхронной ω_s .

Таким образом, описанная система уравнений, заложенная в модель «SSM», позволяет моделировать электромеханические переходные процессы либо с постоянной ЭДС генератора E , либо с изменяемой, например, под действием регулятора системы возбуждения генератора.

III. ПРОГРАММНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ МОДЕЛИ «SSM» СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА

Мнемоническое изображение модели «SSM» в составе схемы электрической сети, собранной в пакете Matlab/Simulink, приведено на рис. 1. Модель имеет два программных входа «Pm» и «E», на которые подаются константы, отвечающие за мощность турбины и ЭДС генератора. Эти константы задаются либо вручную, либо рассчитываются на этапе инициализации модели синхронной машины при помощи блока powergui, в котором вводятся параметры требуемого установившегося режима. В качестве параметров задаются выдаваемая активная мощность и напряжение на выводах генератора, или его активная и реактивная мощности. Выходы модели подключены к внешней сети в соответствии с чередованием фаз. Для вывода величин, рассчитываемых внутри модели, предусмотрен выход «m».

Задание параметров модели выполняется в относительных единицах, таким же образом и выстроена ее внутренняя реализация. Блок-схема алгоритма, отвечающего за расчет механической составляющей,



показана на рис. 2. На выходе алгоритма формируется мгновенное значение частоты вращения ротора ω_m^* . В качестве входных сигналов выступают мгновенные значения мощности турбины P_m^* и электрической мощности P_e^* , выдаваемой генератором в сеть. Последняя определяется из алгоритма, отвечающего за электрическую составляющую модели. Так как алгоритмы закольцованы, все расчеты в модели проводятся итерационно.

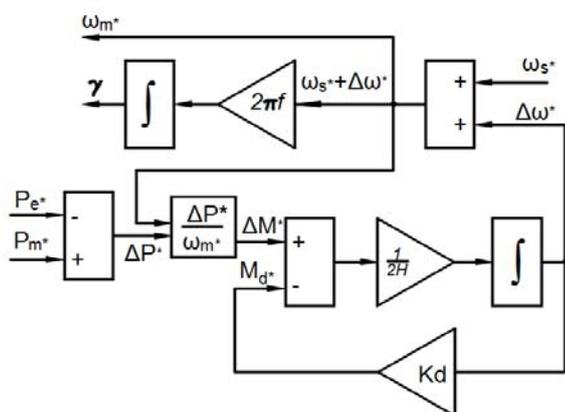


Рис. 2. Блок-схема механической составляющей модели «SSM»

В соответствии с блок-схемой для частоты ротора в относительных единицах может быть записано следующее выражение:

$$\omega_m^* = \omega_0^* + \Delta\omega^*, \quad (2)$$

где $\Delta\omega^* = \frac{1}{2H} \int \Delta M^* dt - M_d^*$ – отклонение частоты ротора от синхронной; $\Delta M^* = (P_m^* - P_e^*)/\omega_m^*$ – разность моментов турбины и электромагнитного; $M_d^* = K_d \Delta\omega^*$ – момент демпфирования колебаний ротора.

Эффект демпфирования от действия обмоток ротора генератора на электромеханический переходный процесс учитывается в алгоритме посредством обратной связи с коэффициентом демпфирования K_d .

Вариант расчета разницы моментов ΔM^* , реализованный в алгоритме модели «SSM», делает момент турбины зависимым от частоты вращения ротора генератора, что может давать различие с расчетами, в которых этот момент принимается за независимую величину. Это следует учитывать при анализе результатов моделирования.

Также отметим, что угол δ непосредственно внутри модели генератора не рассчитывается, поэтому для его

определения в схеме на рис.1 дополнительно собрана последовательность из соответствующих математических блоков.

Блок-схема алгоритма, реализующего электрическую составляющую модели, представлена на рис. 3. Здесь входными величинами выступают ЭДС E^* , поданное на вход «E» модели, затем мгновенные значения линейных напряжений с выводов генератора U_{ab}^* , U_{bc}^* и угол поворота ротора γ , вычисляемый как $2\pi\omega_m^* \cdot t$ из предыдущей блок-схемы. При этом на выходе определяются фазные токи i_{abc}^* и напряжения генератора U_{abc}^* , а также мгновенное значение электрической мощности P_e^* , выдаваемой в сеть.

Порядок вычисления следующий: первоначально в модуле, обозначенном как «MU», с учетом задаваемой при параметризации элемента схемы обмоток статора генератора, определяются мгновенные значения фазных напряжений U_{abc}^* на его выводах и рассчитывается напряжение в нейтрали U_n^* . В случае задания четырехпроводной схемы соединения обмоток «4-wire Y» фазные значения напряжений считаются известными, при этом напряжение в нейтрали по умолчанию принимается нулевым. Для трехпроводной схемы «3-wire Y» на вход модуля «MU» подаются значения двух линейных напряжений U_{ab}^* , U_{bc}^* , как показано на рис. 3, из которых уже получают фазные напряжения по формулам:

$$\begin{cases} U_a^* = (2U_{ab}^* + U_{bc}^*)/3 \\ U_b^* = (U_{bc}^* - U_{ab}^*)/3 \\ U_c^* = -(U_a^* + U_b^*) \end{cases} \quad (3)$$

Напряжение в нейтрали при этом вычисляется как среднее значение:

$$U_n^* = (U_a^* + U_b^* + U_c^*)/3. \quad (4)$$

Далее посредством модуля «ME», используя угол γ и значение, поданное на вход «E» модели, рассчитываются мгновенные величины фазных ЭДС синхронного генератора:

$$\begin{cases} E_a^* = E^* \sin \gamma + U_n^* \\ E_b^* = E^* \sin(\gamma - 2\pi/3) + U_n^* \\ E_c^* = -E^* (\sin(\gamma) + \sin(\gamma - 2\pi/3)) + U_n^*. \end{cases} \quad (5)$$

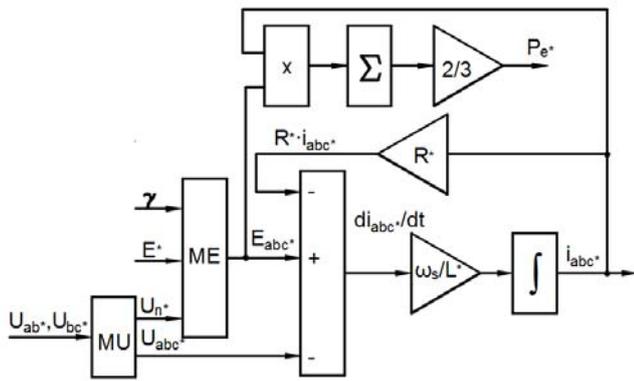


Рис. 3. Блок-схема электрической составляющей модели «SSM»

После этого в соответствии с уравнениями системы (1) высчитываются мгновенные значения токов фаз:

$$i_{abc}^* = \frac{\omega_s}{L^*} \int \Delta U_{abc}^* dt - R^* \cdot i_{abc}^*, \quad (7)$$

где $\Delta U_{abc}^* = E_{abc}^* - U_{abc}^*$ – падение напряжения на внутреннем сопротивлении синхронного генератора, L^* – внутренняя индуктивность элемента.

Отметим, что, так как в относительных единицах индуктивности контуров фаз совпадает с их индуктивными сопротивлениями, то в модели величина L^* принимается равной индуктивному сопротивлению генератора X^* , задаваемому в относительных единицах при параметризации элемента.

IV. ОСОБЕННОСТИ ЗАДАНИЯ ПАРАМЕТРОВ МОДЕЛИ «SSM» ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ

При параметризации элемента как генератора указываются тип соединения обмоток статора «4-wire Y» или «3-wire Y», номинальная полная мощность «Pn(VA)», номинальное напряжение «Vn(Vrms)», частота сети «fn(Hz)», постоянная инерции «H(sec)», коэффициент демпфирования «Kd(pu_T/pu_W)», число пар полюсов «p», активное сопротивление статора «R(pu)» и индуктивное сопротивление генератора «X(pu)» в относительных единицах.

В качестве величины «X(pu)» могут задаваться как X_d , так и X_d' или X_d'' генератора, в зависимости от рассматриваемого режима – установившегося или переходного.

Постоянная инерции в модели, учитывая выражение (2), связана с моментом инерции следующим соотношением:

$$H = T_J / 2 = 2,74 \cdot GD^2 \cdot \omega_{НОМ}^2 / (2 \cdot S_{НОМ}), \quad (7)$$

где T_J – постоянная инерции всего агрегата, с; GD^2 – момент инерции, т·м²; $S_{НОМ}$ – полная номинальная мощность генератора, Вт; $\omega_{НОМ}$ – номинальная частота вращения ротора, об/мин.

Коэффициент демпфирования определяется величиной декремента затухания колебаний ротора в переходных режах и может быть найден по формуле:

$$K_d = 4\xi \cdot \sqrt{\omega_s \cdot H \cdot P_{\max}^* / 2}, \quad (8)$$

где ξ – декремент затухания колебаний; ω_s – синхронная частота сети, рад/с; $P_{\max}^* = (V^* \cdot E^*) / X_{\Sigma}^*$ – идеальный предел мощности цепи передачи с синхронным генератором.

Ниже показан вариант расчета параметров модели на примере генератора SGEN5-2000H с трансформатором ТНЦ-630000/220 для моделирования электромеханических переходных процессов при внешних коротких замыканиях в сети. Параметры генератора принимались следующими: $S_{НОМ} = 505$ МВА, $U_{НОМ} = 20$ кВ, $X_d'' = 0,276$ о.е.; параметры трансформатора – $S_{НОМ} = 630$ МВА, $U_K = 12,5\%$. Момент инерции генератора с турбиной составил $GD^2 = 250,67$ т·м².

Первоначально определим постоянную инерции агрегата:

$$H = 2,74 \cdot 250,67 \cdot 3000^2 / (2 \cdot 505 \cdot 10^6) = 6,12 \text{ с.}$$

Из расчета установившегося режима непосредственно в модели может быть найдена ЭДС генератора при указанных выше параметрах элементов. В данном случае она составила $E^* = 1,169$ о.е. Зная ЭДС и полагая напряжение на выводах энергосистемы равным номинальному, определим идеальный предел активной мощности:

$$P_{\max}^* = 1 \cdot 1,169 / (0,276 + 0,1) = 3,109.$$

Затем в соответствии с его значением, предварительно задавшись декрементом затухания, например, $\xi = 0,3$, находим искомый коэффициент демпфирования:

$$K_d = 4 \cdot 0,3 \cdot \sqrt{100\pi \cdot 6,12 \cdot 3,109 / 2} = 65,719.$$

Рассмотренные выше особенности построения и реализации модели «SSM», а также приведенный способ задания параметров, будут полезны при моделировании и изучении электромеханических переходных процессов в пакете Matlab/Simulink.

Список литературы

- [1] Spoljaric, Z. Synchronous generator modeling using Matlab / Z. Spoljaric, K.Miklosevic, V. Jerkovic – http://www.academia.edu/9518648/Synchronous_Generator_Modeling_Using_Matlab.
- [2] Енин, В.Н. Моделирование переходных процессов и анализ динамической устойчивости синхронных генераторов при воздействии больших возмущений / В.Н. Енин, А.В. Степанов // Наука и образование. – октябрь 2012. – №10. – С. 495–503.

ОЦЕНКА МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ БАЛАКОВСКОЙ АЭС

Д.Н. Дадонов¹, Д.Г. Слипенчук¹, М.Е. Щербаков²

¹Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги, Самара, Россия

²ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», Самара, Россия

E-mail: dadonovdn@mail.ru

Обеспечение динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций при нормативных возмущениях является одним из основных принципов управления режимами электроэнергетических систем. В настоящее время на Балаковской АЭС (установленная мощность 4000 МВт, 4 энергоблока по 1000 МВт каждый) установлена противоаварийная автоматика, предназначенная для предотвращения нарушения динамической устойчивости энергоблоков – автоматика разгрузки при затяжных коротких замыканиях (АРКЗ-220, АРКЗ-500), которая действует на отключение энергоблоков Балаковской АЭС. В работе выполнен анализ мероприятий, позволяющих минимизировать объем противоаварийного управления относительно существующего. Исследования динамической устойчивости проводились на ПК Eurostag v.5.1 с использованием верифицированной математической модели для расчетов переходных процессов ОЭС Средней Волги. Разработаны предложения по оптимизации настройки АРКЗ-220, АРКЗ-500 Балаковской АЭС с учетом внедрения импульсной разгрузки энергоблоков и возможности выявления присоединения, на котором возникло затяжное короткое замыкание.

Ключевые слова – динамическая устойчивость, минимизация управляющих воздействий, близкие затяжные короткие замыкания, кратковременная разгрузка энергоблока.

EVALUATION OF ACTIVITIES FOR INCREASING TRANSIENT STABILITY OF GENERATING EQUIPMENT OF BALAKOVSKAYA NPP

D. Dadonov¹, D. Slipenchuk¹, M. Shcherbakov²

¹Branch of SC «SO UPS» UDS of the Middle Volga, Samara, Russian Federation

²Samara State Technical University, Samara, Russian Federation

E-mail: dadonovdn@mail.ru

Ensuring the transient stability of generating equipment of power plants in conditions of regulatory violations is one of the main principles of regime control of electric power systems. Nowadays, Balakovskaya NPP (installed capacity 4000 MW, 4 power units of 1000 MW each) installed automatic emergency control system designed to prevent the violation of the transient stability of power units - unloading automatic at protracted short circuits (UAPSC-220, UAPSC -500), which operates to shut off power units of Balakovskaya NPP. In the paper the analysis of actions allowing to minimize the amount of emergency control in relation to the existing. All calculations were performed with the EUROSTAG® v.5.1 power system transient simulation tool and a verified mathematical model for transient calculations of Middle Volga UPS. Proposals have been developed to optimize the settings of UAPSC-220, UAPSC-500 of Balakovskaya NPP, taking in account impulse unloading of power units and the possibility of identifying the accession, on which there was a protracted short circuit.

Key-words – transient stability; the minimizing of emergency amount of control actions; close protracted short circuit, impulse unloading of power unit.

I. ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Балаковская АЭС (БАЭС) расположена в 10,5 км от г. Балаково Саратовской области. Установленная мощность станции составляет 4000 МВт. На БАЭС эксплуатируются 4 энергоблока с реакторами водяного типа ВВЭР-1000 мощностью 1000 МВт каждый.

Для производства электрической энергии применяются генераторы типа ТВВ-1000-4УЗ номинальной мощностью 1000 МВт, работающие на напряжении 24 кВ.

ОРУ 500 кВ выполнено по нетиповой схеме и имеет следующие присоединения:

- ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Ключики,

- ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Куйбышевская №1,
- ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Красноармейская №2,
- ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Курдюм,
- ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Трубная,
- ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Саратовская ГЭС,
- АТ 500/220 кВ (АТ),
- ТГ-2 через 2Т-1 и 2Т-2,
- ТГ-3 через 3Т-1 и 3Т-2,
- ТГ-4 через 4Т-1 и 4Т-2,
- РШ-1СШ,
- РШ-4СШ.

ОРУ 220 кВ выполнено по схеме «две рабочие системы шин с обходной» и имеет следующие присоединения:

- ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС – Центральная I цепь,
- ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС – Центральная II цепь,
- ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС – Ершов,
- ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС – Горный,
- ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС – Степная,
- АТ,
- ТГ-1 через 1Т-1 и 1Т-2.

Упрощенная нормальная схема электрических соединений БАЭС представлена на рис. 1.

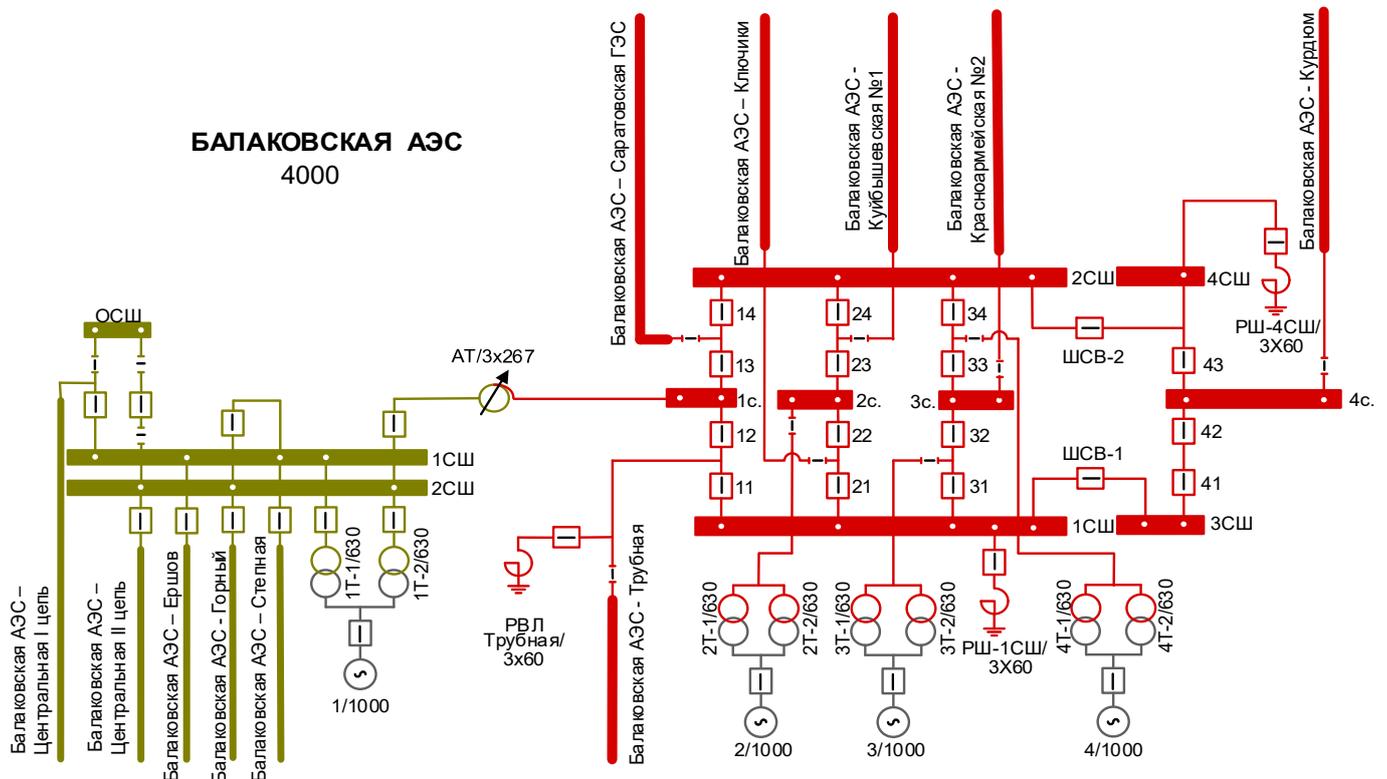


Рис. 1. Упрощенная нормальная схема электрических соединений БАЭС.

II. СУЩЕСТВУЮЩАЯ ПРОТИВООАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НАРУШЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ

Для предотвращения нарушения динамической устойчивости (ДУ) генерирующего оборудования на БАЭС в комплексе противоаварийной автоматики (ПА) реализованы функции автоматической разгрузки при коротких замыканиях в сети 500 и 220 кВ (АРКЗ 500, АРКЗ 220) [1].

АРКЗ 500 и АРКЗ 220 выполнены двухступенчатыми. Обе ступени действуют по факту снижения фазного напряжения прямой последовательности на шинах 500 кВ или 220 кВ. АРКЗ 500 действует на разгрузку Саратовской ГЭС (СарГЭС) на величину от 300 до 700 МВт или отключение одного из блоков 2-4 БАЭС. Объем

управляющих воздействий (УВ) определяется величиной доаварийного перетока мощности по ВЛ 500, 220 кВ схемы выдачи мощности (СВМ) БАЭС, а также зависит от состояния отходящих от БАЭС ВЛ 500 кВ.

Действие АРКЗ 500 на разгрузку СарГЭС обусловлено значительным влиянием величины загрузки СарГЭС на ДУ блоков 2-4 БАЭС вследствие «электрической близости» к ОРУ 500 кВ СарГЭС и БАЭС – протяженность ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Саратовская ГЭС около 17 км.

АРКЗ 220 действует на отключение блока 1 при его доаварийной нагрузке более 500 МВт.

Логика действия существующих АРКЗ 500 и АРКЗ 220 БАЭС представлена на рис. 2.

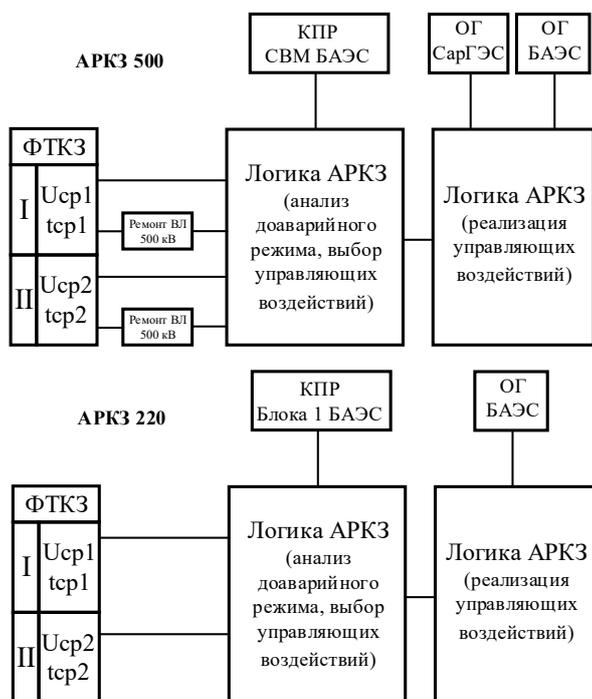


Рис. 2. Логика действия существующих АРКЗ 500 и АРКЗ 220 БАЭС.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ

Проведенные расчеты электромеханических переходных процессов в ПВК Eurostag v.5.1, выполненные в рамках анализа эффективности АРКЗ 500 и АРКЗ 220 и в соответствии с требованиями [2], показали, что нарушение ДУ блоков БАЭС возможно только вследствие затяжных коротких замыканий (КЗ) отключаемых действием устройством резервирования отключения выключателя (УРОВ). При этом тяжесть аварийного возмущения в сети 500 кВ зависит как от присоединения, на котором возникло повреждение, так и от того какой именно из выключателей не отключился. Отключение действием УРОВ ряда выключателей приводит к отключению одного из блоков 2-4, что положительно влияет на ДУ оставшихся в работе блоков. При рассмотрении аварийных возмущений в сети 220 кВ выявлено, что на запас ДУ блока 1 БАЭС влияет отключенное/включенное состояние АТ.

Также расчетами определено, что возможность нарушения ДУ в большей степени определяется не величиной суммарного перетока СВМ БАЭС, а единичной мощностью каждого блока БАЭС в отдельности.

Вышеуказанные обстоятельства позволили сделать вывод о том, что логику действия существующих АРКЗ 500 и АРКЗ 220 БАЭС целесообразно скорректировать с целью обеспечения возможности выбора оптимальных настроек и минимизации объема УВ.

Логике АРКЗ 500 необходимо выполнить с учетом:

- тяжести КЗ (учет по остаточному напряжению прямой последовательности);
- присоединения, на котором возникло повреждение;
- отказавшего выключателя;
- величины доаварийной загрузки блоков 2-4 (по каждому блоку отдельно);

- величины доаварийной загрузки САРГЭС (суммарно по ГЭС).

Логике АРКЗ 220 необходимо выполнить с учетом:

- тяжести КЗ (учет по остаточному напряжению прямой последовательности);
- величины доаварийной загрузки блока 1;
- эксплуатационного состояния АТ БАЭС.

При выборе настроек предлагаемых АРКЗ дополнительно рассмотрена и обоснована эффективность ввода новых УВ – кратковременная разгрузка турбин (КРТ) на 30 и 50%. Применение КРТ блоков БАЭС с различной глубиной разгрузки позволяет минимизировать объем УВ в зависимости от тяжести аварийного возмущения [1, 3].

Характеристики КРТ блоков 1-4 приняты аналогичными реально снятым характеристикам блоков 1,2 Ростовской АЭС. После выполнения собственником испытаний и получения опытных характеристик КРТ блоков 1-4 настройки АРКЗ 500 и АРКЗ 220 потребуют актуализации.

Расчетные характеристики КРТ 30% и КРТ 50% блоков 1-4 БАЭС представлены на рис. 3.

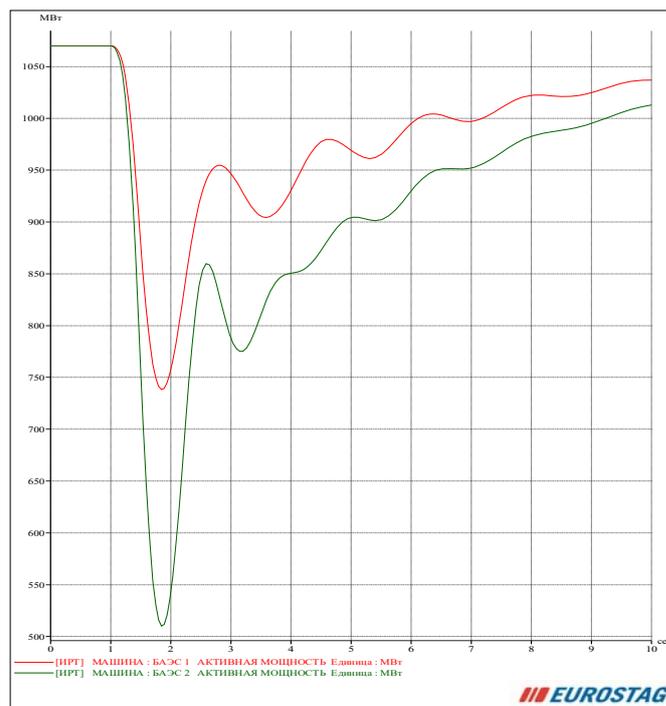


Рис. 3. Расчетная характеристика разгрузки блоков 1-4 Балаковской АЭС (КРТ 30% блока 1, КРТ 50% блока 2).

С целью выбора оптимального объема УВ на разгрузку САРГЭС от АРКЗ 500 определена зависимость предельного времени отключения по условию обеспечения ДУ блоков БАЭС для наиболее тяжелого нормативного возмущения – отключение ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Ключики действием УРОВ при близком двухфазном КЗ с отказом выключателя В-21 от величины суммарной генерации активной мощности САРГЭС в диапазоне характерной генерации (рис. 4). Загрузка блоков БАЭС при этом находится на уровне начальных уставок КПР. Полученная зависимость

показывает, что при нагрузке СарГЭС менее чем на 700 МВт реализация УВ от АРКЗ не требуется.

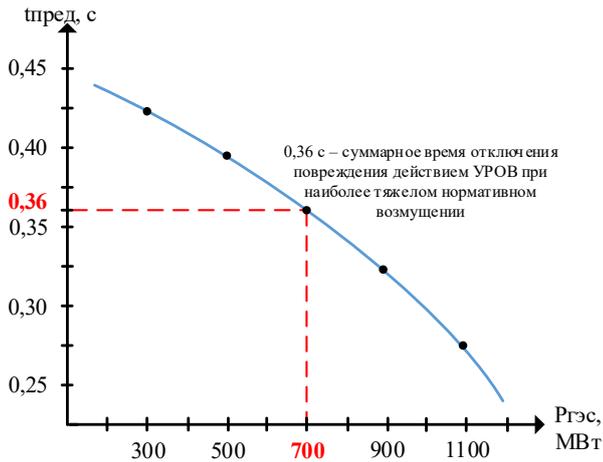


Рис. 4. Зависимость предельного времени отключения ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Ключики действием УРОВ при близком двухфазном КЗ с отказом выключателя В-21 от величины суммарной генерации активной мощности СарГЭС.

В результате анализа всего объема возможных нормативных возмущений в различных схемно-режимных ситуациях определена оптимальная логика действия и настройки АРКЗ 500 и АРКЗ 220.

Логика действия предлагаемых к внедрению АРКЗ 500 и АРКЗ 220 БАЭС представлена на рис. 5.

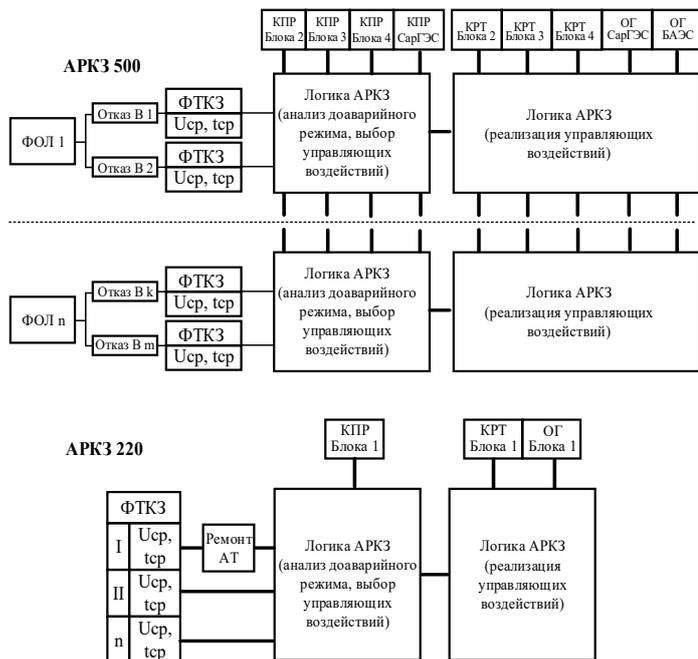


Рис. 5. Предлагаемая логика действия АРКЗ 500 и АРКЗ 220 БАЭС

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложены мероприятия по оптимизации логики действия и настройки АРКЗ 500 и АРКЗ 220, учитывающие тяжесть аварийного события и наиболее влияющие факторы доаварийного режима, позволяющие с минимальным переизбытком реализованных УВ обеспечить ДУ блоков БАЭС при всех нормативных возмущениях в прилегающей сети 500-220 кВ.

Обоснована техническая целесообразность внедрения КРТ блоков в качестве УВ от АРКЗ 500 и АРКЗ 220 БАЭС.

Разработанные алгоритмы могут быть рекомендованы для оптимизации настройки АРКЗ других комплексов ЛАПНУ ЕЭС России.

Предложенные настройки АРКЗ 500 и АРКЗ 220 комплекса учтены в проекте по модернизации комплекса ПА БАЭС.

Список литературы

- [1] Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55105-2012 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования.
- [2] СО 153-34.20.576.2003 Методические указания по устойчивости энергосистем.
- [3] Вайнштейн Р.А., Понамарев Е.А., Наумов В.А., Разумов Р.В. Основы противоаварийной автоматики в электроэнергетических системах: Учебное пособие. – Чебоксары: Изд-во РИЦ «СРЗАУ». – 2015. – 182 с.

ВЛИЯНИЕ УЧЕТА СОПРОТИВЛЕНИЯ ВЗАИМОИНДУКЦИИ НА РАСЧЕТ РЕЖИМА ВЛ СВН

А.В. Старченко, О.С. Рыбасова, Д.С. Тучина, С.С. Костюкова
ФГАОУ ВО "Северо-Кавказский федеральный университет",
Ставрополь, Россия
E-mail: alexej.starченко2017@yandex.ru

Аннотация — при расчете режима работы воздушных линий сверхвысокого напряжения возникает проблема учета сопротивления взаимной индукции и ее влияние на расчет режима воздушной линии. В работе приведено сравнение расчетов режима работы ВЛ СВН с учетом и без учета взаимной индуктивности ВЛ. При проведении исследования была составлена модель воздушной линии электропередач с классом напряжения 750 кВ. Расчет режима работы ВЛ СВН производился по T-образной схеме замещения. Представлена полнофазная схема замещения одноцепной воздушной линии электропередач с учетом электромагнитной связи между элементами ЛЭП. Определены параметры одноцепной ЛЭП и составлены уравнения, позволяющие рассчитать токи и напряжение в конце линии электропередачи, учитывающие сопротивления взаимной индукции. Полученный расчет режима работы воздушной линии с учетом и без учета взаимной индукции позволяет утверждать, что при расчете режима воздушной линии сверхвысокого напряжения нельзя пренебрегать электромагнитной связью между фазами воздушной линии.

Ключевые слова — воздушная линия сверхвысокого напряжения, электромагнитная связь, взаимная индукция, сопротивление взаимной индукции.

THE INFLUENCE OF THE MUTUAL INDUCTANCE ON THE MODE CALCULATION OVERHEAD LINE UHV

A.V. Starchenko, O.S. Rybasova, D.S. Tuchina, S.S. Kostyukova
North-Caucasus Federal University,
Stavropol, Russian Federation
E-mail: alexei.starченко2017@yandex.ru

Abstract — when calculating the operating mode of over-high-voltage overhead lines, the problem of taking into account the mutual induction resistance and its effect on the calculation of the overhead – line. In this paper, a comparison is made of the calculation of the operation mode of an overhead line with a view to and without taking into account the mutual inductance of the overhead line. During the research, a model of an overhead transmission line with a voltage class of 750 kV was compiled. Calculation of the operating mode of the high-voltage line was performed according to the T-type scheme of substitution. A full-phase replacement scheme for a single-circuit overhead transmission line is presented, taking into account the electromagnetic coupling between the elements of the transmission line. The parameters of a single-circuit power line are determined and equations are constructed that allow calculating the currents and voltage at the end of the power line, taking into account the mutual inductance resistance. The calculation of the operating mode of an overhead line with and without allowance for mutual induction allows us to state that in the calculation of the super-high voltage air-line mode, the electromagnetic coupling between the phases of the overhead line can not be neglected.

Keywords — ultrahigh voltage line, electromagnetic coupling, mutual induction, mutual inductance resistance.

I. ВВЕДЕНИЕ

Развитие энергосистем и их объединение тесно связано с освоением более высоких ступеней напряжения электропередач. Воздушные линии электропередачи номинальным напряжением 330 кВ и выше называются линиями сверхвысоких напряжений. Такие воздушные линии предназначены для осуществления связи между электростанциями и потребителями электроэнергии.

Воздушные линии электропередачи сверхвысокого напряжения являются протяженным токопроводом, создающим электрическое и магнитное поля. При этом, электрическое поле линии мало изменяется при изменении работы линии. Магнитное же поле изменяется в широких пределах в соответствии с изменением тока в линии. В связи с этим встает вопрос определения взаимной индукции воздушной линии электропередач.

В данной работе проведена оценка влияния сопротивления взаимной индукции в воздушных линиях электропередач сверхвысокого напряжения.

II. РАСЧЕТ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА РАБОТЫ ВЛ Л-701 БЕЗ УЧЕТА ИНДИВИДУАЛЬНОГО ВЛИЯНИЯ СОПРОТИВЛЕНИЯ ВЗАИМОИНДУКЦИИ

Значения токов и напряжений в начале рассматриваемой воздушной линии электропередач были получены путем векторного измерения, с помощью РМУ устройств и размещены в Таблице I.

Таблица 1. – Значения токов и напряжений в начале ВЛ Л-701 в начальный момент времени

Показатель	Значение
U_{A1} , кВ	454,894866
U_{B1} , кВ	444,620819
U_{C1} , кВ	447,342468
I_{A1} , А	773,754028
I_{B1} , А	779,26062
I_{C1} , А	796,687561

Также из паспортных данных воздушной линии электропередач Л-701 (Марка и сечения провода в фазе АС – 240/56, количество проводов в фазе равно 5) были получены её геометрические параметры, которые сведены в Таблице 2 [1].

Таблица 2 – Геометрические параметры ВЛ Л-701

Показатель	Значение
L, км	364,93
D_{ab} , м	14,5
D_{bc} , м	14,5
D_{ca} , м	29
h_a , м	38
h_b , м	38
h_c , м	38
r, см	10,8

В результате анализа исходных данных был проведен расчет удельных сопротивлений и удельных проводимостей по формулам приведенным в [2], результаты расчета приведены в таблице 3. Так же в таблицу сведены сопротивления и проводимости воздушной линии электропередачи, которые определялись по формулам (1) – (4). Так как провода мы принимаем полностью одинаковыми, то сопротивления и проводимости фаз будут равны друг другу, т.е. $Z_A = Z_B = Z_C$.

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot l; \quad (1)$$

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot l; \quad (2)$$

$$G_{\text{л}} = g_0 \cdot l; \quad (3)$$

$$B_{\text{л}} = b_0 \cdot l; \quad (4)$$

Таблица 3 – Рассчитанные удельные сопротивления ВЛ Л-701

Показатель	Значение
$\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ r_0	0,0204
$\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ x_0	0,265
$\frac{\text{мкСм}}{\text{км}}$ g_0	26,84
$\frac{\text{мкСм}}{\text{км}}$ b_0	4,39
$R_{\text{л}}$, Ом	7,445
$X_{\text{л}}$, Ом	96,56
$G_{\text{л}}$, мкСм	9,8
$B_{\text{л}}$, мСм	1,6

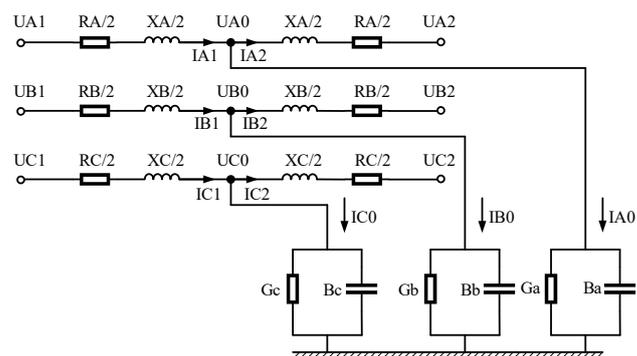


Рис. 1. Расчетная электрическая схема замещения воздушной ЛЭП

На основании схемы замещения воздушной ЛЭП можно записать систему уравнений, без учета взаимной индукции, для определения токов и напряжений в фазе на конце рассматриваемой воздушной ЛЭП [3].

Расчет системы уравнений (5) проводился в программном комплексе Mathcad и результаты расчетов тока фазы А представлены на “Рис. 3”.

$$\begin{cases} U'_{A0} = U_{A1} - I_{A1} \cdot \frac{Z_A}{2} \\ U'_{B0} = U_{B1} - I_{B1} \cdot \frac{Z_B}{2} \\ U'_{C0} = U_{C1} - I_{C1} \cdot \frac{Z_C}{2} \\ I_{A1} - I_{A2} - U'_{A0} \cdot Y_{A0} \\ I_{B1} - I_{B2} - U'_{B0} \cdot Y_{B0} \\ I_{C1} - I_{C2} - U'_{C0} \cdot Y_{C0} \\ U_{A2} = U'_{A0} - I_{A2} \cdot \frac{Z_A}{2} \\ U_{B2} = U'_{B0} - I_{B2} \cdot \frac{Z_B}{2} \\ U_{C2} = U'_{C0} - I_{C2} \cdot \frac{Z_C}{2} \end{cases} \quad (5)$$

где $Z_A = R_A + jX_A$, $Z_B = R_B + jX_B$ и $Z_C = R_C + jX_C$ – полные сопротивления соответствующих фаз воздушной линии электропередачи;

$Y_{A0} = G_A + jB_A$, $Y_{B0} = G_B + jB_B$ и $Y_{C0} = G_C + jB_C$ – проводимость линии электропередач между проводом и землей.

III. РАСЧЕТ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА РАБОТЫ ВЛ Л-701 С УЧЕТОМ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ВЛИЯНИЯ СОПРОТИВЛЕНИЯ ВЗАИМОИНДУКЦИИ

Значение взаимной индуктивности определится по формуле:

$$M_{ij} = \frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \left[\frac{\sqrt{D_{ij}^2 + \left(h_i + h_j + 800 \cdot \sqrt{\frac{\rho}{f}} \right)^2}}{\sqrt{D_{ij}^2 + (h_i - h_j)^2}} \right], \quad (6)$$

где h_i – средняя высота подвеса влияющего провода, м;
 h_j – высота подвеса провода, подверженного влиянию, м;
 D_{ij} – расстояние между проводами по горизонтали, м;
 ρ – удельное сопротивление грунта, Ом;
 f – стрела провеса, м [5].

Сопротивление взаимной индуктивности рассчитывалось по формуле:

$$X_{ij} = \omega \cdot M_{ij} \cdot l; \quad (7)$$

где ω – циклическая частота, равная $2\pi f$;
 M_{ij} – удельное значение взаимной индукции, Гн/км;
 l – длин линии, км [4].

На основании схемы замещения воздушной ЛЭП можно записать систему уравнений, с учетом взаимной индукции, для определения токов и напряжений в фазе на конце рассматриваемой воздушной ЛЭП.

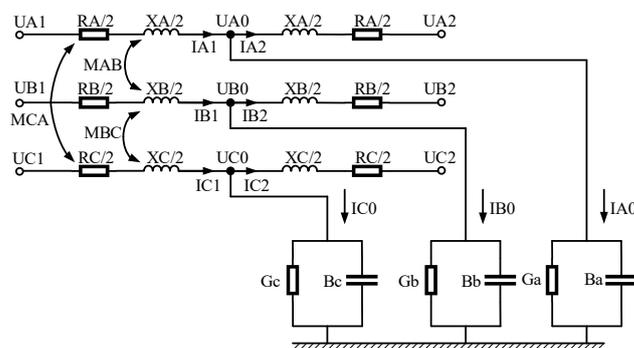


Рис. 2. Расчетная электрическая схема замещения воздушной ЛЭП с учетом взаимной индукции

$$\begin{cases} U'_{A0} = U_{A1} - \left(I_{A1} \cdot \frac{Z_A}{2} + I_{B1} \cdot \frac{X_{AB}}{2} + I_{C1} \cdot \frac{X_{CA}}{2} \right) \\ U'_{B0} = U_{B1} - \left(I_{B1} \cdot \frac{Z_B}{2} + I_{A1} \cdot \frac{X_{AB}}{2} + I_{C1} \cdot \frac{X_{BC}}{2} \right) \\ U'_{C0} = U_{C1} - \left(I_{C1} \cdot \frac{Z_C}{2} + I_{B1} \cdot \frac{X_{BC}}{2} + I_{A1} \cdot \frac{X_{CA}}{2} \right) \\ I_{A1} - I_{A2} - U'_{A0} \cdot Y_{A0} \\ I_{B1} - I_{B2} - U'_{B0} \cdot Y_{B0} \\ I_{C1} - I_{C2} - U'_{C0} \cdot Y_{C0} \\ U_{A2} = U'_{A0} - \left(I_{A2} \cdot \frac{Z_A}{2} + I_{B1} \cdot \frac{X_{AB}}{2} + I_{C1} \cdot \frac{X_{CA}}{2} \right) \\ U_{B2} = U'_{B0} - \left(I_{B2} \cdot \frac{Z_B}{2} + I_{A1} \cdot \frac{X_{AB}}{2} + I_{C1} \cdot \frac{X_{BC}}{2} \right) \\ U_{C2} = U'_{C0} - \left(I_{C2} \cdot \frac{Z_C}{2} + I_{B1} \cdot \frac{X_{BC}}{2} + I_{A1} \cdot \frac{X_{CA}}{2} \right) \end{cases} \quad (8)$$

Расчет системы уравнений (8) проводился в программном комплексе Mathcad и результаты расчетов тока фазы А представлены на “Рис. 3”.

IV. СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА РАБОТЫ ВЛ Л-701

В качестве анализа рассчитанных токов и напряжений, в конце рассматриваемых воздушных линий электропередач, был проведен расчет потери напряжения и относительной погрешности.

Для наглядного сравнения полученных результатов на рисунке 3 представлены графики токов и на рисунке 4 графики напряжений по данным РМУ устройств, с учетом и без учета индивидуального влияния взаимной индукции.

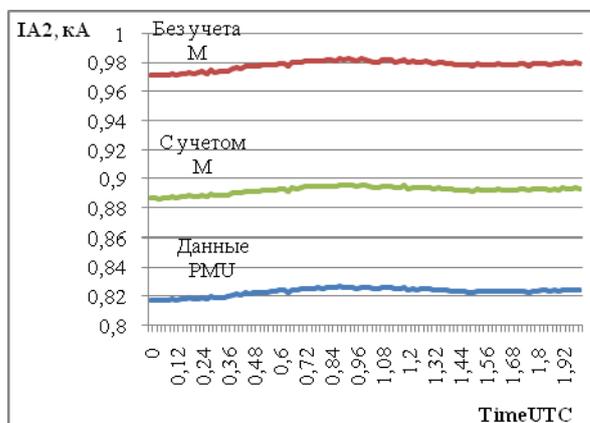


Рис. 3. Сравнение вариантов определения тока в ВЛ Л-701

Погрешность тока составила приблизительно 17%, что показывает обязательный учет взаимной индукции при определении токов в конце воздушных линий электропередачи 750 кВ. Погрешность напряжения составило более 7%, что означает обязательный учет взаимной индукции при расчете установившегося режима работы воздушной линии электропередач напряжением 750 кВ.

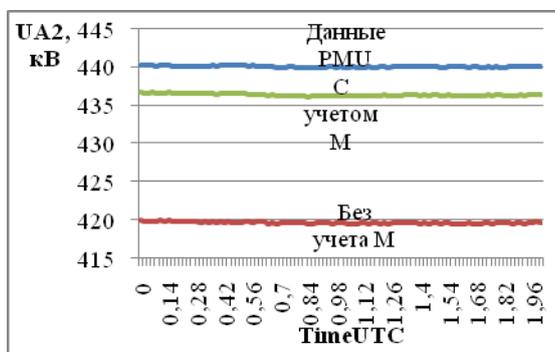


Рис. 4. Сравнение вариантов определения напряжения в ВЛ Л-701

Погрешность напряжения составило приблизительно 7%, а потеря напряжения составило приблизительно на 17 кВ больше, чем при расчете режима работы с учетом взаимной индукции, что означает обязательный учет взаимной индукции при расчете установившегося режима работы воздушной линии электропередач напряжением 750 кВ.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Составлены расчетные схемы замещения без учета и с учетом сопротивления взаимной индуктивности. Составлены системы уравнений без учета и с учетом сопротивления взаимной индуктивности. Произведен расчет установившегося режима работы воздушных линий электропередач сверхвысокого напряжения по данным РМУ-устройств и построены графики токов и напряжений по данным конца.

Проведено сравнение рассчитанных режимов по каждой рассматриваемой линии электропередач, определена погрешность расчета и падение напряжения. Доказана необходимость расчета линий электропередач сверхвысокого напряжения с учетом взаимной индуктивности.

Список литературы

- [1] Справочник по электрическим сетям 35 - 1150 кВ. – М.: ОАО «Энергосетьпроект», 2004. – 110 с.
- [2] Идельчик В.И. Электрические системы и сети. Учебник для вузов / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
- [3] Гамм, А.З. Методы расчета нормальных режимов электроэнергетических систем на ЭВМ. / А.З. Гамм – Иркутск: ИПИ-СЭИ, 1972. – 186 с
- [4] Вайнштейн, Л.М., Мельников Н.А. О возможности замены схем со взаимной индукцией эквивалентными без взаимной индукции / Л.М. Вайнштейн, Н.А. Мельников // Электричество. – 1965. – № 5. – С. 16- 18.
- [5] Калантаров, П.Л. Расчет индуктивностей: Справочная книга. – 3-е изд., перераб. и доп. / П.Л. Калантаров, Л.А. Цейтлин - Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отделение. 1986. – 488 с.: ил.

Верификация расчетов тока короткого замыкания в электроэнергетических системах

А.А. Суворов¹, А.С. Гусев¹, Ю.С. Боровиков¹, А.О. Сулайманов¹

¹ФГАОУ ВО НИ «Томский политехнический университет»

Томск, Россия

E-mail: suvorovaa@tpu.ru

Аннотация — Определяющим для выбора электрооборудования и коммутационных аппаратов является режим короткого замыкания (КЗ), по которому для первого проверяется электродинамическая и термическая стойкость, а для второго – коммутационная способность и износостойкость. Также ток КЗ рассчитывается для выбора уставок релейной защиты и автоматики. Как известно, для расчета токов КЗ используются различные специализированные программно-вычислительные комплексы (ПВК) расчета режимов и процессов в электроэнергетических системах (ЭЭС), в которых неизбежно применяются упрощения и ограничения математических моделей оборудования и ЭЭС в целом. В связи с этим, рассчитываемые значения токов КЗ содержат, в некоторых случаях, значительную погрешность, поэтому применяемые ПВК нуждаются в обязательной верификации. Предлагается использовать в качестве источника данных для верификации ПВК реализованный в соответствии с комплексным подходом специализированный гибридный программно-технический комплекс моделирования ЭЭС. Предложенное средство, обладающее гарантированной достоверностью и надежной верифицируемостью на основе данных только квазиустановившихся режимов, позволяет осуществить верификацию ПВК, применяемых для расчета токов КЗ, что способствует определению их действительных свойств и возможностей, а также повышению достоверности решений, принимаемых на основе рассчитанных токов КЗ, за счет понимания причин и возможного уровня возникающих погрешностей.

Ключевые слова — электроэнергетические систем; ток короткого замыкания; моделирование; полнота и достоверность; верификация

Validation of short-circuit current calculations in electric power system

Aleksey Suvorov¹, Alexander Gusev¹, Yuri Borovikov¹, Almaz Sulaymanov¹

¹National Research Tomsk Polytechnic University

Tomsk, Russian Federation

E-mail: suvorovaa@tpu.ru

Abstract — The determining factor for the selection of electrical equipment and switching devices is the short-circuit (SC), for which the electrodynamic and thermal resistance is checked for the first, and for the second the switching capacity and wear-resistance. Also, the fault current is calculated for setting the relay protection and automation threshold. As is known, different digital simulation tools are used for calculating the SC, in which inevitably use simplifications and limitations of mathematical models of equipment and EPS in whole. In this connection, the calculated values of short-circuit current comprise, in some cases, significant error, so the validation is needed for used simulation tools. Proposed to use specialized hybrid software and hardware system for validation as the source of data needed to compare the simulation results of verified tools. The proposed hybrid simulation tool has guaranteed reliability and verifiability based on data only quasi-steady-state regimes, and it allows to carry out validation digital tools used for calculating the SC currents. It helps to determine their actual properties and capabilities, as well as to increase the reliability of decisions made on the basis of the calculated SC currents, by understanding the causes and possible level of errors that arise.

Keywords — electric power systems; short-circuit current; simulation; full and reliability; validation

I. ВВЕДЕНИЕ

Задача расчета токов короткого замыкания (КЗ) является одной из важнейших при исследовании, проектировании и эксплуатации электроэнергетических

систем (ЭЭС), решение которой необходимо для выбора и проверки электрооборудования по условиям электродинамической и термической стойкости, проектирования и настройки средств релейной защиты, автоматики и др. Поэтому оценка достоверности

определения токов КЗ, особенно их максимальных значений, является чрезвычайно важной и актуальной.

Максимальное мгновенное значение полного тока, называемое ударным, находят при установившемся значении сверхпереходного тока и наибольшей величине аperiodической составляющей, величину которой приближенно учитывают с помощью ударного коэффициента, отражающего затухание аperiodической составляющей по экспоненциальному закону с некоторой постоянной времени и определяемого по формуле [1]:

$$K_{y\partial} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{\frac{-3}{\omega_{\text{синх}} T_a}}, \quad (1)$$

где $\omega_{\text{синх}}$ - синхронная угловая частота напряжения сети, T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

II. ПРОБЛЕМА РАСЧЕТА ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ ПУТЬ ЕЁ РЕШЕНИЯ

Для разветвленной сети теоретически строгим способом нахождения свободного тока и его постоянной времени в любой ветви является применение преобразования Лапласа, при этом все значения частных свободных токов и их постоянные времени будут являться функциями всех элементов сети. Такой общий и строгий путь решения принципиально возможен, но очевидно, что для сложной схемы он неприменим. Поэтому используют эквивалентную постоянную времени сети, для определения которой существует несколько методов, основанных на использовании эквивалентных активных и индуктивных сопротивлений схемы, рассчитанных относительно точки КЗ при разных значениях частоты (как правило 50 Гц и 20 Гц) или при поочередном исключении из схемы всех активных и индуктивных сопротивлений [2]. Однако определение эквивалентной постоянной времени в реальной ЭЭС относительно каждой точки КЗ с помощью указанных методов чрезвычайно сложная задача, решение которой не обеспечивает существенного повышения достоверности в определении ударного тока КЗ из-за приближенности указанных методов, поэтому для практических расчетов не прибегают к расчету эквивалентной постоянной времени, а принимают для нее некоторое среднее значение в зависимости от места КЗ и соответствующее этому значению величину ударного коэффициента.

Для определения токов КЗ используются различные отечественные и зарубежные программно-вычислительные комплексы (ПВК) расчета режимов и процессов в ЭЭС (АРМ СРЗА, EnergyCS ТКЗ, PSS/E, PowerFactory и др.). Однако, несмотря на существующие отличия, их объединяет общий подход к определению токов КЗ, а именно расчет только установившихся аварийных схемно-режимных состояний, так как точность решения систем алгебраических уравнений достаточно высока и не вызывает сомнений, в отличие от решения систем дифференциальных уравнений, при этом учет величин, изменяющихся в ходе переходного процесса, выполняется с помощью обобщенных коэффициентов, в частности ударного коэффициента. При этом используются однолинейные расчетные схемы замещения, расчет токов и напряжений в несимметричных режимах выполняется методом симметричных

составляющих, а в целях упрощения расчетной модели ЭЭС выполняется учет только основной гармонической составляющей, модели синхронных машин (СМ) задаются в виде постоянной ЭДС за сопротивлением. В этом случае ЭДС СМ (сверхпереходную или переходную) и внутренний угол считают неизменными в ходе всего расчета и принимают численно равными значению в момент, предшествующий КЗ, и определяют по известной формуле [2]. Кроме того, при отсутствии возможности расчета в ПВК параметров доаварийного режима, необходимых для определения ЭДС источников, их, как правило, задают равными 105% номинального напряжения соответствующей сети и предполагают совмещенными по фазе. При этом величины ЭДС корректируются в соответствии с рассчитанными ПВК значениями напряжений в узлах. Однако такой подход является методически неверным и в данной работе ЭДС рассчитываются и задаются пользователем.

Для полноценной замены натуральных данных, по понятным причинам, необходимых для оценки достоверности определения ударного тока КЗ используется Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем (ВМК РВ ЭЭС), осуществляющий бездекомпозиционное воспроизведение единого непрерывного спектра квазиустановившихся и переходных процессов в реальном времени на неограниченном интервале с гарантированной приемлемой инструментальной погрешностью [3]. Возможность получения полной и достоверной информации по всему значимому спектру квазиустановившихся и переходных процессов в ЭЭС с помощью обозначенного гибридного средства моделирования подтверждена сравнениями результатов моделирования с натурными данными [4], а также рядом успешно выполненных прикладных работ [5-7].

III. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

В качестве тестовой модели, воспроизводимой в средствах моделирования, принята энергосистема Томской области. Исходные топология и режим тестовой ЭЭС соответствуют контрольно-диспетчерским замерам, сформированным на основе достоверизированных данных телесигналов (ТС) и телеизмерений (ТИ) оперативно-информационного комплекса (ОИК) Томской ЭЭС.

Для проведения экспериментальных исследований выбран наиболее распространенный в России ПВК для расчета токов КЗ АРМ СРЗА, полностью отвечающий применяемой идеологии моделирования обозначенной ранее. В каждом средстве воспроизводится тестовая модель ЭЭС с идентичной топологией и параметрами основного оборудования в рамках возможностей используемых в них математических моделей. Следует отметить, что расчеты в АРМ СРЗА производились при определенных сверхпереходных ЭДС по параметрам предаварийного режима и заданных аналогично ВМК РВ ЭЭС фазам ЭДС для всех СМ, ввиду отсутствия возможности расчета нагрузочного режима.

Поскольку в ПВК, в которых декларируется возможность определения токов КЗ, используются статические математические модели оборудования и ЭЭС в целом, что исключает влияние сети на аperiodическую составляющую тока КЗ, от достоверности

воспроизведения которой зависит главным образом максимальная величина полного тока КЗ, то для определения степени влияния различных значений и характера апериодической составляющей на ударный ток воспроизводятся трехфазные КЗ на выводах генератора, при котором влияние сети на ударный ток со стороны генератора исключается, и в удаленных точках сети, когда это влияние существенно. Для определения ударного тока в АРМ СРЗА, учитывая невозможность достоверного определения постоянной времени апериодической составляющей, получаемая величина сверхпереходного тока умножается на обобщенный ударный коэффициент в зависимости от места КЗ [8]. Для сравнения из полученных в ВМК РВ ЭЭС осциллограмм фазных токов КЗ следует выбирать те, на которых фазное значение напряжений максимально близко к нулю в момент возникновения КЗ. Пример результатов моделирования в ВМК РВ ЭЭС представлен на Рис. 1. Для сравнения результаты моделирования сведены в таблицу I, в которой погрешность ударного тока ($\Delta I_{уд}$) определяется относительно ВМК РВ ЭЭС.

Таблица I. Сравнение величин ударных токов при трехфазном КЗ полученных в ВМК РВ ЭЭС и АРМ СРЗА

Место повреждения по мере электрического удаления точки КЗ от источников	ВМК РВ ЭЭС	АРМ СРЗА	$\Delta I_{уд}, \%$	$K_{уд}$
	Действующее значение ударного тока КЗ, А			
КЗ на шинах 110 кВ ТЭЦ-3	6872,37	6449,13	6,16	1,965
КЗ на шинах 110 кВ СХК	7714,53	6386,25	17,22	1,965
КЗ на ЛЭП 220 кВ АТ-215 со стороны ПС Ново-Анжерская	3144,50	3259,18	-3,65	1,78
КЗ на ЛЭП 220 кВ Т-211 со стороны ПС ГПП-220	3005,91	3186,20	-6,00	1,78
КЗ на ЛЭП 220 кВ Т-214 со стороны ПС СХК	4770,14	4289,80	10,07	1,78
КЗ на ЛЭП 220 кВ ЧП-223 со стороны ПС Парабель	1306,03	1440,02	-10,26	1,78
КЗ на ЛЭП 220 кВ ТВ-221_2 со стороны ПС Володино	2571,04	2896,06	-12,64	1,78
КЗ на ЛЭП 220 кВ Т-218 со стороны ПС Асино	4398,20	5218,96	-18,66	1,78
КЗ на ЛЭП 110 кВ С-40 со стороны ПС Колпашево	2069,70	2458,74	-18,80	1,717
КЗ на ЛЭП 110 кВ С-7Б со стороны ПС Итатка	3137,43	2223,52	29,13	1,717
КЗ на ЛЭП 110 кВ С-7А со стороны ПС Асино	3409,67	4711,45	-38,18	1,717

Из представленных результатов можно сделать следующие выводы:

1. По мере удаления точки КЗ от источников увеличивается относительная погрешность ударного тока,

что подтверждает значимую роль сети в формировании апериодической составляющей тока КЗ и невозможность достоверного учета её величины и характера с помощью обобщенного ударного коэффициента, поскольку в каждом конкретном случае скорость затухания индивидуальна и формируется всеми элементами сети. Как видно из таблицы I, отрицательная величина относительной погрешности ударного тока показывает, что апериодическая составляющая затухает быстрее, чем средняя принимаемая для данной точки КЗ, и обобщенный ударный коэффициент приводит к излишнему завышению величины ударного тока. Напротив, положительное значение показывает большее время затухание апериодической составляющей по сравнению с усредненным.

2. Неизменность результирующего магнитного потока и соответствующей ему ЭДС в воздушном зазоре в первый момент времени КЗ обуславливается известным принципом постоянство потокосцеплений [9], согласно которому пренебрегают апериодической составляющей тока статора и создаваемой ею магнитным потоком. В частности при КЗ на выводах генератора влияние сети на апериодическую составляющую исключается и следовательно величина ударного тока с приемлемой точностью может быть найдена с помощью ударного коэффициента, который для такого случая легко определяется, т.к. постоянная времени апериодической составляющей зависит только от параметров самого генератора, и примерно составляет максимально возможную величину ($K_{уд} \approx 2$). Однако, как показывают результаты (в таблице I первая и вторая точки КЗ), вносимая погрешность при допущении о постоянстве ЭДС и её расчету по параметрам предаварийного режима может достигать существенных значений и в основном зависит от величины апериодической составляющей, которую отбрасывают при применении принципа постоянство потокосцеплений.

3. При вычислении сверхпереходного тока КЗ в ПВК возникает необходимость представления всей схемы в виде ветвей ЭДС за сопротивлением сведенных к точке КЗ. Последовательное упрощение осуществляется путем эквивалентирования последовательно и параллельно соединенных ветвей, преобразований соединений ветвей в треугольник в соединение звездой и т. д. Формализация такой процедуры требует разработки и реализации сложных алгоритмов топологического анализа графов и выбора наилучшей траектории их преобразования [10, 11]. Однако поскольку реальные ЭЭС представляют из себя сверхсложные сети, то абсолютно точно осуществить эквивалентирование невозможно, всегда будет иметь место связанная с этим ошибка, величина которой будет различна для каждой точки КЗ. Кроме того, недостатком таких преобразований является то, что в общем случае мощности источников и приемников энергии в исходной схеме не равны соответствующим мощностям в эквивалентной схеме [12, 13].

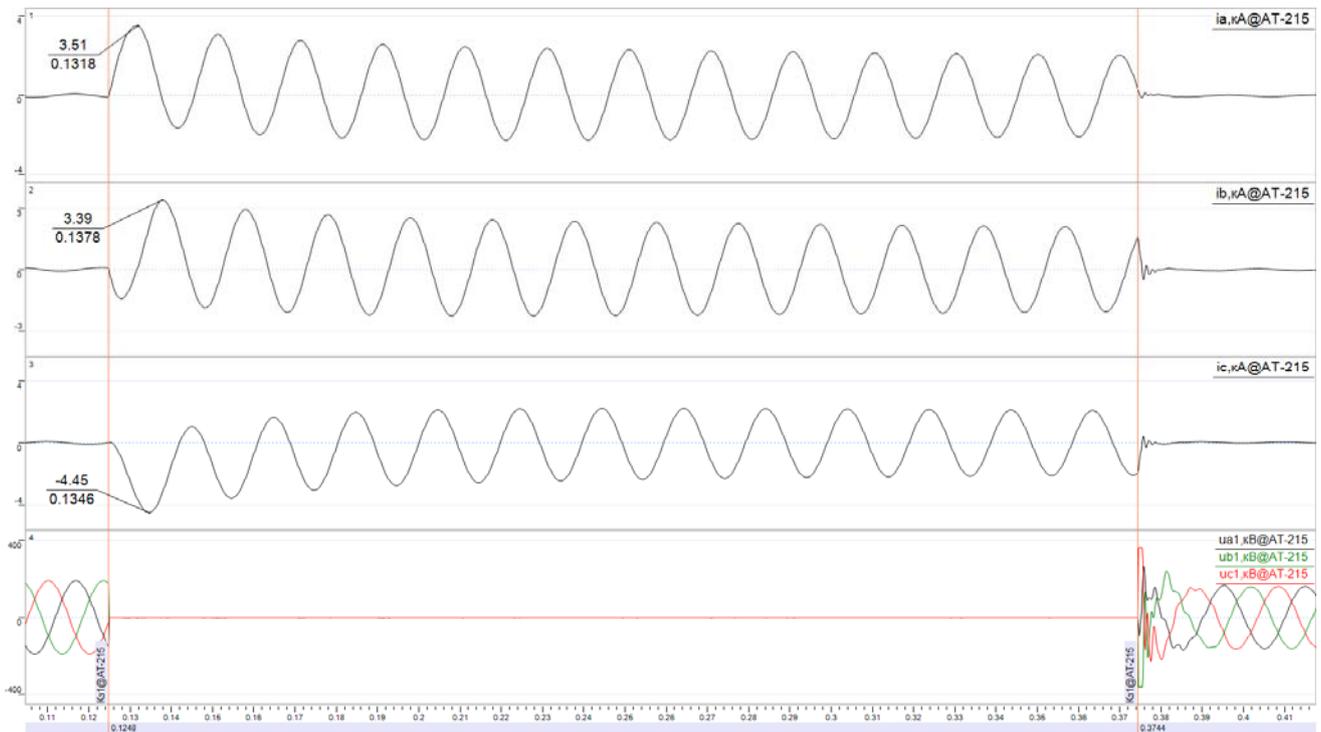


Рис. 1. Осциллограмма мгновенных значений фазных токов и напряжений ЛЭП 220 кВ АТ-215 при трехфазном КЗ

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные экспериментальные исследования подтверждают, что использование обобщенного ударного коэффициента не позволяет достоверно определить максимальное значение полного тока КЗ, а ввиду невозможности точного расчета постоянной времени аperiodической составляющей для реальных ЭЭС, единственным способом повышения достоверности расчета токов КЗ является верификация ПВК, которая способствует определению их действительных свойств и возможностей, а также повышению достоверности решений, принимаемых на основе рассчитанных токов КЗ, за счет понимания причин и возможного уровня возникающих погрешностей. В качестве источника данных для верификации ПВК может использоваться реализованный в соответствии с комплексным подходом гибридный моделирующий комплекс, обладающий возможностью бездекомпозиционного непрерывного воспроизведения единого спектра квазиустановившихся и переходных процессов в реальном времени на неограниченном интервале с гарантированной приемлемой точностью.

Работа выполнена при поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации, Госзадание «Наука» №13.5852.2017/БЧ тема: «Разработка концепции всережимной верификации расчётов режимов и процессов в электроэнергетических системах и средств её реализации».

Список литературы

[1] ГОСТ 30323-95. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока

короткого замыкания. – Минск: Межгос. Совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 1994. – 30 с.

- [2] Крючков И.П., Неклепаев Б.Н., Старшинов В.А. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования. – М.: Академия, 2008. – 416 с.
- [3] Гусев А.С. Концепция и средства всережимного моделирования в реальном времени электроэнергетических систем // Известия Вузов. Проблемы энергетики. – 2008. № 9.10/1. – С. 164–170.
- [4] Prokhorov A., Borovikov Yu., Gusev A. Real time hybrid simulation of electrical power systems: concept, tools, field experience and smart grid challenges // International journal of smart grid and clean energy. – 2012. – V 1. – pp. 67-78.
- [5] Боровиков Ю.С., Гусев А.С., Сулайманов А.О., Андреев М.В. Всережимное моделирование в реальном времени перенапряжений в электроэнергетических системах // Автоматизация в промышленности. – 2014. – №7. – С. 17-21.
- [6] Боровиков Ю.С., Сулайманов А.О., Гусев А.С. Повышение точности моделирования процессов самозпуска электродвигателей для релейной защиты и автоматики // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2011. – №6. – С.77-80.
- [7] Андреев М.В., Боровиков Ю.С., Гусев А.С., Рубан Н.Ю., Сулайманов А.О., Суворов А.А., Уфа Р.А. Исследование влияния управляемых шунтирующих реакторов на режимы работы системы электроснабжения Эльгинского горнодобывающего комбината // Известия Томского политехнического университета. – 2016. – Т.327, №7. – С.46-57.
- [8] Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М.: Энергия, 1964. – 704 с.
- [9] Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем / Под ред. Л. А. Жукова. М.: Энергия, 1979. – 456 с.
- [10] Жуков Л.А., Стратан И.П. Установившиеся режимы сложных электрических сетей и систем. – М.: Энергия, 1979. – 404 с.
- [11] Щедрин Н.Н. Упрощение электрических систем при моделировании. – М.: Энергия, 1966. – 168 с.
- [12] Зевеке Г.В., Ионкин П.А., Нетушил А.В., Страхов С.В. Основы теории цепей. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 528 с.
- [13] Слюсаренко С.Г., Костюк Л.Ю. Расчет режимов коротких замыканий и эквивалентирование электрических схем, содержащих ветви с ЭДС // Известия Томского политехнического университета. – 2008. – Т.312, №4. – С. 100-103.

Методика оценивания максимально допустимого перетока контролируемого сечения электроэнергетической системы

Е.С. Аксаева

ФГБУН Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук
Иркутск, Россия
E-mail: aksaeva@isem.irk.ru

Аннотация — Решения об оперативном управлении режимом электроэнергетической системой в темпе процесса изменения стационарного режима принимаются в центре диспетчерского управления ЭЭС. При этом важным критерием управления является обеспечение устойчивой и надежной работы электроэнергетической системы в различных схемно-режимных ситуациях. Контроль устойчивости работы осуществляется на основе расчетов максимально допустимого перетока (МДП) активной мощности в контролируемых сечениях. Величина МДП определяет пропускную способность линии. Пропускная способность линии для каждого текущего момента зависит от схемы и режима сети.

Для повышения эффективности управления режимами необходим подход, позволяющий в реальном времени осуществлять мониторинг МДП, и при необходимости корректировать МДП. В настоящее время в условиях широкомасштабного внедрения информационных технологий стало возможным определение МДП в цикле обработки телеметрии. Точное и соответствующее текущей режимной ситуации в энергосистеме определение МДП позволит максимально полно использовать пропускную способность существующих линий электропередачи при выполнении требований нормативной документации к надежности электроснабжения потребителей. Разработанная методика может быть использована в качестве советчика диспетчеру при оперативно диспетчерском управлении. Реализация метода оценки МДП совместно с нейронными сетями позволит существенно повысить уровень информативности, эффективности, управляемости ЭЭС.

Ключевые слова — максимально допустимый переток, оценивание состояния, искусственные нейронные сети.

A Technique for estimation of total transfer capability of a controlled electric power system cutset

E.S.Aksaeva

Energy Systems Institute SB RAS
Irkutsk Russia
E-mail: aksaeva@isem.irk.ru

Abstract – Decisions on on-line control of the electric power system operation are made at control center of an electric power system. An important criterion of the control is stable and reliable operation of electric power system under various configuration-and-operation conditions. Control of the system stability is performed on the basis of calculation of the total transfer capability in controlled cutsets. The value of the total transfer capability determines the transfer capability of a line. The transfer capability of the line for each current time instant depends on the configuration and operating conditions in the network.

The enhancement of the operation control effectiveness requires an approach enabling a real time monitoring of the total transfer capability and its adjustment when necessary. Currently, the wide-scale adoption of information technologies makes it possible to determine the total transfer capability in the telemetry processing cycle. Accurate calculation of the total transfer capability corresponding to current operating conditions in the power system will make it possible to most completely use the transfer capability of existing transmission lines and meet the power supply requirements. The developed technique can be applied as a dispatcher's "adviser" on dispatching control. The application of the method of total transfer capability estimation in combination with neural networks will considerably increase the level of information content, efficiency, and controllability of electric power system.

Keywords — transfer capability, total transfer capability, state estimation, modified state estimation, artificial neural networks.

I. ВВЕДЕНИЕ

Единая энергетическая система (ЕЭС) России имеет сложную уникальную структуру. Особенность структуры ЕЭС России обуславливается широкой географической протяженностью и характеризуется концентрацией значительных мощностей на отдельных станциях, объединенных на параллельную работу линиями электропередач большой протяженности. Единоличное управление электрическими режимами работы объектов электроэнергетики осуществляет Системный Оператор (СО), обеспечивая надежную и эффективную работу ЕЭС.

Дежурные диспетчеры СО осуществляют оперативное управление режимами в реальном времени. Они непрерывно следят по данным телеметрии за соблюдением контролируемых параметров и оперативно реагируют на изменение в энергосистеме и отдают команды дежурному персоналу объектов электроэнергетики на загрузку и разгрузку оборудования, изменение конфигурации электрической сети. Контроль устойчивости работы осуществляется на основе сравнения текущего перетока активной мощности в контролируемом сечении с величиной максимально допустимого перетока (МДП). Расчет МДП выполняется задолго до эксплуатационного режима и пересчитывается раз в год в соответствии с Методическими указаниями по устойчивости энергосистем [1]. Для повышения эффективности управления режимами и степени использования ресурсов электрической сети необходим подход, позволяющий в реальном времени осуществлять мониторинг МДП и, при необходимости, соответствующим образом его корректировать. Такой подход позволит учитывать, что каждая линия электропередачи имеет определенный максимум пропускной способности, который во многом зависит от ограничений на параметры режима в рассматриваемый момент времени. Точное и соответствующее текущей режимной ситуации в энергосистеме определение МДП позволит максимально полно использовать пропускную способность существующих линий электропередачи при выполнении требований нормативной документации к надежности электроснабжения потребителей.

II. СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ РАСЧЕТА

В статье был выполнен обзор и анализ российских и зарубежных исследований в области определения МДП. В российской практике расчетов МДП обычно применяют метод последовательного утяжеления исходных устойчивых режимов с проверкой по критерию устойчивости. Метод последовательного утяжеления реализуется в большинстве современных алгоритмов, настроенных на работу в режиме реального времени, представленных в работах [2] - [4]. В работе [5] представлен метод непрерывного утяжеления. В работе [6] представлен метод, основанный на использовании уравнений предельных режимов.

Большинство алгоритмов для вычисления предельного перетока (Total Transfer Capability (TTC) – перевод с англ. Полная Пропускная Способность), описанных в зарубежной литературе, основаны на одном из четырех методов вычисления установившегося режима:

метод анализа распределения потоков мощности, метод последовательного утяжеления, прогрессивный установившийся режим, оптимальный установившийся режим.

При выполнении расчетов предельного перетока по всем перечисленным методам в качестве исходной информации используются параметры установившегося режима, который является результатом решения задачи оценивания состояния (ОС), и на основе которого выполняется расчет МДП.

В условиях скоротечности событий и требуемой эффективности оперативного управления задача формирования путей перераспределения перетоков мощности и мониторинга соответствующей текущей схемно-режимной ситуации пропускной способности контролируемых линий является достаточно сложной. Вопрос поиска допустимых решений в условиях дефицита времени может быть успешно решен при применении быстродействующих алгоритмов расчета МДП.

III. ПРЕДЛАГАЕМАЯ МЕТОДИКА

В статье предлагается методика, позволяющая в режиме реального времени оценивать МДП активной мощности в контролируемых линиях, который соответствует текущим условиям работы ЭЭС. Под условиями работы ЭЭС понимаются: текущие характеристики режима работы ЭЭС (параметры режима); системные ограничения на параметры режима; текущая конфигурация схемы (нормальная, ремонтная или аварийная схема). Методика включает в себя метод оценивания МДП с использованием искусственных нейронных сетей [7]. При помощи разработанного метода вычисляется МДП активной мощности по контролируемой линии. Искусственные нейронные сети (ИНС) применяются для быстрой настройки параметров, необходимых для метода оценивания МДП в режиме реального времени.

Главными преимуществами методики являются следующие:

- расчет МДП выполняется параллельно с процедурой ОС по измерениям текущего режима;
- расчет возможен для нескольких сечений одновременно;
- при выполнении расчета возможно учесть интересы (коммерческие и технологические) собственников электрических сетей.

На рис.1 представлена блок-схема разработанной методики оценивания МДП в режиме реального времени.



Рис.1 Блок-схема методики оценивания МДП

Принцип работы методики следующий:

1. Измерения, поступающие от систем сбора данных, загружаются одновременно в три блока: блок оценивания МДП, блок ОС, блок ИНС.

Вектор измерений, используемый при ОС, получаемый от системы SCADA и PMU содержит следующие параметры режима:

$$\bar{y} = (U_i, \delta_i, Q_i, P_i, Q_{ij}, P_{ij}) \quad (1)$$

где U_i – значения модулей напряжений в узлах; δ_i – фазы узловых напряжений; Q_i – значения инъекций реактивной мощности в узлах; P_i – значения инъекций активной мощности в узлах; Q_{ij} – значения перетоков реактивной мощности в линиях; P_{ij} – значения перетоков активной мощности в линиях. В векторе измерений выделяются корректируемые \bar{y}^k и некорректируемые \bar{y}^h измерения. Корректируемые измерения – это измерения параметров режима, воздействием на которые достигается регулирование режима с целью достижения увеличения перетока в контролируемом сечении. Границы изменения регулируемых параметров режима определяются системными ограничениями (верхние и нижние допустимые значения напряжений, располагаемая активная мощность в балансирующем узле, располагаемая реактивная мощность в узлах с компенсирующими устройствами). Некорректируемые измерения не изменяются.

2. В блоке «Оценивание МДП» выполняется расчет УР с максимально допустимым перетоком в контролируемом сечении. В блоке «Оценивание МДП» так же хранится дополнительная информация, необходимая для расчета. *Дополнительная информация* – это данные, которые вычисляются для каждой схемы заранее. Различают постоянную и переменную части дополнительной информации. *Постоянная часть информации* – значения псевдоизмерений максимально допустимого перетока (ПИ МДП) – остается неизменной во всех схемно-режимных ситуациях ЭЭС. Значения ПИ МДП рассчитываются один раз и принимаются постоянными для рассматриваемого сечения. *Переменная часть информации* – весовые коэффициенты ПИ МДП – могут изменяться при изменении условий работы ЭЭС. Весовые коэффициенты ПИ МДП выбираются с учетом значений текущего режима, системных ограничений и конфигурации схемы. Задача выбора весовых коэффициентов решается заранее методом перебора с учетом системных ограничений и при соблюдении критерия оптимальности весовых коэффициентов [8]. Быстрая идентификация весовых коэффициентов ПИ МДП в режиме реального времени выполняется с помощью обученной ИНС.

Вектор измерения в блоке «Оценивание МДП» выглядит следующим образом:

$$\bar{y}^{PE3} = (U_i, \delta_i, Q_i, P_i, Q_{ij}, P_{ij}, P_{lk}^{PII-MDP}) \quad (2)$$

где $P_{lk}^{PII-MDP}$ – псевдоизмерение МДП в линии $l-k$ (ПИ МДП).

Задача расчета МДП заключается в поиске допустимых значений МДП максимально приближенных к заданному ПИ МДП и сводится к минимизации целевой функции наименьших взвешенных квадратов:

$$J(x) = (\bar{y} - y(\hat{x}))^T R_y^{-1} (\bar{y} - y(\hat{x})) + \quad (3)$$

$$(P_{lk}^{PII-MDP} - P_{lk}(\hat{x}))^T R_p^{-1} (P_{lk}^{PII-MDP} - P_{lk}(\hat{x}))$$

где \bar{y} – измеренные параметры режима; \hat{x} – оценки вектора состояния; R_y^{-1} и R_p^{-1} – весовые коэффициенты измерений и псевдоизмерений ($P_{lk}^{PII-MDP}$).

Результатом оценивания МДП являются оценки максимально возможных перетоков активной мощности для текущего режима в контролируемых линиях и оценки параметров текущего режима в остальной части ЭЭС (результатирующий режим).

3. В блоке «Нейронная сеть» ИНС распознает текущие условия работы ЭЭС и определяет параметры, необходимые для настройки программы оценивания МДП. Такими параметрами являются весовые коэффициенты псевдоизмерений МДП, соответствующие текущим условиям работы ЭЭС. Нейронная сеть помогает определить характеристики режима, по которым выбираются весовые коэффициенты ПИ МДП. Например, режимы с одинаковыми ограничениями и наиболее близкими текущими параметрами режима имеют одинаковые значения весовых коэффициентов ПИ МДП.

4. В блоке «Оценивание состояния» выполняется ОС текущего режима. Результатом расчета являются оценки параметров текущего режима.

5. В блоке 5 записываются результаты, полученные по предлагаемой методике. Результатом являются управляющие воздействия на регулируемые параметры, направленные на достижение требуемого значения МДП.

По полученным результатам дежурный диспетчер СО может судить об имеющемся запасе пропускной способности контролируемого сечения и принимать решения о дополнительной нагрузке сечения в случае спроса на дополнительную мощность. Также полученные результаты помогут дежурному диспетчеру принять решение о перераспределении мощности между линиями входящими в состав контролируемого сечения в случае непредвиденных ситуаций (аварийное отключение одной из ЛЭП, входящей в состав контролируемого сечения, или потеря части генерирующей мощности на одной из электростанций, входящей в состав энергосистемы).

IV. ТЕСТОВЫЙ ПРИМЕР

Методика была апробирована на примере 30ти узловой схемы IEEE, представленной на рис.2. Схема состоит из трех областей (ЭЭС 1, ЭЭС2, ЭЭС3), в каждой из области имеется по 2 генераторных узла. Были выполнены расчеты МДП контролируемого сечения. Результаты расчеты сравнивались с результатами расчета,

представленными в работе [9], полученными оптимальным методом.

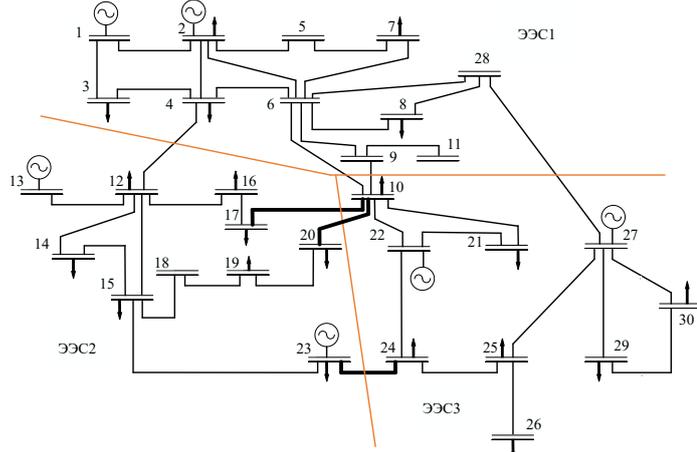


Рис. 2 Тестовая 30ти узловая IEEE схема

Описание расчетной задачи: для данной схемы была рассмотрена задача расчета максимально допустимых перетоков по линиям 10-17, 10-20, 23-24 контролируемого сечения между ЭЭС 2 и ЭЭС 3 для проверки возможности максимального использования ресурсов энергосистемы в текущих схемно-режимных условиях.

Условие расчетов: допускается повышение напряжения в узлах с регулируемыми параметрами на 5%; изменение реактивной мощности в генераторных узлах допускается в диапазоне от -150 МВар до 150МВар. Выработка активной мощности в генераторных узлах не должна превышать 200 МВт.

Результаты расчетов значений МДП, полученные предлагаемым и методом описанным в [9] приведены в таблице 1. Из таблицы видно, что значения МДП, вычисленные разными методами не отличаются друг от друга.

Таблица 1. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА МДП 30-ТИ УЗЛОВОЙ СХЕМЫ

Номер линии	Значение перетоков в текущем режиме, МВт	Значение МДП, МВт	
		Результаты, полученные оптимальным методом, МВт	Результаты, предложенной методикой, МВт
10-17	3,02	76,00	75,95
10-20	5,8	60,74	60,26
23-24	7,23	58,17	58,25

*результаты показаны для одного среза измерений.

V. Выводы

В работе представлен краткий обзор российских и зарубежных методов определения максимально допустимых перетоков активной мощности.

Разработана методика оценивания МДП контролируемого сечения, основанная на использовании измерений, полученных в режиме реального времени. Определение МДП с заданной точностью достигается из любого исходного режима.

Выполнен сравнительный анализ результатов, полученных с помощью разработанной методики и по методу, представленному в литературе. Анализ

результатов показал практически полное совпадение значений МДП. Это означает, что предложенная методика может быть применима для задач диспетчерского управления.

Список литературы

- [1] Методические указания по устойчивости энергосистем. Утв. Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 №277.-12с.
- [2] Жуков. А.В, Сацук Е.И., Лисицин А.А., Кац П.Я, Эдлин М.А., Тен Е. А, Фролов О.В. Автоматизированная система расчета максимально допустимых режимов энергосистемы по условиям статической и динамической устойчивости // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2015, - №73. – С.6-13.
- [3] Поляков И.А., Чугунов Г.А., Хомутов С.О. Программа расчета области допустимых режимов работы в контролируемых сечениях энергосистемы // Электроэнергетика глазами молодежи: труды VI международной научно-технической конференции, 9 – 13 ноября 2015, Иваново. – В 2 т. Т 1. – Иваново: ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», 2015, – С. 175-181.
- [4] Е. В. Исаев, П. Я. Кац, А. А. Лисицын, А. В. Николаев, Е. А. Тен. Алгоритм оценки статической устойчивости и выбора управляющих воздействий по условию обеспечения статической устойчивости в послеаварийном режиме // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2013, - №68. – С.58-68.
- [5] Тарасов В.И. Применение способа непрерывного утяжеления для определения предельных по аперидической устойчивости режимов электрических систем. - В кн.: Вопросы применения математических методов при управлении режимами и развитием электрических систем. Иркутск, 1975.
- [6] Конторович А.М., Крюков А.В. Использование уравнений предельных режимов в задачах управления ЭЭС // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1987. - №3.- с.25-33.
- [7] Аксаева Е.С. Применение искусственных нейронных сетей при выработке управляющих воздействий для решения оперативно диспетчерских задач. //Системные исследования в энергетике. Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН.- 2015. - №45. - С.7-13.
- [8] Глазунова А.М., Аксаева Е.С. Модифицированное оценивание состояния для решения диспетчерских задач при управлении режимами электроэнергетической системы. //Электричество. - 2013. - №12.- С.21-29.
- [9] R. Rajathy, R. Gnanadass, V. Vincy, Shalinee Esther Ambroise, Harish Kumar. Total Transfer Capability Enhancement using Differential Evolution // Control, Automation, Communication and Energy Conservation (2009. INCACEC 2009). P. 1-8.

Исследование аperiodической статической устойчивости электроэнергетической системы из двух электрических станций с регулируемой продольной компенсацией.

А.Г.Смирнова

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»

Иваново, Россия

E-mail: AnyaSmirnova119@gmail.com

Аннотация — Одним из направлений развития управляемых межсистемных связей является применение регулируемых устройств продольной емкостной компенсации с тиристорным управлением (ТУПК). Для практического применения этих устройств должны быть решены задачи по исследованию их влияния на режимы электроэнергетической системы (ЭЭС), а также по выбору оптимальных параметров управления.

Ключевые слова — регулируемые ТУПК, устойчивость электроэнергетических систем, пропускная способность ЛЭП, математическая модель.

Investigation of aperiodic static stability of the electric power system consisting of two electric stations with controlled series capacitors.

A. G. Smirnova

Ivanovo State Power University

Ivanovo, Russian Federation

E-mail: AnyaSmirnova119@gmail.com

Abstract — One of the directions of development of controlled intersystem connections is the use of thyristor controlled series capacitor. For the practical application of these devices, tasks should be solved to study their influence on the modes of the electric power system, as well as on the choice of optimal control parameters.

Keywords — Controlled series capacitors, electrical power system stability, power transmission line capacity, mathematical model.

В настоящее время часто встает вопрос о передаче электроэнергии на значительные расстояния. Рост мощностей электростанций и дальность электропередач приводят к тому, что возникает проблема обеспечения устойчивости параллельной работы генераторов на разных электростанциях. Нарушение устойчивости приводит к изменениям режимных параметров, выходу генераторов из синхронизма, впоследствии чего может произойти повреждение оборудования электростанций и сетей, а также отключение большого числа потребителей. Это обстоятельство требует уделения внимания аperiodической статической устойчивости, которая, как правило, обеспечивается современными средствами регулирования.

Среди известных устройств, обеспечивающих возможность регулирования потока мощности в линиях электропередачи, наибольшее применение к настоящему времени нашли регулируемые устройства продольной

емкостной компенсации с тиристорным управлением (ТУПК). Эти устройства работают на основе схемы, предусматривающей регулирование тока в реакторе с помощью встречно – параллельно включенных тиристоров. Закон регулирования устройства осуществляется согласно (1).

$$X_{\text{УПК}}(I) = \frac{10^6}{\omega_0 \cdot (K_1 - K_2 \cdot I \cdot I_B) \cdot Z_B}; \quad (1)$$

где, Z_B – базисное сопротивление, I_B – базисный ток, I – ток через УПК, $X_{\text{УПК}}(I)$ – сопротивление УПК, K_1, K_2 – коэффициенты, характеризующие зависимость $X_{\text{УПК}}(I)$.

Схема исследуемой ЭЭС представлена на рис.1. Система состоит из двух электростанций. Первая содержит 6 генераторов мощностью по 300 МВт каждый, вторая – 2 генератора по 500 МВт. Электростанции работают на общую нагрузку и связаны двухцепной

линией электропередачи. На линии установлено регулируемое ТУПК со степенью компенсации 60%.

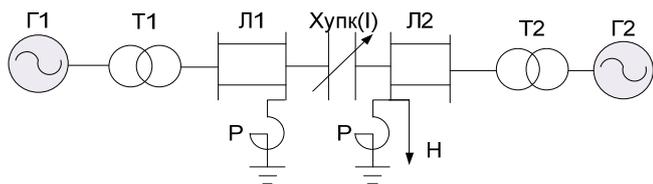


Рис.1. Исследуемая электроэнергетическая система

Расчеты установившихся режимов электроэнергетической системы с регулируемым УПК производились по сформированной математической модели, записанной в системе координат (d, q) с учетом электромагнитных переходных процессов во всех элементах, которая позволяет рассчитывать не только установившиеся режимы, но и переходные. Параметры элементов схемы приведены к произвольно выбранной синхронной машине, называемой опорной – генераторам на 1 станции.

В результате расчетов были получены угловые характеристики мощности исследуемой ЭЭС, как с применением ТУПК, так и без, а также, как с применением АРВ, так и без него. Установка устройства продольной емкостной компенсации с тиристорным управлением способствовало увеличению предельной передаваемой мощности по аperiodической статической устойчивости приблизительно на 25% (рис.2).

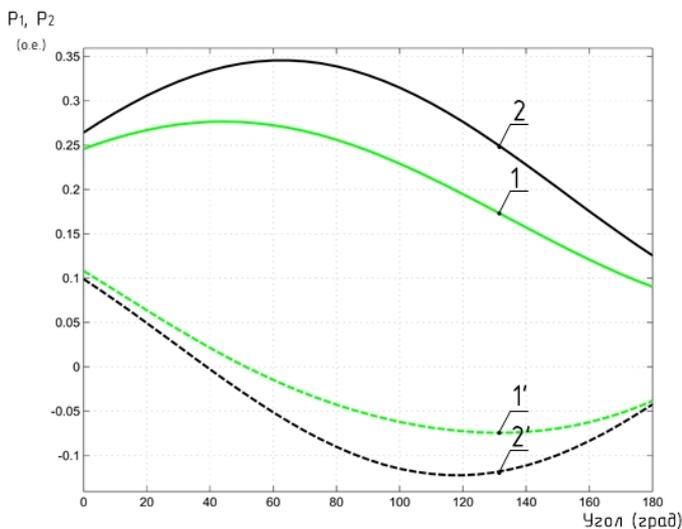


Рис.2. Угловые характеристики активной мощности исследуемой системы без учета АРВ генераторов, где: 1,1' – P1, P2 соответственно без ТУПК; 2,2' – P1, P2 соответственно при установке ТУПК с коэффициентом регулирования $K2=6$

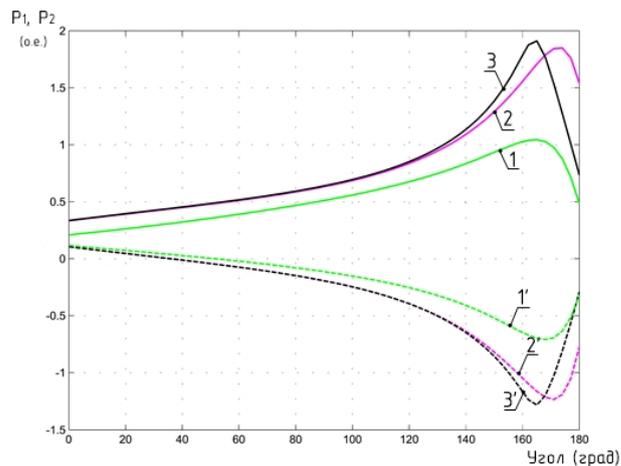


Рис.3. Угловые характеристики активной мощности исследуемой системы с учетом АРВ генераторов, где: 1,1' – P1, P2 соответственно без применения ТУПК; 2,2' – P1, P2 соответственно при установке ТУПК с коэффициентом регулирования $K2=0$; 3,3' – P1, P2 соответственно при установке ТУПК с коэффициентом регулирования $K2=6$

Угловые характеристики исследуемой ЭЭС при применении различных коэффициентов регулирования ТУПК при применении АРВ генераторов проиллюстрировано на рис.3.

Расчеты показали, что применение ТУПК увеличивает предельную передаваемую мощность по аperiodической статической устойчивости. Для исследуемой ЭЭС это составило приблизительно на 25%. Уровни напряжения на выводах УПК не превышают допустимого значения.

Список литературы

- [1] Электрические сети сверх- и ультравысокого напряжения ЕЭС России. Теоретические и практические основы: в 3 т. / под общей редакцией чл.-корр. РАН А.Ф. Дьякова. М.: НТФ «Энергопрогресс» Корпорации «ЕЭЭК», 2012.
- [2] Мартиросян, А. А. Повышение устойчивости электроэнергетических систем с применением регулируемой продольной компенсации: дис. канд. техн. наук : 05.14.02 : защищена 28.06.09 : утв. 10.09.09 / Мартиросян Акоп Арамаисович. – Иваново, 2009. – 146 с.
- [3] Голов В.П. Применение регулируемой компенсации линии электропередачи // Изв. вузов. Энергетика. – 1978. - №6. – с. 3-8.
- [4] Устойчивость электроэнергетической системы из двух электрических станций с регулируемой продольной компенсацией / В. П. Голов, А. А. Мартиросян, И. А. Москвин, А. А. Виноградова // Вестник ИГЭУ. – 2012. - № 5. – С.26 – 31.
- [5] Расчет характеристик установившихся режимов электроэнергетической системы с регулируемым устройством продольной компенсации / В. П. Голов, А. А. Мартиросян, И. А. Москвин // Вестник ИГЭУ. – 2012. - № 6. – С.18 – 22.

Технология вложения систем как метод исследования динамических режимов электрических систем

К.Р. Аллаев, Т.Ф. Махмудов

Ташкентский государственный технический университет
г. Ташкент, Узбекистан
tox-05@yandex.com

Аннотация — примерно 20-25 лет назад в литературе появились новые подходы к исследованиям систем автоматического управления на основе матричных методов. Были разработаны новые конструкции матриц (делители нуля, канонизаторы), позволяющие расширить круг решаемых задач, в число которых входят не только минимально-фазовые, но и неминимально-фазовые системы. Очевидно, что матричные методы исследования линейных систем являются перспективными направлениями развития анализа и синтеза динамических объектов, в том числе исследований статической устойчивости сложных электрических систем.

Ключевые слова — технология вложения систем, электрическая система, математическая модель, матрицы вложения, проматрица, переходная характеристика

Technology of system embedding as a method for studying the dynamic modes of electrical systems

Kahramon Allaev, Tokhir Makhmudov

Tashkent State Technical University
Tashkent, Uzbekistan
tox-05@yandex.com

Abstract — Approximately 20-25 years ago, new approaches to the research of automatic control systems based on matrix methods appeared in the literature. New matrix designs (zero divisors, canonizers) have been developed that make it possible to extend the range of solvable problems, including not only minimal-phase, but also non-minimal-phase systems. It is obvious that matrix methods of investigation of linear systems are promising directions for the development of analysis and synthesis of dynamic objects, including studies of the static stability of complex electrical systems.

Keywords — Technology of embedding systems, electrical system, mathematical model, embedding matrix, promatrix, transient characteristic.

1. ВВЕДЕНИЕ

Технологией вложения систем названа универсальная совокупность методов и приемов решения задач теории систем, основанная, прежде всего, на современных достижениях алгебры и сводящаяся к определению условий, при которых сложно организованная (многомерная, матричная) система ведет себя аналогично относительно более простой (односвязной, заданной, хорошо изученной или доступной для глубокого исследования) системы [1]. Технология вложения систем обладает следующими особенностями [2]:

- она ориентирована на аналитические исследования и синтез линейных многосвязных систем;

- учитывает широкий спектр структурных свойств (полюсы, все типы нулей, алгебраические особенности) исследуемой или синтезируемой линейной системы;

- предоставляет возможность получения всего множества эквивалентных (неразличимых по постановке задачи) результатов анализа или синтеза линейных стационарных динамических систем, если искомое решение существует и не является единственным.

Технология вложения систем предполагает последовательное выполнение трех этапов [2]. Рассмотрим этапы применения технологии вложения систем.

1. На первом этапе формализуется общая структура исследуемой или синтезируемой системы. Это осуществляется приведением математических моделей всех подсистем и связей между ними к матрице специальной конструкции – проблемной матрицы (проматрице) $\Omega(p)$ решаемой задачи. Проматрица всегда имеет квадратный вид и является обратимой. Если вычислить обратную к проматрице матрицу получим реверсивную проблемную матрицу (репроматрицу) $\Omega^{-1}(p)$, которая будет содержать все возможные передаточные функции линейной динамической системы. Поэтому проматрица является единственным объектом исследования, который исчерпывающим образом характеризует все свойства линейной динамической системы.

2. На втором этапе формируется так называемое тождество вложения, которое устанавливает выборочную эквивалентность исследуемой системы и некоторой другой системы - образа $\omega(p)$, обладающей известной или желаемой совокупностью свойств. Речь идет о фрагментарном отождествлении репроматрицы $\Omega^{-1}(p)$ и образа $\omega(p)$:

$$\beta\Omega^{-1}\alpha = \omega,$$

которое, собственно, и дало название технологии. Здесь α и β в общем случае полиномиальные матрицы требуемого размера, ω -образ исследуемой системы.

3. На третьем этапе осуществляется переход от тождества вложения к расчетным формулам. По виду матриц α , β и ω составляются матричные уравнения, решения которых либо не существует (поставленная задача неразрешима), либо требует выполнения тех соотношений (значений коэффициентов матриц), которые являются этим решением.

Статическая устойчивость - устойчивость при малых возмущениях, исследуется на основе методов, которые базируются на анализе дифференциальных уравнений первого (линейного) приближения [3].

Проверка статической устойчивости энергосистем заключается в определении возможности существования устойчивого режима при малых возмущениях параметров режима с заданными значениями параметров энергосистемы, режиме генерирующих источников, нагрузках узловых точек и настройке автоматических устройств регулирования режима.

II. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В СЛОЖНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

Исследование малых колебаний многомашинной электрической системы будем проводить на базе уравнений в пространстве состояний, имеющих вид [4]:

$$\dot{x} = A_{\Sigma}x + B_{\Sigma}u, \quad (1)$$

$$y = Cx + D\varepsilon, \quad (2)$$

где x , \dot{x} , y – входной вектор состояния системы и его производные, выходной вектор; A_{Σ} , B_{Σ} , C , D – функциональные постоянные матрицы, составленные из коэффициентов элементов объекта и регулятора исследуемой системы, u – вектор входных и возмущающих факторов, ε – вектор выхода.

Эта модель описывает переходный процесс в электрической системе с учетом баланса моментов (мощностей) на валу i -го агрегата ЭЭС и имеет вид [5]

$$\frac{d^2\delta_i}{dt^2} = \frac{\omega_0}{T_{ji}} [P_{Ti} - P_{Gi}] \quad (3)$$

где ω_0 – синхронная угловая частота; T_{ji} , δ_i , P_{Ti} , P_{Gi} – постоянная инерции i -го агрегата, угол нагрузки i -го генератора, механическая мощность i -ой турбины, электромагнитная мощность i -го синхронного генератора, соответственно.

Уравнение электромагнитной мощности i -го синхронного генератора в позиционной идеализации имеет вид [1]:

$$P_{Gi} = E_i^2 y_{ii} \sin \alpha_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^n E_i E_j y_{ij} \sin(\delta_{ij} - \alpha_{ij}), \quad (4)$$

где E_i , E_j – э.д.с. i -го и j -го синхронных генераторов; y_{ii} , y_{ij} – собственные и взаимные проводимости сети; α_{ii} , α_{ij} – дополняющие углы.

Уравнение (4) является нелинейным, так как составляющие уравнения – трансцендентные, в виде синусоидальной функции. Поэтому при изучении малых колебаний ЭЭС используются разложения в ряд Тейлора и некоторые тригонометрические соотношения, позволяющие линеаризовать нелинейное дифференциальное уравнение агрегата (4) в исходной точке режима Π_0 (П-режимный параметр: мощность, напряжение и т.д.), которые упрощают исследования статической устойчивости электрической системы. Метод малых колебаний, используемый в данном случае, основан в предположении, что режимные параметры, получающие отклонения $\Pi = \Pi_0 \pm \Delta\Pi$ при малых возмущениях в электрической системе, изменяются на малые величины.

Трансцендентные функции линеаризуются с помощью следующих соотношений для любых i и j :

$$\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j, \quad \delta_i = \delta_{i0} + \Delta\delta_i, \quad \delta_j = \delta_{j0} + \Delta\delta_j, \quad \delta_{ij} = -\delta_{ji}, \quad (5)$$

и далее

$$\begin{aligned} \sin(\delta_{ij} - \alpha_{ij}) &= \sin[(\delta_{i0} + \Delta\delta_i) - (\delta_{j0} + \Delta\delta_j) - \alpha_{ij}] = \\ &= \sin[(\Delta\delta_i - \Delta\delta_j) + (\delta_{i0} - \delta_{j0} - \alpha_{ij})] = \\ &= \Delta\delta_i \cos \beta_{ij} - \Delta\delta_j \cos \beta_{ij} + \sin \beta_{ij}, \end{aligned} \quad (6)$$

где $\beta_{ij} = \delta_{i0} - \delta_{j0} - \alpha_{ij}$.

Необходимо отметить, что при выводе формулы (6) использованы очевидные соотношения:

$$\sin(\Delta\delta_i - \Delta\delta_j) \cong (\Delta\delta_i - \Delta\delta_j) \quad \text{и} \quad \cos(\Delta\delta_i - \Delta\delta_j) \cong 1,$$

справедливые для малых отклонений углов нагрузки генераторов.

После преобразований (4) с учетом (5), (6) и подстановки уравнение (3) примет вид:

$$\frac{d^2\delta_i}{dt^2} = \frac{\omega_0}{T_{ji}} [P_{Ti} - (E_i^2 y_{ii} \sin \alpha_{ii} - \sum_{j=1, j \neq i}^n b_{ij} \Delta\delta_i + b_{ii} \Delta\delta_i + c_{ij})], \quad (7)$$

а учет параметров исходного режима и соотношения, $\delta_i = \delta_{i0} + \Delta\delta_i$ окончательно приводит к дифференциальному уравнению в отклонениях [6]:

$$\frac{d^2\Delta\delta_i}{dt^2} = \frac{\omega_0}{T_{ji}} \left[\sum_{j=1, j \neq i}^n b_{ij} \Delta\delta_j - b_{ii} \Delta\delta_i \right], \quad (8)$$

где

$$b_{ij} = a_{ij} \cos \beta_{ij}, \quad a_{ij} = E_i E_j y_{ij}, \quad b_{ii} = \sum_{j=1, j \neq i}^n b_{ij}, \quad c_{ij} = \sum_{j=1, j \neq i}^n a_{ij} \sin \beta_{ij},$$

$$P_{Ti} - (E_i^2 y_{ii} \sin \alpha_{ii} + c_{ij}) = 0.$$

В случае учета демпферных контуров ротора i -го синхронного генератора уравнение (8) принимает вид:

$$\frac{d^2 \Delta \delta_i}{dt^2} = \frac{\omega_0}{T_{ji}} \left[\sum_{j=1, j \neq i}^n b_{ij} \Delta \delta_j - b_{ii} \Delta \delta_i - P_{di} \frac{d \Delta \delta_i}{dt} \right], \quad (9)$$

где P_{di} – коэффициент обобщенного демпферного момента i -го генератора.

В случае учета отклонения э.д.с. i -го синхронного генератора уравнение (9) принимает вид:

$$\frac{d^2 \Delta \delta_i}{dt^2} = \frac{\omega_0}{T_{ji}} \left[\sum_{j=1, j \neq i}^n b_{ij} \Delta \delta_j - b_{ii} \Delta \delta_i - P_{di} \frac{d \Delta \delta_i}{dt} - \frac{dP_i}{dE_{qi}} \Delta E_{qi} \right]. \quad (10)$$

Особенностью уравнения (10) является, то что оно разрешено относительно абсолютных углов генераторов системы и, например, для трехгенераторной электрической системы имеет вид [1]:

$$\frac{d^2 \Delta \delta_1}{dt^2} = \frac{\omega_0}{T_{j1}} \left[-b_{11} \Delta \delta_1 + b_{12} \Delta \delta_2 + b_{13} \Delta \delta_3 - P_{d1} \frac{d \Delta \delta_1}{dt} - \frac{dP_1}{dE_{q1}} \Delta E_{q1} \right],$$

$$\frac{d^2 \Delta \delta_2}{dt^2} = \frac{\omega_0}{T_{j2}} \left[b_{21} \Delta \delta_1 - b_{22} \Delta \delta_2 + b_{23} \Delta \delta_3 - P_{d2} \frac{d \Delta \delta_2}{dt} - \frac{dP_2}{dE_{q2}} \Delta E_{q2} \right],$$

$$\frac{d^2 \Delta \delta_3}{dt^2} = \frac{\omega_0}{T_{j3}} \left[b_{31} \Delta \delta_1 + b_{32} \Delta \delta_2 - b_{33} \Delta \delta_3 - P_{d3} \frac{d \Delta \delta_3}{dt} - \frac{dP_3}{dE_{q3}} \Delta E_{q3} \right].$$

Система уравнений электроэнергетической системы (ЭЭС), отражающая переходные процессы при малых отклонениях, удобна, как в алгоритмическом, так и в вычислительном плане, в особенности, в случаях совместного их решения с уравнениями установившегося режима – уравнениями узловых напряжений (УУН). Это объясняется тем, что результатом решения УУН являются модуль напряжения i -го узла U_i и его аргумент δ_i , используемые в приведенных дифференциальных уравнениях, определяемые относительно балансирующего узла.

III. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЦЕПИ ВОЗБУЖДЕНИЯ И АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛЯТОРА ВОЗБУЖДЕНИЯ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

Уравнения электромагнитных переходных процессов в цепи возбуждения i -ой синхронной машины в отклонениях были в [3], и в несколько измененном виде имеют вид:

$$T_{di}' \frac{d \Delta E_{qi}}{dt} = \Delta E_{qi} - \Delta E_{qei},$$

$$T_{ei} \frac{d \Delta E_{qei}}{dt} = \Delta U_{APBi} - \Delta E_{qei},$$

$$T_{pi} \frac{d \Delta U_{APBi}}{dt} = \Delta e_i - \Delta U_{APBi},$$

где T_{di}' , T_{ei} , T_{pi} – переходная постоянная времени обмотки возбуждения, постоянные времена возбудителя, автоматического регулятора возбуждения соответственно; ΔE_{qi} , ΔE_{qei} , ΔU_{APBi} – отклонения синхронной, вынужденной э.д.с. и напряжения на выходе автоматического регулятора возбуждения соответственно. Формирование

сигналов по каналам АРВ Δe_i в идеализированном виде (при условии, что постоянные времена дифференцирующих элементов АРВ считаются равными нулю) можно представить в виде:

$$\Delta e = \sum_1^k (k_{0пк} \Delta П_k + k_{1пк} (d \Delta П_k / dt) + k_{2пк} (d^2 \Delta П_k / dt^2)),$$

где $k_{0пк}$, $k_{1пк}$, $k_{2пк}$ – коэффициенты усиления АРВ по каналам отклонения, первым и вторым производным режимных параметров $\Delta П_k$ соответственно, k – количество регулируемых параметров режима.

IV. ФОРМИРОВАНИЕ УРАВНЕНИЙ СЛОЖНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ ТЕХНОЛОГИИ ВЛОЖЕНИЯ СИСТЕМ

Необходимо формировать модели соответствующих уравнений ЭЭС и регулирующих устройств, с использованием представлений в пространстве состояний применительно к технологии вложения систем. Учитывая сложность уравнений взаимосвязей, характеризующих многомашинную ЭЭС, необходимо формировать уравнения и проматрицы технологии вложения систем максимально упрощенными соотношениями и в то же время, позволяющими в полном объеме учитывать динамические свойства электрической системы.

Как указано в [7], для квадратной матрицы ($m=n$ и $C=I_n$) проматрица моделирования для объекта будет иметь вид:

$$\Omega(p) = \begin{bmatrix} pI_n - A & -B \\ 0 & I_s \end{bmatrix}, \quad (11)$$

а для регулируемой динамической системы со статическим регулятором

$$u = -Kx,$$

проматрица будет равна

$$\Omega(p) = \begin{bmatrix} pI_n - A & -B \\ K & I_s \end{bmatrix}, \quad (12)$$

где A , B , C – заданные числовые матрицы, K – матрица коэффициентов регулятора (n – степень математической модели объекта исследуемой системы, m – количество входов системы, s – количество выходов регулятора).

В соответствии с [2] технология вложения в скалярный образ

- для разомкнутой системы:

$$f(p) = \frac{b(p)}{a(p)}, \quad (13)$$

- для замкнутой регулятором системы:

$$g(p) = \frac{q(p)}{d(p)}, \quad (14)$$

требует формирования детерминантных соотношений, позволяющих решить проблему нахождения матричных числителей:

$$a(p) = \det(pI_n - A), \quad (15)$$

$$[b(p)] = \det(pI_n - A + B \bar{\alpha} \bar{\beta}) - a(p), \quad (16)$$

$$d(p) = \det(pI_n - A + BK), \quad (17)$$

$$[q(p)] = \det(pI_n - A + B \bar{\alpha} \bar{\beta} + K) - d(p), \quad (18)$$

Содержание в системе матричных уравнений следующее: $a(p)$, $d(p)$ – характеристические полиномы для

модели исследуемого объекта – электрической системы и замкнутой регулируемой электрической системы; $[b(p)]$, $[q(p)]$ - соответственно, их матричные числители, $\bar{\alpha}$ и $\bar{\beta}$ две полиномиальные матрицы вложения.

Соотношения (15)-(18), в отличие от одномерного случая, позволяют для многомерного объекта с регулятором найти матричные числители матричных передаточных функций для исследуемой системы, что является характерным для современного подхода исследования сложных динамических систем [4].

Формирование матриц А и В системы (1)-(2) произведем на основе следующих соображений. Учитывая сложность взаимосвязей уравнений многомашинной электрической системы, собственную матрицу А формируем из отклонений абсолютных углов и скольжений n генераторов, а матрицу входа В - из отклонений э.д.с. машин. Тогда для сложной ЭЭС данные матрицы имеют вид

$$A_{\Sigma} = \begin{bmatrix} 0_{n \times n} & I_{n \times n} \\ \dots & \dots \\ A_{21(n \times n)} & A_{22(n \times n)} \end{bmatrix}, \quad B_{\Sigma} = \begin{bmatrix} 0_{n \times n} \\ \dots \\ B_{n \times n} \end{bmatrix},$$

где

$$A_{21(n \times n)} = \begin{bmatrix} -\omega_{11} & \omega_{12} & \dots & \omega_{1n} \\ \omega_{21} & -\omega_{22} & \dots & \omega_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \omega_{n1} & \omega_{n2} & \dots & -\omega_{nn} \end{bmatrix}, \quad A_{22(n \times n)} = \begin{bmatrix} -P_{d1} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & -P_{d2} & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & \dots & -P_{dn} \end{bmatrix}.$$

Здесь вектор-столбец параметров состояния, состоящий из параметров режима ЭЭС:

$$x = [\Delta\delta_1 \dots \Delta\delta_n \mid \Delta s_1 \dots \Delta s_n]^T.$$

а вектор входа:

$$u = [\Delta E_{q1} \dots \Delta E_{qn}]^T.$$

Формирование матрицы В_Σ может быть произведено исходя из двух моделей учета зависимости отклонения активной мощности i-го генератора ΔP_i от отклонения э.д.с. остальных генераторов электрической системы:

а) ΔP_i = f(Δδ₁...Δδ_n, ΔE_{qi}), т.е. ΔE_j=0, j=1-n, j≠i. Другими словами, отклонение активной мощности генераторов зависит от отклонения абсолютных углов и только собственной э.д.с. данного генератора, при этом матрица В имеет вид:

$$B_{n \times n} = \begin{bmatrix} -\frac{dP_1}{dE_{q1}} \frac{\omega_0}{T_{j1}} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & -\frac{dP_2}{dE_{q2}} \frac{\omega_0}{T_{j2}} & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & -\frac{dP_n}{dE_{qn}} \frac{\omega_0}{T_{jn}} & \dots \end{bmatrix},$$

б) ΔP_i = f(Δδ₁...Δδ_n, ΔE_{q1}...ΔE_{qn}) – отклонения мощности i-го генератора зависит от отклонения абсолютных углов и э.д.с. всех n генераторов и матрица В имеет вид:

$$B_{n \times n} = \begin{bmatrix} -\frac{dP_1}{dE_{q1}} \frac{\omega_0}{T_{j1}} & -\frac{dP_1}{dE_{q2}} \frac{\omega_0}{T_{j1}} & \dots & -\frac{dP_1}{dE_{qn}} \frac{\omega_0}{T_{j1}} \\ -\frac{dP_2}{dE_{q1}} \frac{\omega_0}{T_{j2}} & -\frac{dP_2}{dE_{q2}} \frac{\omega_0}{T_{j2}} & \dots & -\frac{dP_2}{dE_{qn}} \frac{\omega_0}{T_{j2}} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ -\frac{dP_n}{dE_{q1}} \frac{\omega_0}{T_{jn}} & -\frac{dP_n}{dE_{q2}} \frac{\omega_0}{T_{jn}} & \dots & -\frac{dP_n}{dE_{qn}} \frac{\omega_0}{T_{jn}} \end{bmatrix}.$$

Как видно из приведенных матриц, обобщенная собственная матрица динамики сложной ЭЭС А_Σ имеет размер 2nх2n, а матрица входа В_Σ - размер 2nхn. Данные матрицы позволяют в полном объеме провести исследования динамических свойств исследуемой ЭЭС на основе технологии вложения систем, если известна матрица коэффициентов регулятора К, определяемая на основе синтезирования [8].

Математическая модель электрической системы, разрешенная относительно отклонений абсолютных углов синхронных генераторов может быть использована самостоятельно для исследований малых колебаний сложных ЭЭС. Данную модель малых колебаний сложных электрических систем необходимо использовать совместно с методом уравнений узловых напряжений, определяющим модули напряжений U_i узлов и их аргументы, представляющие абсолютные углы δ_i относительно балансирующего узла.

Список литературы

- [1] Аллаев, К.Р., Мирзабаев А.М. Матричные методы анализа малых колебаний электрических систем. – Ташкент: «Fan va texnologiya», 2016. – 432 с.
- [2] Буков, В.Н. Вложение систем. Аналитический подход у анализу и синтезу матричных систем. – Калуга: Издательство Н.Ф. Бочкаревой, 2006. – 720 с.
- [3] Веников, В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – М.: Высшая школа, 1985. – 537 с.
- [4] Мисриханов, М.Ш. Инвариантное управление многомерными системами. – М.: Наука, 2007. – 284 с.
- [5] Аллаев, К.Р., Мирзабаев, А.М. Малые колебания электрических систем. – Т.: Fan va texnologiyalar, 2011. – 325 с.
- [6] Аллаев, К.Р., Мирзабаев, А.М., Махмудов, Т.Ф., Махкамов, Т.А. Исследования малых колебаний в регулируемой электрической системе методом технологии вложения систем // Проблемы энерго- и ресурсосбережения. – 2015. –№ 1-2. – С. 32-42.
- [7] Асанов, А.З. Технология вложения систем и ее приложения. – Уфа: УГАТУ, 2007. – 227 с.
- [8] Махмудов Т.Ф. Технология вложения систем как метод анализа сложных систем. // Сборник докладов одиннадцатой международной научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых "Энергия-2016". – Иваново. – 2016. – С. 66-67.

АНАЛИЗ ГЕНЕТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЭС

А.С. Ведерников, Д.С. Руманова
ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»
Самара, Россия
E-mail: dianarum205@rambler.ru

Аннотация - современное состояние экономики поощряет стремление субъектов рынка к уменьшению затрат. На данном этапе развития электроэнергетических систем (ЭЭС) особенно актуальным становится максимальное снижение затрат на решение задач, связанных с оптимизацией, управлением и планированием их режимов. Вычислительная техника и новые технологии программирования позволяют реализовать сложные и в то же время мощные алгоритмы. Для данных целей производится поиск новых алгоритмов, совершенствованием уже существующих, повышением их быстродействия и эффективности. В настоящее время одним из наиболее перспективных направлений являются генетические методы оптимизации. С математической точки зрения генетические алгоритмы (ГА) - это разновидность методов оптимизации, объединяющая черты вероятностных и детерминированных оптимизационных алгоритмов. Существенной особенностью рассматриваемого подхода является то, что он может быть использован в сочетании с классическими методами. При проведении анализа были изучены генетические алгоритмы, параметры и модернизации ГА, техническая литература в области оптимизации, программные комплексы для расчета режимов энергосистемы, такие как КОСМОС и RastrWin3. Проведен анализ генетических алгоритмов. Проведено сравнение генетических алгоритмов с классическими методами оптимизации. По результатам анализа были сделаны выводы об эффективности генетических методов оптимизации.

Ключевые слова - оптимизация, методы оптимизации, генетические алгоритмы, потери, активная мощность, реактивная мощность.

ANALYSIS OF THE GENETIC OPTIMIZATION TECHNIQUES OF OPERATING MODES OF THE EPS

A.S. Vedernikov, D.S.Rumanova
Samara State Technical University
Samara, Russian Federation
E-mail: dianarum205@rambler.ru

Abstract - the current state of the economy is encouraging striving of market participants to reduce the cost. At this stage of development of electric power systems (EPS) is becoming especially important the maximum cost reduction at solving problems related to optimization, control and planning regimes. Computing and new programming technologies allow to realize complex and powerful algorithms. For these purposes, is made the search for new algorithms, improving existing ones, increasing their speed and efficiency. At present, genetic optimization methods are one of the most perspective directions. From a mathematical point of view, genetic algorithms (GA) are a kind of optimization methods that combine features of probabilistic and deterministic optimization algorithms. An essential feature of this approach is that it can be used in combination with classical methods. In the analysis have been studied genetic algorithm, parameters and upgrades of GA, technical literature in the field of optimization, software complexes for calculating power system regimes, such as COSMOS and RastrWin3. Genetic algorithms are analyzed. The genetic algorithms are compared with the classical methods of optimization. Based on the results of the analysis, conclusions are drawn about the effectiveness of the genetic optimization methods.

Key word - Optimization, optimization methods, genetic algorithms, loss, active power, reactive power.

I. ВВЕДЕНИЕ

Эволюционные методы находят все большее применение для решения многих научных и технических проблем. Но эффективность применения генетического алгоритма к решению задач электроэнергетики мало изучена.

Генетические алгоритмы (ГА) - это адаптивные методы поиска, в основе которых лежат как принципы механизма генетического наследования, так и принцип естественного отбора. ГА ищет лучшие решения с помощью наследования и усиления полезных свойств множества объектов определенного приложения в процессе имитации их эволюции.

Генетический алгоритм имеет простую и эффективную модель вычисления, возможность учета ограничений, возможность применения при дискретных и непрерывных характеристиках переменных. Так же они не требуют непрерывности, дифференцируемости, унимодальности критериев оптимизации и не нуждаются в определении глобального экстремума целевой функции. Все эти свойства, а так же возможность их применения с традиционными методами, делают целесообразным использование генетических алгоритмов применительно к задачам электроэнергетики.

II. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

В некоторых программных комплексах (таких как RastrWin3, Космос, MathLab) заложены оптимизационные методы, которые производят оптимизацию по активной и реактивной мощностям. Рассмотрим оптимизацию по реактивной мощности в RastrWin3, MathLab.

Оптимизация режима по реактивной мощности в ПК RastrWin3 выполняется для выбора модулей в узлах-источниках реактивной мощности (ИРМ) и коэффициентов трансформации в трансформаторах, имеющих регулирование под нагрузкой (РПН) или вольтодобавочные трансформаторы (ВДТ). Решение данной задачи сводится к минимизации целевой функции:

$$\min F = \sum_{ij}^{Nv} \Delta P_{ij} + K_i \sum_{ij}^{Nv} \delta v_i^2 \quad (1)$$

Для определения наилучших параметров организуется итерационный процесс, на каждом шаге проводятся вычисления по градиентному методу. Параметрами оптимизации являются: минимизация потерь в ветвях, участие ИРМ в регулировании, шаг итерации, штрафной коэффициент. В результате рассчитываются небалансы мощности, и в зависимости от их величины, досчитывается установившийся режим.

В программном комплексе MathLab необходимо написать подпрограмму для вычисления необходимых переменных. Математическая формулировка задачи будет такой же как и при решении задачи методом Ньютона. ПК MathLab содержит встроенное расширение Genetic Algorithm Tool с помощью которого и производится оптимизация по реактивной мощности.

Математическая формулировка задачи представлена на рис.1.

$$F = \Delta P_{\Sigma}(Q_K) \rightarrow \min$$

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi} - \sum_{i=1}^m P_{Hi} - \Delta P_{\Sigma} = 0$$

$$\sum_{i=1}^n Q_{Gi} + \sum_{i=1}^l Q_{Ci} - \sum_{i=1}^m Q_{Hi} - \Delta Q_{\Sigma} = 0$$

$$Q_{Kmin} \leq Q_K \leq Q_{Kmax}$$

$$U_{min} \leq U_K \leq U_{max}$$

Рис.1 Математическое описание модели оптимизации

Где Q_c - реактивная мощность, генерируемая в ЛЭП;

Q_R - мощность установленных компенсирующих устройств.

III. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ И ВЫВОД

Для оценки эффективности ГА и сравнительного анализа было произведено несколько расчетов поиска оптимального режима электрической сети по реактивной мощности на примере 10-узловой схемы.

Таблица I. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА ЭЭС ПО РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Номер узла	Мощность КУ, МВар	
	Rastr Win 3	Math Lab
5	42,2	56,1
7	63,8	60,3
8	25,1	29,8
9	34,9	37,2
Суммарные потери, МВт	16,36	16,21

Проанализировав полученные результаты расчетов в программных комплексах можно сделать вывод о том, что выбранные параметры (мощность) компенсационных устройств в обоих случаях сопоставимы и не значительно различаются.

Полученные данные позволяют рассчитать экономическую эффективность оптимизации за счет снижения потерь активной мощности. В сравнении с традиционными методами, генетический алгоритм позволяет дополнительно сэкономить порядка 0,677 млн. руб/год.

Список литературы

- [1] Панченко, Т. В. Генетические алгоритмы : учебно-методическое пособие / под ред. Ю. Ю. Тарасевича. — Астрахань : Издательский дом «Астраханский университет», 2007. — 87с.
- [2] Гилл Ф., Мюррей У., Райт М. Практическая Оптимизация. Пер. С Англ. — М.: Мир, 1985
- [3] Горнштейн В.М., Мирошниченко Б.П., Пономарев А.В. – Методы оптимизации режимов энергосистем – Энергия, 1981
- [4] Павлюченко Д.А. Разработка и исследование генетических алгоритмов для анализа и оптимизации режимов электроэнергетических систем/ диссертация на соискание степени кандидата технических наук : 05.14.02. - Новосибирск, 2003. - 176 с.
- [5] Черных И. В./ Моделирование электротехнических устройств в MATLAB. Simpowersystems и Simulink. – М.: ДМК Пресс, 2007. – 288 С., Ил. (Серия «Проектирование»).

Автоматизированная методика расчета серии электрических режимов с учетом надежности схемно-технических решений

С.Н. Беликов

ФГБОУ ВО «Вологодский государственный университет»

Вологда, Россия

E-mail: serj.belikov2013@yandex.ru

Аннотация — создание новых электроустановок требует применения таких методов анализа и расчета надежности, которые позволили бы объективно учесть опыт эксплуатации, данные экспериментов, рассчитать надежность, исключить возможность катастрофического исхода аварий для людей и окружающей среды, оценить возможный ущерб. Для этой цели могут быть использованы топологический и таблично-логический методы расчета надежности, а для реализации алгоритма — современные математические пакеты.

Ключевые слова: надежность, электроустановка, расчет режимов, оценка надежности, автоматизированная методика, аварийный режим.

The automated method of calculation of a series of the electric modes taking into account reliability of circuit technical solutions

Sergej Belikov

Vologda State University

Vologda, Russia

E-mail: serj.belikov2013@yandex.ru

Abstract — creation of new electric units demands application of such methods of the analysis and calculation of reliability which would allow to consider objectively operating experience, data of experiments, to calculate reliability, to exclude a possibility of a catastrophic result of accidents for people and the environment, to assess possible damages. For this purpose topological and tabular and logical methods of calculation of reliability, and for implementation of an algorithm — modern mathematical packages can be used.

Keywords: reliability, electroinstallation, calculation of the modes, reliability assessment, the automated technique, the emergency operation.

I. ВВЕДЕНИЕ

Повышение надежности электрических подстанций, линий электропередач и других элементов электроэнергетической системы — одна из первостепенных задач электроэнергетики. Создание новых электроустановок требует применения таких методов анализа и расчета надежности, которые позволили бы объективно учесть опыт эксплуатации, данные экспериментов, рассчитать надежность, исключить возможность катастрофического исхода аварий для людей и окружающей среды, оценить возможный ущерб. На данный момент существует достаточное количество способов анализа и расчета надежности главных схем электрических соединений. Широкое распространение получили таблично-логический и топологический методы. При использовании таблично-логического метода последствия отказов элементов установки в различных режимах записываются с помощью специальных кодов. В отдельных случаях

применения данного метода возникает неопределенность с выбором наилучшего результата варианта схемы. В таком случае можно использовать непараметрические оценки надежности и топологический анализ, который осуществляется с помощью матриц связности в каждом расчетном режиме. Зачастую исследователю достаточно получить лишь наиболее общую информацию о надежности исследуемых схем, причем с высокой степенью оперативности и с минимальным набором исходных данных. Для этой цели могут быть использованы современные математические пакеты.

Цель: создание программы для анализа надежности схем РУ в нормальном и любом ремонтном режиме работы главной схемы электрических соединений с учетом отказов основного электрического оборудования и возможности устранения части аварийных режимов с помощью оперативных переключений.

Задачи:

1. расчет и анализ надежности;

2. оптимизация подключения в РУ групп присоединений;
3. увеличение скорости расчета надежности системы с использованием ПЭВМ;
4. расчет возможного ущерба и затрат.

Для написания алгоритма расчета надежности главных схем электрических сетей был выбраны топологический метод и таблично-логический методы, описанные в учебных пособиях по надежности электроустановок и электроэнергетических систем (Ю. Б. Гука, В. Г. Китушина, М. Н. Розанова и др).

II. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

A. Обоснование актуальности проекта

Надежность – комплексное свойство, которое включает в себя безотказность, долговременность, ремонтпригодность и сохраняемость.

Причинами отказов оборудования являются повреждения или неисправности. Под повреждениями в энергетике обычно понимают разрушение оборудования, поломку деталей, нарушение целостности электрических и магнитных цепей, порчу изоляции, под неисправностями – разрегулировку механизмов без разрушения и порчи и др. Повреждения и неисправности, в свою очередь, могут возникнуть из-за дефектов оборудования, т.е. из-за несоответствия его установленным требованиям при выпуске с завода-изготовителя (брак продукции), из-за аварийных (нерасчетных) воздействий окружающей среды, из-за неправильной транспортировки, монтажа, обслуживания и ремонта.

Отказы срабатывания, неселективные и ложные срабатывания устройств релейной защиты, а также ошибки персонала увеличивают глубину аварий, способствуют развитию тяжелых аварий, таких как аварии 1965 и 1977 гг. на Северо-Востоке США и Канады. Возникновение подобных аварий в энергосистемах большинства развитых стран свидетельствует о большой значимости проблемы надежности в энергетике на современном этапе ее развития.

Выбранная тема проекта предложена Федеральной Сетевой компанией (ПАО «ФСК ЕЭС») в качестве темы для курсового и дипломного проектирования, что подчеркивает актуальность тематики проекта.

B. Новизна проекта

Создание программы на современном доступном коде позволяет повысить качество и уменьшить временные затраты расчета, что актуально в последнее время. Базой для реализации алгоритма служит доступное для персональных пользователей программное обеспечение. Рассчитать надежность схемы будет также, возможно не прибегая к установке программного обеспечения, воспользовавшись online сервисом в сети интернет.

C. Содержание проекта с обоснованием целесообразности решения проблемы конкретными предлагаемыми автором методами

В настоящее время для анализа надежности функционирования РУ электрически станций с учетом структуры и возможных режимов работы главной схемы электрических соединений, с учетом повреждений оборудования, отказов КА и РЗ широкое распространение получили методики, основанные на использовании

таблично-логического и топологического методов. Одна из наиболее часто встречающихся при анализе надежности задач – оптимизация подключений в РУ групп присоединений, например присоединений генераторов и резервных трансформаторов собственных нужд, относящихся к отдельным энергетическим блокам станций. В таких случаях достаточно получить общую информацию о надежности исследуемых схем. Причем с высокой степенью оперативности с минимальным набором исходных данных.

Граф главной схемы электрических соединений представляется аналитически — в виде матрицы связности [B]. Для этого все элементы главной схемы нумеруются, начиная с номера 1 в такой последовательности: генераторные блоки; линии электропередачи; трансформаторы связи; резервные трансформаторы собственных нужд (РТСН); выключатели; разъединители присоединений, не имеющих выключателей, узлы между двумя выключателями, не имеющие присоединений.

Затем составляется сама матрица. При этом для каждой ветви в порядке следования их номеров последовательно записываются номера узлов, связываемых этой ветвью.

После ввода исходных данных в ЭВМ программа переходит к формированию матрицы расчетных связей, описываемой двумя трехмерными массивами, соответствующими начальному этапу развития аварии и этапу ее локализации: $MK(NN, K, NR)$ и $MD(NN, K, NR)$, где $NR = NG + NL + NS + KT$ (Рис. 1). Любой член данных массивов отражает состояние одного из присоединений схемы при повреждении ее i -го элемента в j -м режиме. Если присоединение оказалось отключенным, то в данный член массива записывается номер соответствующего ему узла, если же нет, то 0.

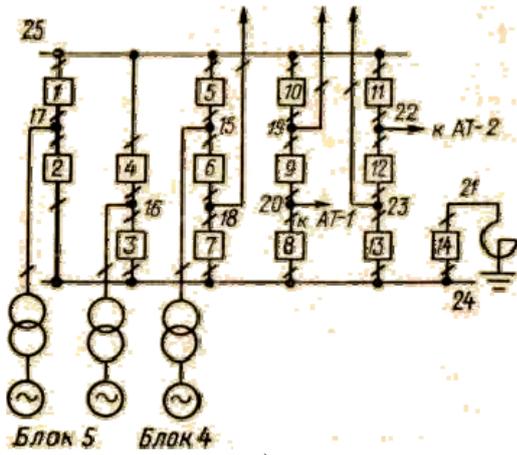
```

3  * - ЧИСЛО ПРИС. НИЙ РТСН', 25X, I1/
4  * - ЧИСЛО ШИН', 36X, I1/
5  * - ЧИСЛО НЕ ПОДКЛЮЧЕННЫХ ПРИС. - НИЙ', 15X, I1/
6  * - ЧИСЛО ЖЕСТКО ПОДКЛЮЧЕННЫХ К ШИНАМ ПРИС. - НИЙ', 28X, I1/
7  * - ЧИСЛО ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ', 27X, I2)
KA=K7+M6
PRINT *, KA
DIMENSION MF (KA, 101), ML (KA, 101), MS (KA, 101)
READ (*, 102) MF, NN
FORMAT (//, '- МАТРИЦА СВЯЗИ ГРАФА СХЕМЫ', KA, (47X, I2, 2X, I2)//
1  * - ЧИСЛО РАСЧЕТНЫХ РЕЖИМОВ', 22X, I2)
INTEGER PR, PP
NT=NG+NL
NK=NT+NS
NR=NK+KT
NO=NR+MS
K=NO+KV
DIMENSION MK (NN, K, NR), MD (NN, K, NR), LL (NN), FF (1)
READ (*, 103) LL
FORMAT (//, '- ЧИСЛО ЭЛЕМЕНТОВ, РЕМОНТИРУЕМЫХ'/
1  * В 1-М, 2-М И Т.Д. РАСЧ. РЕЖИМАХ', 13X, NN (1X, I1))
PR=0

```

Рис 1. Фрагмент из кода программы (язык программирования - фортран).

Формирование массивов MK и MD — это логическая операция, основанная на анализе матрицы связности [B] и трансформированных матриц [B1], [B2], [S3], отражающих связи схемы в исходном, аварийном и послеаварийном режимах. Отключение выключателей при изменении схемы коммутации моделируется введением нулей в соответствующие строки матриц, включение выключателей — восстановлением номеров узлов в соответствующих строках. Пример варианта схему ОРУ 500 кВ и матрицы связности показан на рисунке 2.



а)

б)

[B]=

17	25
17	24
16	24
16	25
15	18
15	24
18	24
20	20
19	20
22	25
22	23
23	24
21	24

Рис 2. Примеры схемы ОРУ 500 кВ (а) и матрицы связности (б).

После составления матрицы расчетных связей программа переходит к ее анализу, а затем к вычислению числа конъюнкций и частоты расчетных аварий.

На этом этапе работа с программой носит диалоговый характер. После сообщения на экране «Расчет показателей надежности» пользователь должен ввести код первой расчетной аварии, подлежащей анализу [1].

Вариант вывода результатов работы программы представлен в таблице 1.

Таблица 1.

Число конъюнкций - аварии первого/второго порядка для ОРУ 500 кВ.	Отключившиеся присоединения	Код	Вариант схемы	
			а	б
1	Два блока	Б2	-/-	-/-
2	Один генератор дубль блока	Г1	6/92	6/90
3	Две линии	Л2	-/2	-/2

Одной из главных составляющих расчета надежности является определение величины ущерба, полученного в

результате выхода из строя в аварийном и послеаварийном режимах элементов, и поиск наиболее экономичного варианта схемы. Определить математическое ожидание ущерба доступно при использовании таблично-логического метода.

Порядок расчета следующий:

1. Задается расчетное время t_p исходя из предполагаемого срока существования рассматриваемой схемы электрических соединений.

2. Задаются расчетные режимы работы части системы, надежность схемы электрических соединений которой оценивается, и их относительная длительность τ_j .

Относительная длительность каждого режима (1):

$$\tau_j = \frac{t_j}{t_p}, \quad (1)$$

где t_j — длительность j -го режима, ч; определяется по средним продолжительностям плановых и аварийных ремонтов и длительности гроз и гололеда.

Относительная длительность нормального режима может быть найдена как (2):

$$\tau_0 = 1 - \sum_{j=1}^m \tau_j, \quad (2)$$

3. Определяются расчетные события $i1, i2, \dots, in$, приводящие к авариям. Расчетными событиями являются отказы и повреждения элементов схемы.

4. Выбираются расчетные виды аварий k для рассматриваемой части системы.

5. Составляется таблица расчетных связей событий, аварий и режимов, в которой записывается, какие повреждения и отказы каких элементов к какой аварии приводят в каждом из режимов. Таблица расчетных связей представляет собой матрицу с числом элементов $(m+1) \times n$.

6. Составляются таблицы развития аварий при повреждениях i -го элемента в каждом j -м режиме в случае отказа релейной защиты s -го элемента, ложного действия защиты остальных элементов ($s \neq i$) и отказов коммутационной аппаратуры при отключении поврежденного i -го элемента, а также УРОВ и АВР.

Таблицы развития аварий представляют собой квадратные матрицы с числом элементов $n \times n$. В каждой клетке такой матрицы (общее число матриц равно $(m+1)$) помещается номер k -й аварии, к которой приводит отказ защиты или автоматики s -го элемента при повреждении i -го элемента.

7. Среднее число аварий k -го вида определяется (3):

$$a_k = t_p \sum_{j=0}^n \sum_{i=1}^n \tau_j (\lambda_{ij} x_{ij}^k + \lambda_{ij} S_{ijs}^k \tau_{si}), \quad (3)$$

где $x_{ij} = 1$, если в таблице расчетных связей на пересечении i -й строки и j -го столбца находится номер k ;

$x_{ij}^k = 0$ в остальных случаях;

$S_{ijs}^k = 1$, если в таблице развития аварий в j -м режиме на пересечении i -й строки и j -го столбца находится номер k ;

$S_{ijs}^k = 0$, во всех остальных случаях;

λ_{ij} - интенсивность отказов (повреждений) i -го элемента в j -м режиме, включая ложные отключения от защиты и ошибочные отключения персоналом;

τ_{si} - вероятность отказа устройства РЗА s-го элемента при повреждении i-го.

8. Среднее время восстановления нормального режима работы после k-й аварии определяется (4):

$$T_{в.срk} = \frac{t_p}{a_k} \left[\sum_{j=0}^m \sum_{i=1}^n \tau_j (\lambda_{ij} x_{ij}^k T_{vij} + \lambda_{ij} S_{ijs}^k \tau_{si} T_{visj}) \right], \quad (4)$$

где T_{vij} - время восстановления нормальной работы при повреждении i-го элемента в j-м режиме (производство переключений, замена, ремонт); T_{visj} - время восстановления нормальной работы при повреждении i-го элемента в j-м режиме и развитии аварии из-за отказа РЗА s-го элемента, чаще всего связано с оперативными переключениями.

9. Расчеты выполняются для всех сравниваемых вариантов. Выбор оптимального варианта осуществляется путем минимизации функции приведенных затрат или экспертным путем [2].

Для удобства и универсальности расчета используется матричная форма записи. Целесообразно для каждого вида элементов схемы сформировать массив, который позволит оптимизировать расчет в математическом пакете, например: MS Excel, Mathcad, и др.

Также как и в топологическом методе расчета составляется таблица-матрица расчетных связей. Для каждого из расчетных видов аварий определяется коэффициент вынужденного простоя (вероятность заставить объект в состоянии данной аварии) по (5):

$$k_{вл} = \frac{1}{t_p} \left(\tau_j \sum_{j=0}^m \sum_{i=1}^n \omega_i T_{ij} x_{ij} \right), \quad (5)$$

где l – номер расчетного режима аварии.

Математическое ожидание недоотпущенной электроэнергии из-за отказа элемента определяется (6):

$$M[\Delta W] = \sum_{l=1}^h (k_{вл} \cdot \Delta W_{усл,l}), \quad (6)$$

где $\Delta W_{усл,l}$ - условная недоотпущенная электроэнергия в состоянии аварии вида l ($\Delta W_{усл,l} = \Delta P_l \cdot t_p$).

Далее определяется математическое ожидание ущерба из-за ненадежности (7):

$$M[Y] = Y_0 \cdot M[\Delta W], \quad (7)$$

где Y_0 - удельный ущерб.

Таким образом, полученные значения математического ожидания ущерба для рассчитанных режимов могут быть использованы при определении затрат и выборе наиболее экономичного варианта схемы.

D. Техническая значимость проекта

Разработанное программное приложение может быть использовано на стадии проектирования главных схем электрических систем и расчетах установившихся режимов.

E. Сроки реализации проекта

Начало реализации проекта положено в 2017 году. В настоящий момент идет сбор информации и ее анализ, с целью выбора оптимального метода расчета надежности по проблематике проекта. Создание электронной базы данных показателей надежности и программы в 2017-2018 гг. Последующие годы усовершенствование созданного программного обеспечения.

F. Кадровое обеспечение

Автор проекта – Беликов Сергей Николаевич.
Научный руководитель – Алуюнов Александр Николаевич, доцент, канд. техн. наук.

G. Предполагаемые конечные результаты, перспективы развития проекта, долгосрочный эффект

Создание электронной базы данных по показателям надежности элементов энергосистем с добавлением расчета математического ожидания ущерба из-за перерывов в электроснабжении и определение затрат.

Конечным результатом проекта будет создание современной электронной базы данных показателей надежности элементов энергосистем и программы, осуществляющей расчет надежности с выбором наилучшего результата. Проект имеет долгосрочную перспективу.

III. Выводы

Программа предназначена для решения задач надежности и оптимизации, выбора использования тех или иных компонентов схемы для учета экономического ущерба и затрат, повышения скорости расчетов за счет использования ПЭВМ. Ценностью решения данной проблемы является возможность на стадии проектирования выбирать схемы и оборудование с более высокими параметрами надежности, прогнозировать ожидаемый ущерб, регулировать экономические затраты. На стадии текущей эксплуатации возможность анализировать уровень надежности работы схем и оборудования. Преимущество предлагаемого решения заключается в использовании логических непараметрических оценок надежности и топологического анализа схем.

Список литературы

- [1] Гук, Ю.Б. Теория надежности в электроэнергетике: Учеб. пособие для вузов. – Ленинград: Энергоатомиздат. Ленингр. Отд-ние, 1990. – 208 с.
- [2] Оценка надежности электроустановок / под ред. проф. Б. А. Константинова. – Москва: Энергия, 1974, - 200 с.
- [3] Розанов, М. Н. Надежность электроэнергетических систем: Москва: Энергия, 1974. – 176 с.
- [4] Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем: Учеб. пособие для электроэнергет. спец. вузов. – Москва: Высш. шк., 1984. – 256 с.

Определение режимных условий для осуществления длительной параллельной работы Западного энергорайона Якутской энергосистемы с ОЭС Востока

А.С. Стеценко

Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока

Хабаровск, Россия

sas@oduv.so-ups.ru

Аннотация — работа посвящена актуальному на сегодняшний день вопросу - возможности параллельной работы изолированно работающего Западного энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия) с ОЭС Востока. Описаны особенности функционирования и режимы работы рассматриваемых энергосистем. В качестве исследовательской задачи автором была предпринята попытка оценить режимные условия, необходимые для осуществления стабильной длительной параллельной работы и для увеличения пропускной способности контролируемых сечений до максимально возможных величин.

Результаты исследований могут быть применены для выработки взвешенных технических решений по возможности осуществления параллельной работы, а также для разработки основных принципов организации автоматического противоаварийного управления.

Ключевые слова — параллельная работа, расчеты электроэнергетических режимов, противоаварийная автоматика

The definition of regime conditions for long term parallel operation of the Western energy district of the power system of the republic of Sakha (Yakutia) with UES East

A.S. Stetcenko

«System Operator of the United Power System», Joint-stock Company (Russia)

The branch of «SO UPS», JSC ODU to the East, Khabarovsk, Russia

sas@oduv.so-ups.ru

Abstract — the work is devoted to the topical issue - the possibility of parallel operation of isolated power Western power region of the power system of the Republic of Sakha (Yakutia) and UES of East. Describes the features of the functioning and operating modes of the considered energy systems. As a research problem, the author attempted to evaluate the performance of the conditions necessary for the implementation of stable long-term parallel operation and for increase in capacity of controlled cross-section up to the greatest possible sizes.

Results of researches can be used to generate of the weighed technical solutions for decision-making possibilities of long parallel work, and also to development of the basic principles of the organization of an automatic emergency control.

Keywords — parallel work, calculations of electric power modes, the local complex of emergency control system

Следуя Восточному вектору государственного развития России, предусматривающего интеграцию территориально изолированных энергорайонов Республики Саха (Якутия) в ЕЭС России, АО «Системный оператор Единой энергетической системы» (ОАО «СО ЕЭС») совместно с ПАО «Якутскэнерго» и ПАО «ФСК ЕЭС» 22-23 марта 2016 года успешно провел испытания по включению на параллельную синхронную работу Объединенной энергосистемы Востока и Западного энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия)

(Испытания), подтвердившие возможность их постоянной устойчивой совместной работы.

Схема основных электрических сетей 110 - 220 кВ Западного энергорайона Якутской энергосистемы представлена на рис. 1.

Западный энергорайон Якутской энергосистемы (ЗЭР ЯЭС) исторически является технологически изолированным. ЗЭР ЯЭС характеризуется избытком мощности вследствие расположения на его территории

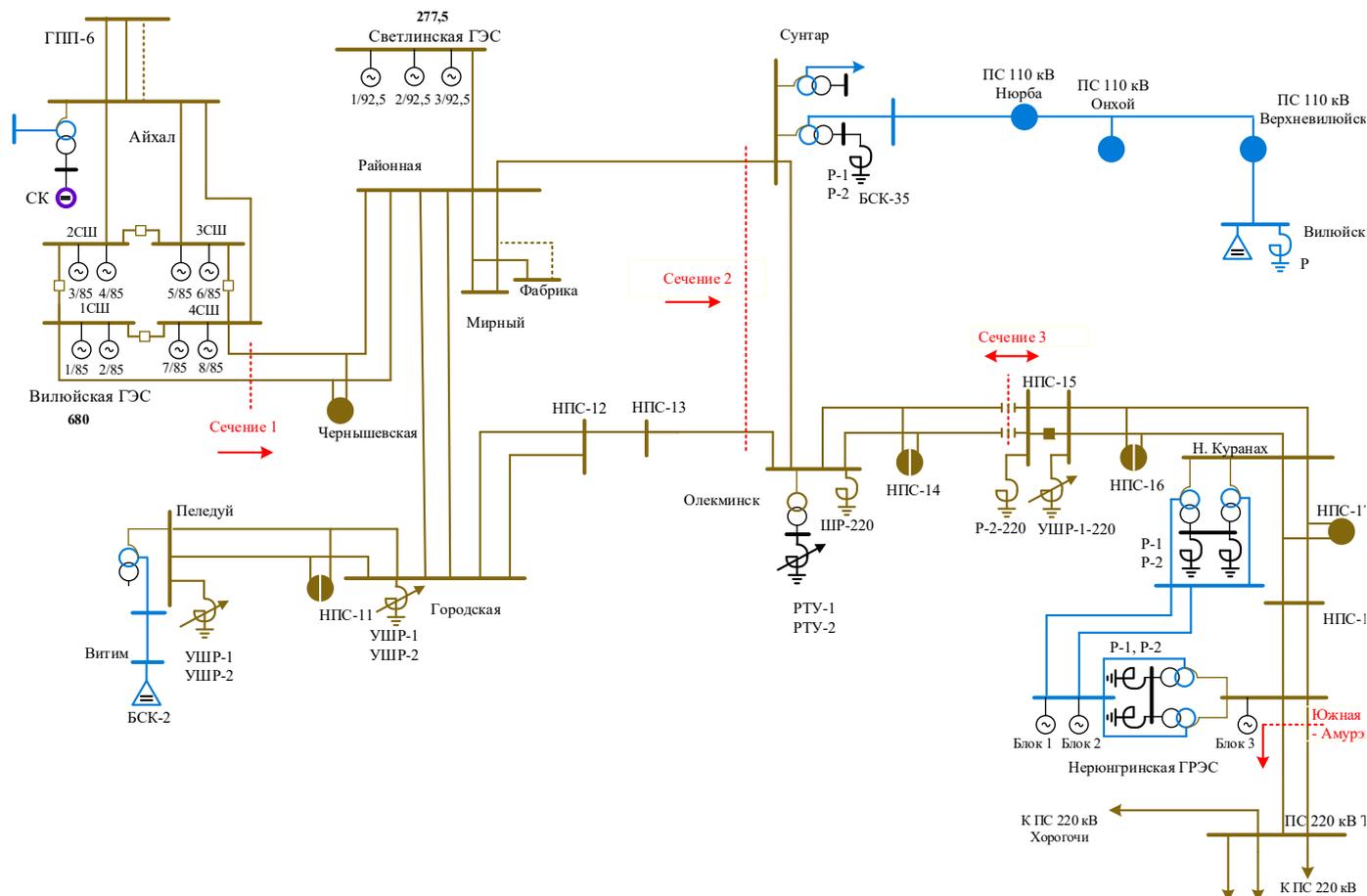


Рисунок 1. Схема основных электрических сетей 110- 220 кВ Западного энергорайона Якутской энергосистемы

гидроэлектростанций: Каскада Вилюйских ГЭС (КВГЭС) и Светлинской ГЭС, однако перспективный баланс ЗЭР ЯЭС зависит от водности реки Вилюй и величин перспективной нагрузки потребителей (объекты трубопроводной системы «Восточная Сибирь — Тихий океан», газотранспортной системы «Сила Сибири»).

Введенный в эксплуатацию в 2014 году транзит 220 кВ Олекминск – НПС-15 – Нижний Куранах обеспечил физическую связь ЗЭР и ОЭС Востока, но по условиям обеспечения допустимых уровней напряжения в узлах нагрузки в нормальной и ремонтной схемах и в послеаварийных режимах была выбрана и осуществлена оптимальная точка раздела на ПС 220 кВ НПС-15 на линейных разъединителях ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 №1, №2.

Целью проведенных Испытаний стало определение основных характеристик, показателей и режимных условий параллельной синхронной работы ЗЭР с ОЭС Востока, а также верификация расчетных моделей ЗЭР и ОЭС Востока для расчетов установившихся режимов и статической устойчивости, переходных режимов и динамической устойчивости и разработка мероприятий для обеспечения устойчивой параллельной (синхронной) работы ЗЭР с ОЭС Востока.

А для успешного проведения Испытаний было осуществлено «режимное» исследование ЗЭР, по результатам которого были определены:

- перечень и состав контролируемых сечений (КС), регулирование и контроль перетоков активной мощности в которых необходимы при параллельной работе ЗЭР и ОЭС Востока (таблица 1);
- величины максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях;
- перечень и объем мероприятий, реализация которых необходима для проведения Испытаний;
- перечень и объем мероприятий, реализация которых необходима для длительной параллельной работы ЗЭР и ОЭС Востока.

Для обеспечения возможности проведения Испытаний (и на перспективу для осуществления параллельной работы) была определена и реализована настройка устройства автоматики ликвидации асинхронного режима (далее – АЛАР) ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 №1, №2 на ПС 220 кВ НПС-15.

В процессе Испытаний было в общей сложности проведено четыре опыта параллельной синхронной работы общей продолжительностью 2 часа 47 минут. Регулирование перетока активной мощности в диапазоне от 20 до 50 МВт в обоих направлениях осуществлялось по команде диспетчерского персонала Филиала АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Востока» (далее – ОДУ Востока) путем изменения генерации каскада Вилюйских ГЭС.

Таблица 1. Перечень контролируемых сечений ЗЭР ЯЭС

№ п/п	Наименование КС	Состав КС	Энергообъекты, на которых осуществляется замер активной мощности	Прямое направление перетока активной мощности
1	Сечение 1	ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС - Районная №1 ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС - Районная №2	Вилюйская ГЭС	От шин 220 кВ Вилюйской ГЭС
2	Сечение 2	ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар ВЛ 220 кВ НПС-13 – Олёкминск	ПС 220 кВ Сунтар; ПС 220 кВ Олёкминск	К шинам ПС 220 кВ Сунтар; К шинам ПС 220 кВ Олёкминск
3	Сечение 3	ВЛ 220 кВ Олёкминск - НПС-15 №1 с отпайкой на ПС НПС-14; ВЛ 220 кВ Олёкминск - НПС-15 №2 с отпайкой на ПС НПС-14	ПС 220 кВ НПС-15	К шинам ПС 220 кВ НПС-15 (из ЗЭР) От шин ПС 220 кВ НПС-15 (в ЗЭР)

Основными итогами проведенных Испытаний стали подтверждение возможности осуществления длительной синхронной параллельной работы ЗЭР и ОЭС Востока и получение необходимой для проведения дальнейших исследований информации о режимах работы параллельно работающим энергосистем. Указанные исследования были проведены ОДУ Востока совместно с исполнительным аппаратом ОАО «СО ЕЭС» в целях увеличения пропускной способности контролируемых сечений и предотвращения недопустимых изменений параметров электроэнергетического режима в энергосистеме ОЗ Якутского РДУ.

В результате выполнения исследований был определен следующий перечень первоочередных мероприятий для обеспечения возможности длительной параллельной работы:

– Установка устройств автоматики ограничения снижения напряжения (далее – АОСН) с действием на отключение нагрузки потребителей на объектах электроэнергетики Вилюйского энергоузла (в августе 2016 года ОДУ Востока определена настройка устройств АОСН ПС 110 кВ Вилюйск, ПС 110 кВ Верхневилюйск и направлена субъекту электроэнергетики (ПАО «Якутскэнерго») для ее реализации после установки требуемого оборудования.

– Изменение коэффициентов трансформации трансформаторов тока (для обеспечения номинального первичного тока 400 А):

- на ПС 220 кВ НПС-13 (на ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 и ВЛ 220 кВ НПС-13 – НПС-12);
- на ПС 220 кВ Олекминск (на ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар, ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13, ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 №1 и №2).

Для изолированной работы допустимая токовая нагрузка трансформаторов тока присоединений указанных подстанций не являлись ограничивающими элементами и обеспечивали номинальный первичный ток 200 А. В соответствии с Планом-графиком реализации первоочередных мероприятий по обеспечению возможности длительной параллельной работы ЗЭР ЯЭС со второй синхронной зоной ЕЭС России АО «ДВЭУК» было осуществлено изменение коэффициентов трансформации трансформаторов тока (сентябрь 2016 года).

– Получение от собственника оборудования (АО «ДВЭУК») согласования возможности кратковременной перегрузки трансформаторов тока не менее чем на 20% продолжительностью не менее 20 минут в послеаварийном режиме:

- на ПС 220 кВ НПС-13 (на ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 и ВЛ 220 кВ НПС-13 – НПС-12);
- на ПС 220 кВ Олекминск (на ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар, ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13, ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 №1 и №2).

В июле 2016 года было получено требуемое согласование, что обеспечило потенциальную возможность осуществления перетока активной мощности в КС без ограничений по критериям обеспечения допустимой токовой нагрузки ЛЭП и оборудования в нормальной и ремонтных схемах и послеаварийных режимах после нормативных возмущений.

– Изменение параметров настройки существующих устройств РЗА в электрической сети 220 кВ ЗЭР ЯЭС.

– Реализация алгоритма АЛАР ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 № 1 и №2 с отпайкой на ПС 220 кВ НПС-16 в существующих устройствах МКПА на ПС 220 кВ НПС-15. Выполнено для осуществления возможности проведения Испытаний.

После выполнения указанных первоочередных мероприятий максимально допустимый переток активной мощности на связях ЗЭР ЯЭС с ОЭС Востока составит от 40 МВт из ЗЭР ЯЭС и до 70 МВт в ЗЭР ЯЭС.

С целью повышения пропускной способности связей ЗЭР ЯЭС и ОЭС Востока до максимально возможных величин выявлена необходимость реализации следующих мероприятий, позволяющих работать перетоком активной мощности на исследуемых связях, соответствующим 20% коэффициенту запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности:

– установка устройств автоматического повторного включения с функцией улавливания синхронизма (АПВ УС) на:

- ПС 220 кВ Сунтар (на ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск, ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар);
- ПС 220 кВ НПС-13 (на ВЛ 220 кВ НПС-13 - НПС-12, ВЛ 220 кВ Олекминск - НПС-13);

- Каскаде Виллойских ГЭС 1,2 (на двух ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная);
- установка устройства автоматики разгрузки при перегрузке по мощности (далее – АРПМ) на ПС 220 кВ Олекминск (с контролем перетока активной мощности по н ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 №1, №2) с действием на отключение нагрузки в ЗЭР ЯЭС при аварийном отключении генерирующей мощности в ЗЭР ЯЭС;
- установка устройства АРПМ на ПС 220 кВ Олекминск (с контролем перетока активной мощности по ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск) с действием на отключение генерации на Каскаде Виллойский ГЭС при аварийном отключении нагрузки в ЗЭР ЯЭС;
- замена трансформаторов тока присоединений 220 кВ на трансформаторы тока с номинальным первичным током не менее 600 А (увеличение пропускной способности транзита, имеющего оборудование, являющееся ограничивающим элементом):
 - на ПС 220 кВ НПС-12 (на ВЛ 220 кВ НПС-13 – НПС-12);
 - на ПС 220 кВ НПС-13 (на ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 и ВЛ 220 кВ НПС-13 – НПС-12);
 - на ПС 220 кВ Олекминск (на ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар, ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13, ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 №1 и №2).
- установка управляемых источников реактивной мощности на объектах электроэнергетики Виллойского энергоузла (ПС 110 кВ Виллойск, ПС 110 кВ Верхневиллойск), а также на ПС 220 кВ Сунтар;
- установка устройства автоматики ограничения повышения частоты (АОПЧ) на Каскаде Виллойских ГЭС;
- установка устройств автоматической разгрузки при отключении:
 - ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар;
 - ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск;
 - ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13;
 - ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13;
- установка устройств автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) на Каскаде Виллойских ГЭС и на Нерюнгринской ГРЭС (для обеспечения возможности выдачи мощности электростанций с сохранением динاميической устойчивости генерирующего оборудования при нормативных возмущениях);
- восстановление проектной схемы выдачи мощности Светлинской ГЭС (в настоящее время выдача мощности станции (3 ГА по 92,5 МВт) осуществляется по одной ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС - Районная), при параллельной работе отклонения частоты после отключения указанной ВЛ 220 кВ, приводящего к работе устройств АЧР, не будет, однако учет небаланса активной мощности, вызванного ее отключением, существенно снизит величину МДП в КС;

– реализация в полном объеме проектных решений по организации систем телемеханики и связи на объектах электроэнергетики АО «ДВУЭК».

После реализации вышеуказанных мероприятий, допустимый переток активной мощности на связях ЗЭР ЯЭС с ОЭС Востока составит до 110 МВт из ЗЭР ЯЭС и до 120 МВт в ЗЭР ЯЭС.

В 2016 году АО «СО ЕЭС» инициирована разработка технико-экономического обоснования создания (реконструкции) системы релейной защиты и автоматики в операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» Якутское РДУ (ТЭО РЗА Якутского РДУ) для принятия принципиальных технических решений по устройствам РЗА и ПА в энергосистеме ОЗ Якутского РДУ, необходимых для осуществления устойчивой параллельной работы ЗЭР и ЦЭР ЯЭС с ЕЭС России и на перспективу развития в целях повышения эффективности противоаварийного управления и увеличения пропускной способности контролируемых сечений.

В настоящее время утвержден и согласован с собственниками I этап ТЭО РЗА Якутского РДУ. Согласно которому, подтверждена необходимость реализации мероприятий, определенных по результатам предварительных исследований, а также предложены дополнительные мероприятия, реализация которых не влияет на повышение пропускной способности связей ЗЭР ЯЭС и ОЭС Востока, однако является обязательной с точки зрения соблюдения требований нормативно-технической документации АО «СО ЕЭС»:

- установка устройств АЛАР:
 - на ПС 220 кВ Нижний Куранах на ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга и ВЛ 220 кВ Нижний Куранах - НПС 15 №2 с отпайкой на ПС НПС-16;
 - на ПС 220 кВ Олекминск на ВЛ 220 кВ Олекминск-НПС-15 №1, 2 с отпайкой на ПС НПС-14; ВЛ 220 кВ Олекминск- НПС-13 и ВЛ 220 кВ Сунтар-Олекминск;
 - на ПС 220 кВ Сунтар на ВЛ 220 кВ Сунтар-Олекминск;
 - на ПС 220 кВ НПС-13 на ВЛ 220 кВ Олекминск-НПС-13.

Заключение

Проведенные расчеты позволили определить область допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях без применения ПА, а также возможное приращение значения допустимого перетока активной мощности в них при установке устройств противоаварийного управления.

Список литературы

- [1] Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27.010.001-2013 «Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС».)
- [2] СО 153-34.20.576.2003 Методические указания по устойчивости энергосистем.

ИССЛЕДОВАНИЕ ГРАНИЦ ОБЛАСТИ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ В СТОХАСТИЧЕСКОЙ ПОСТАНОВКЕ

Е.О. Тихомиров, Н.В. Сенько, И.М. Маслов
ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
senko-aees@yandex.ru, tikhomirov-aees-3-2@yandex.ru

Аннотация — на современном этапе развития электрических систем (ЭС) происходит активное внедрение SmartGrid-технологий в системы противоаварийного управления их режимами. В связи с этим, вопросы исследования границ области устойчивости (ОУ) являются актуальными и практически востребованными. Предложена методика определения запасов статической аperiodической устойчивости (СУ) ЭС в стохастической постановке. Авторами получены усовершенствованные уравнения, дающие возможность осуществлять оценку границ ОУ в направлении утяжеления, отвечающем максимальному риску нарушения СУ. Проведенные исследования показали применимость разработанной методики оценки границ ОУ при решении задач оперативного управления режимами электроэнергетических систем.

Ключевые слова — электроэнергетическая система, статическая аperiodическая устойчивость, запасы устойчивости, стохастический подход.

RESEARCH BORDER AREA STABILITY OF ELECTRICAL SYSTEM IN STOCHASTIC STATEMENT

Evgenij Tihomirov, Nikita Senko, Ivan Maslov
Samara State Technical University
Samara, Russian Federation
senko-aees@yandex.ru, tikhomirov-aees-3-2@yandex.ru

Abstract — at the present stage of the development of electrical systems, SmartGrid technologies are actively being introduced into the emergency control systems of their modes. In this regard, the study of the boundaries of the region of stability are relevant and practically in demand. A technique is proposed for determining the stocks of steady state stability of an electrical system in a stochastic statement. The authors obtained improved equations that make it possible to estimate borders area stability in the direction of weighting corresponding to the maximum risk of violating static stability. The carried out researches have shown applicability of the developed technique of an estimation of borders area stability at the decision of problems of an operative management of modes of electrical power systems.

Key words — electrical power system, steady state stability, stability stocks, stochastic approach.

1. ВВЕДЕНИЕ

Для целей оперативного управления режимами электроэнергетической системой (ЭЭС) необходимы быстродействующие методы оценки критического направления утяжеления. Этим требованиям удовлетворяет показатель запаса статической устойчивости (СУ), отвечающий расстоянию в пространстве регулируемых параметров от точки анализируемого режима до предельной гиперповерхности. Оценка запаса СУ может осуществляться с помощью вектора [1]:

$$\mathbf{K} = [k_1 k_2 \dots k_m]^T,$$

который образуют значения коэффициентов запаса по параметрам y_i :

$$k_i = \mu_i (y_{iL} - y_{i0}); \quad \mu_i = \frac{1}{k_{inorm} y_{i0}},$$

где y_{i0}, y_{iL} - значения i -го параметра, отвечающие исходному и предельному режимам; k_{inorm} - нормативные коэффициенты.

Критическое (наиболее опасное) направление утяжеления можно найти путем решения следующей задачи оптимизации [2]:

$$\min Z = \min_{\mathbf{X}_L} \sqrt{\sum_{i \neq j} k_i^2 (\mathbf{X}_L)} \quad (1)$$

где \mathbf{X}_L – вектор зависимых переменных в точках предельной поверхности; Z – величина запаса.

В основу дальнейшего развития методов определения запасов САУ, основанных на поиске критического направления утяжеления, может быть положен стохастический подход, описанный ниже.

II. СТОХАСТИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЗАПАСА УСТОЙЧИВОСТИ

Идея стохастического подхода, основанного на обобщении уравнений предельных режимов [3-5], была предложена в работе [6].

Компоненты вектора \mathbf{Y} , которые представляют собой активные и реактивные мощности генераторов и нагрузок, являются случайными величинами. При нерегулярных изменениях этих параметров возможно достижение границы L_W ; при этом надежное функционирование ЭЭС будет обеспечена при условии, что гиперэллипсоид рассеяния (рис. 1)

$$D\mathbf{Y}^T \mathbf{S}^{-1} D\mathbf{Y} - C_L^2 = 0 \quad (2)$$

с центром в точке $M\mathbf{Y}$ не будет иметь общих точек с гиперповерхностью L_W . Здесь: $D\mathbf{Y} = \mathbf{Y} - M\mathbf{Y}$; M – символ математического ожидания; $\mathbf{S} = M[(\mathbf{Y} - M\mathbf{Y})(\mathbf{Y} - M\mathbf{Y})^T]$ – ковариационная матрица. Ковариационную матрицу \mathbf{S} , входящую в (2) можно найти с помощью известных методов оценивания состояния ЭЭС.

Стохастический подход к оценке запаса СУ можно сформулировать следующим образом:

Определить

$$C_L = \text{extr}(D\mathbf{Y}^T \mathbf{S}^{-1} D\mathbf{Y})^{1/2} \quad (3)$$

при ограничениях в виде уравнений установившегося режима (УУР).

$$\mathbf{F}(\mathbf{X}, M\mathbf{Y} + D\mathbf{Y}) = 0$$

Результаты компьютерного моделирования показывает, что при использовании УУР может иметь место выход итерационного процесса в точку тривиального решения. Чтобы исключить возможность такого завершения процесса итераций можно использовать следующий прием. В систему УУР вводится дополнительное уравнение, отвечающее ненулевой длине вектора \mathbf{R} , и переменная γ , обеспечивающая «балансировку» первого векторного уравнения:

$$\begin{aligned} \mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{R}, \gamma) &= \mathbf{F}\left[\mathbf{X}, M\mathbf{Y} - \gamma \mathbf{S} \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial D\mathbf{Y}}\right)^T \mathbf{R}\right] = \mathbf{0}; \\ \mathbf{V}(\mathbf{X}, \mathbf{R}) &= \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}\right)^T \mathbf{R} = \mathbf{0}; \\ w(\mathbf{R}) &= \mathbf{R}^T \mathbf{R} - 1 = 0. \end{aligned} \quad (5)$$

Аналогичный прием может использоваться и для повышения эффективности оценки наиболее опасного направления утяжеления ЭЭС и в детерминированной постановке.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

В качестве примера ниже приведены результаты определения запасов устойчивости применительно к трехузловой модели ЭЭС, показанной на рис. 1. Модель отвечает сети 110 кВ, питающей два узла нагрузки, оснащенных установками распределенной генерации (РГ). Автоматические регуляторы установок РГ обеспечивают стабилизацию напряжения на шинах 110 кВ. На рис. 2 показаны графики изменения инъекций мощностей

$$P_k(t) = P_{Hk}(t) - P_{Gk},$$

где $P_{Hk}(t)$ – нагрузки потребителей, закон изменения во времени для которых имеет случайный характер; P_{Gk} – мощности генераторов установок РГ, принятые неизменными; $k = 1, 2$.

Результаты моделирования, полученные на основе экспериментальной программы, реализованной в системе Mathcad, представлены в табл. 1 и проиллюстрированы на рис. 3. В табл. 1 приведены величины параметров $y_{L1}^{(s)}, y_{L2}^{(s)}$, характеризующих предельные режимы, полученные при различных значениях среднеквадратичного отклонения σ графиков нагрузки потребителей.

Кроме того, представлены значения C_L , отвечающие гиперэллипсоиду (3), а также величины R_{SAU} , определяющие вероятностные оценки риска нарушения САУ:

$$R_{SAU} = \exp(D\mathbf{Y}_L^T \mathbf{S}^{-1} D\mathbf{Y}_L) = \exp(C_L^2)$$

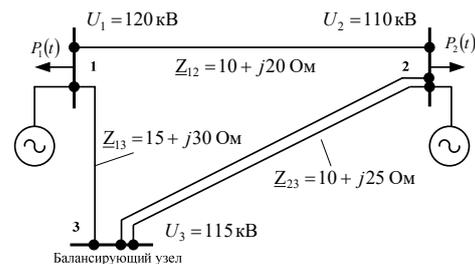


Рис. 1. Схема модели ЭЭС

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе результатов компьютерного моделирования можно сделать следующие выводы:

1. Модифицированные уравнения обеспечивают высокую надежность получения результатов при оценке критического направления утяжеления в стохастической постановке;

2. Вычислительный прием, основанный на введении дополнительной переменной в УПР, можно использовать для улучшения сходимости вычислительных процессов при определении запасов СУ в детерминированной и стохастической постановках.

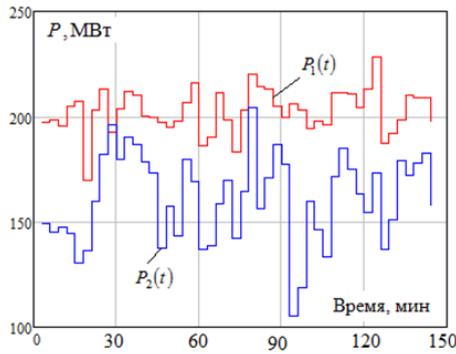


Рис. 2. Графика нагрузки

Таблица I. ЗАВИСИМОСТЬ ПАРАМЕТРОВ ПРЕДЕЛЬНОГО РЕЖИМА ОТ СРЕДНЕКВАДРАТИЧНОГО ОТКЛОНЕНИЯ σ МОЩНОСТЕЙ НАГРУЗОК

$\sigma, \%$	$C_L,$ о.е.	$R_{SAU}, \%$	$Y_{L1}^{(S)},$ МВт	$Y_{L2}^{(S)},$ МВт	$Z, \%$
10	6,4	$1,28 \cdot 10^{-7}$	-248,00	-275	74,76
20	4,03	0,03	-273,00	-245	63,67
30	2,5	4,4	-276,00	-241	62,55
40	1,9	16,4	-278,00	-239	62,19

Примечание: Величины Z рассчитывались по выражению (1).

На рис. 3 показаны результаты определения предельных режимов в наиболее опасном направлении утяжеления при большом значении σ .

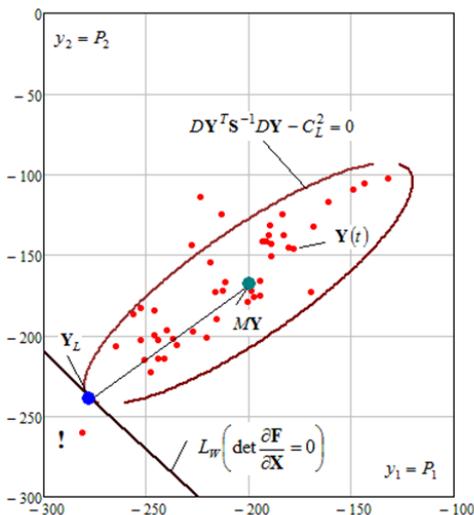


Рис. 3. Увеличение риска нарушения устойчивости при росте размаха колебаний нагрузки ($R_{SAU} = 17 \%$)

Список литературы

- [1] Веников, В.А. и др., Расчет запаса статической устойчивости электрической системы // Веников В.А., Строев В.А., Идельчик В.И., Виноградов А.А. Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. №3. 1984. С.56-65.
- [2] Веников, В.А., Строев, В.А. Обеспечение устойчивости электрических систем, содержащих мощные синхронные генераторы // Электричество. № 12. 1971. С. 8-16.
- [3] Бушуев, В.В., Поляк, А.Д., Пустовитов, В.И. Использование доминирующих корней для оценки запаса статической устойчивости // Изв. СО АН СССР. Сер. техн. наук. Вып. 2. № 6. 1973. С. 98-104.
- [4] Kryukov, A.V., Senko, V.V. Stochastic approach of the power systems steady state stability limits estimation // Proc. 9-th. International Power System Conference. St.-Peterburg.1994. Vol.1. PP. 153-163.
- [5] Конторович, А.М., Крюков, А.В. Использование уравнений предельных режимов в задачах управления энергосистемами // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. № 3. 1987. С. 25-33.
- [6] Крюков, А.В. Предельные режимы электроэнергетических систем. Иркутск: ИРГУПС. 2012. 236 с.

Выбор параметров регулирования элементов многомашинной электроэнергетической системы с целью обеспечения статической устойчивости

Д.Н. Кормилицын, Ю.О. Чуркина

ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»
Иваново, Россия

Аннотация - Применение устройств продольной ёмкостной компенсации (УПК) на дальних линиях электропередачи увеличивает пропускную способность таких линий, оказывает положительное влияние на аperiodическую статическую и динамическую устойчивость, однако при большой степени компенсации может приводить к колебательному нарушению статической устойчивости электроэнергетической системы. Необходимо получить методику совместного определения значений параметров регулирования УПК и АРВ, при которых многомашинная электроэнергетическая система является статически устойчивой. Использовались метод D-разбиения по двум параметрам и графо-аналитический метод. Определены диапазоны изменения параметров регулирования УПК и АРВ для исходного рабочего режима и выявлена тенденция изменения области устойчивости в координатах настроечных параметров АРВ. Предложена методика совместного получения возможных настроечных параметров УПК и АРВ, при которых наблюдается положительное влияние на исследуемую электроэнергетическую систему при осуществлении регулирования с помощью этих устройств.

Ключевые слова —управляемые устройства продольной компенсации, области устойчивости, статическая устойчивость.

Identification of controlled devices setup variables for providing steady state stability of multi-generator electrical power engineering system

Dmitriy Kormilicyn, Julija Churkina

Ivanovo State Power University
Ivanovo, Russian Federation

Abstract - Application of series compensators at long-distance power transmission lines increases the transmission line capacity, makes positive impact on aperiodic steady-state and transient stability but they may cause electrical power system oscillatory instability in case of big compensation ratio. It is necessary to obtain a methodology for joint determination of controlled series capacitors and AEC regulation parameters values, when the multi-generator electric power system is statically stable. Two parameter D-composition method and semi graphical method were used. The ranges of controlled series capacitors and AEC regulation parameters values for the initial operating mode have been determined. A technique is proposed for joint obtaining of possible controlled series capacitors and AEC regulation parameters values, under which a positive effect on the electric power system is observed.

Keywords —controlled series compensators, stability ranges, steady state stability.

I. ВВЕДЕНИЕ

С целью повышения пропускной способности дальних линий электропередачи сверхвысокого напряжения в них включаются устройства продольной ёмкостной компенсации (УПК). Также включение УПК положительно влияет на статическую апериодическую и динамическую устойчивость электроэнергетической системы. Однако, увеличение степени компенсации может приводить к колебательному нарушению устойчивости. Компенсация более чем 50% индуктивного сопротивления передачи приводит к самораскачиванию системы и самовозбуждению машин [1].

II. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Исследование проведено на примере изолированной двухмашинной ЭЭС (Рис. 1). Система включает в себя две электрические станции (на каждой установлено 8 генераторов мощностью 300 МВт), связанные между собой линией напряжением 500 кВ длиной 500 км. В середине линии установлено управляемое УПК; для снижения уровня напряжения на его выводах установлены шунтирующие реакторы. Станции работают на общую нагрузку. Схема замещения исследуемой ЭЭС представлена на рис.2.

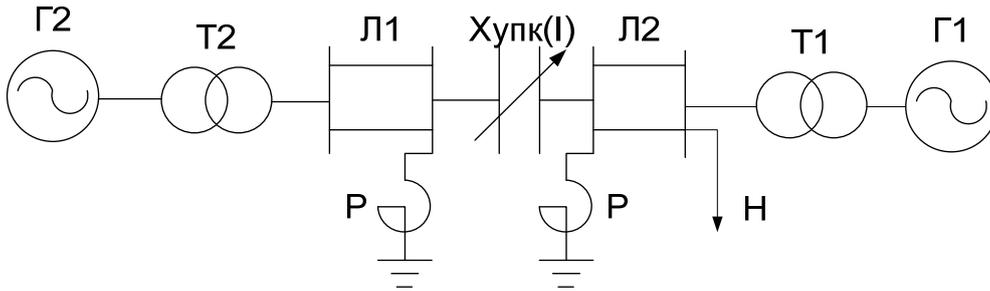


Рис. 1 – Исследуемая ЭЭС

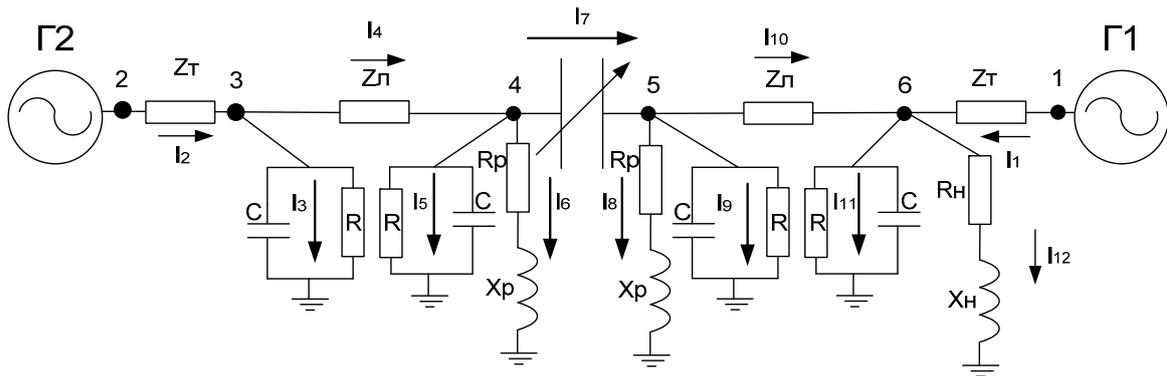


Рис. 2 – Схема замещения исследуемой ЭЭС

Математическая модель исследуемой ЭЭС представляет собой систему следующих дифференциально-алгебраических уравнений:

1. Электромагнитные переходные процессы в эквивалентном генераторе представлены системой уравнений Парка-Горева; уравнения записаны в системе координат d_i-q_i синхронной машины, вращающейся со скоростью ω_i , где i – номер эквивалентного генератора.
2. Электромеханические переходные процессы описаны уравнением движения ротора эквивалентного генератора.
3. Электромагнитные переходные процессы в элементах электрической сети (трансформаторах, линии, реакторах) представлены дифференциальными уравнениями на основе законов коммутации; уравнения записаны в системе координат d_0-

q_0 , вращающейся с синхронной скоростью ω_0 и принятой за опорную.

4. Алгебраические уравнения баланса токов в узлах электрической сети.
5. Уравнения законов регулирования АРВ эквивалентных генераторов.
6. Уравнение регулирования сопротивления УПК.
7. Уравнения, описывающие процессы в эквивалентных генераторах, записаны в системах координат d_1-q_1 и d_2-q_2 , вращающихся со скоростями ω_1 и ω_2 соответственно. При этом процессы во всех остальных элементах сети описаны уравнениями, записанными в системе координат d_0-q_0 . Для корректного моделирования переходного процесса в исследуемой системе также записаны уравнения связи систем координат

синхронных машин с системой координат, принятой за опорную (Рис. 3).

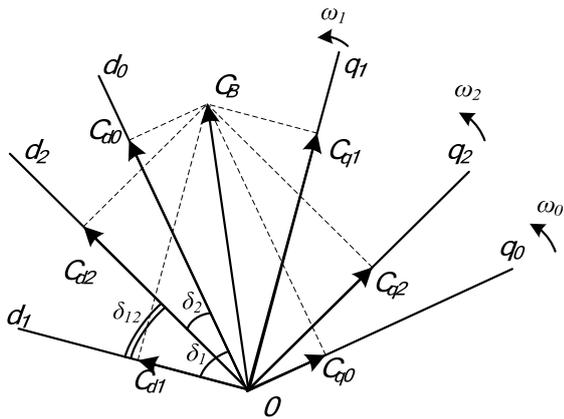


Рис. 3 – Связь систем координат

Регулирование возбуждения эквивалентных генераторов станций осуществляется по отклонению напряжения и по первой и второй производным угла положения ротора генератора по выражению (1).

$$\Delta E_{qe} = -K_0 \cdot (U_{\Gamma} - U_{\Gamma 0}) + (K_{1\delta} p + K_{2\delta} p^2) \cdot \delta, \quad (1)$$

где ΔE_{qe} – изменение установившейся ЭДС,

K_0 – коэффициент регулирования по отклонению напряжения на шинах генератора,

U_{Γ} , $U_{\Gamma 0}$ – фактическое напряжение на шинах генератора и уставка АРВ соответственно,

$K_{1\delta}$, $K_{2\delta}$ – коэффициенты регулирования по первой и второй производным угла положения ротора генератора соответственно,

δ – угол положения ротора генератора,

p – обозначение оператора дифференцирования.

Регулирование сопротивления УУПК производится в зависимости от полного тока линии в соответствии с выражением (2), предложенным ранее [2].

$$X_{\text{УПК}}(I) = \frac{10^6}{\omega \cdot (K_{1\text{УПК}} - K_{2\text{УПК}} \cdot I)}, \quad (2)$$

где I – ток через УПК,

$X_{\text{УПК}}(I)$ – сопротивление УПК,

$K_{1\text{УПК}}$, $K_{2\text{УПК}}$ – коэффициенты регулирования УПК.

В законе регулирования УПК коэффициент $K_{1\text{УПК}}$ определяет степень компенсации в рассматриваемом исходном режиме, коэффициент $K_{2\text{УПК}}$ – крутизну зависимости емкостного сопротивления УПК от полного тока линии. Использование данной характеристики не приводит к нарушению колебательной статической устойчивости в диапазоне возможных рабочих режимов при степенях компенсации, применяемых в практике эксплуатации ЭЭС [3].

III. ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ

Для определения значений коэффициентов регулирования АРВ сильного действия, при которых не

происходило бы колебательного нарушения устойчивости режима ЭЭС, проведен вычислительный эксперимент. По результатам эксперимента построены области устойчивости в координатах параметров регулирования АРВ.

Эксперимент проведен для различных законов регулирования УПК, определяемых коэффициентами регулирования $K_{1\text{УПК}}$ и $K_{2\text{УПК}}$. При фиксации одного из коэффициентов регулирования АРВ ($K_{1\delta}$) и изменении второго ($K_{2\delta}$) построен график изменения взаимного угла во времени при небольшом набросе мощности турбины. Вывод об устойчивости режима производится по характеру протекания переходного процесса (Рис. 4 – Рис. 7).

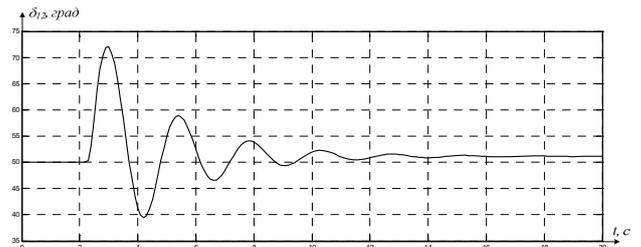


Рис. 4 – Изменение взаимного угла во времени (режим статически устойчив, параметры дальше от границы устойчивости)

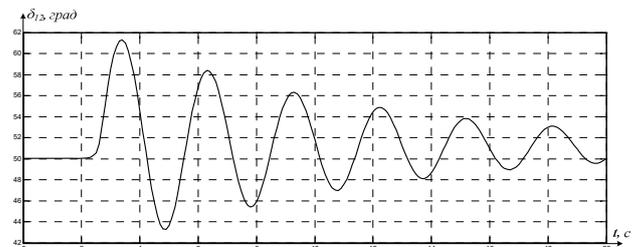


Рис. 5 – Изменение взаимного угла во времени (режим статически устойчив, параметры ближе к границе устойчивости)

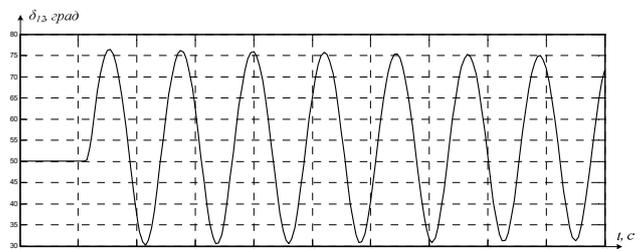


Рис. 6 – Изменение взаимного угла во времени (граница устойчивости)

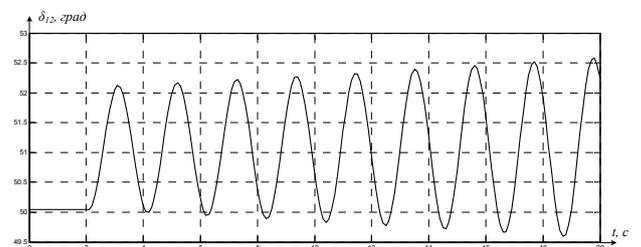


Рис. 7 – Изменение взаимного угла во времени (режим статически неустойчив)

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ

Для построения области устойчивости в координатах коэффициентов регулирования по производным угла АРВ проведен вычислительный эксперимент. Для каждой

комбинации коэффициентов рассчитан переходный процесс при малом возмущении. По характеру переходного процесса сделан вывод о том, является ли система устойчивой при данных значениях настроечных параметров. Таким образом, произведено построение

областей устойчивости при разной крутизне характеристики $X_{УПК}=f(I_{УПК})$ (Рис. 8).

Видно, что при увеличении крутизны зависимости $X_{УПК}=f(I_{УПК})$ (то есть при увеличении коэффициента $K_{2УПК}$) область устойчивости уменьшается.

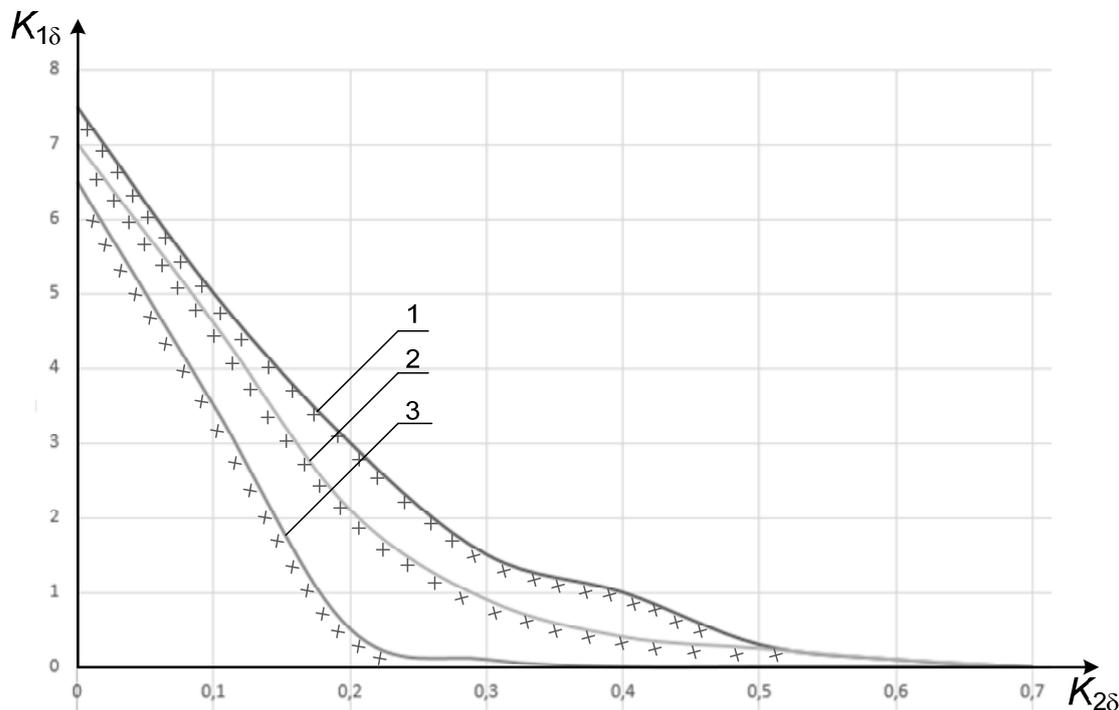


Рис. 8 - Области устойчивости: 1 – $K_{2УПК}=0$; 2 – $K_{2УПК}=2$; 3 – $K_{2УПК}=4$

Для правильного выбора коэффициентов регулирования управляемых устройств необходимо произвести расчеты для всех возможных режимов рассматриваемой электропередачи.

Таким образом, отрицательное влияние управляемой продольной емкостной компенсации на колебательную устойчивость электроэнергетической системы можно устранить путем правильного выбора значений настроечных параметров АРВ сильного действия генераторов электрических станций, входящих в систему. При этом регулируемые устройства оказывают влияние друг на друга: область устойчивости в координатах коэффициентов регулирования АРВ тем меньше, чем больше регулирующее воздействие со стороны УПК.

Список литературы

- [1] В. А. Веников, Н. Д. Анисимова, А. И. Долгинов Самовозбуждение и самораскачивание в электрических системах. – М.: Высшая школа, 1964 г.
- [2] Мартиросян, А. А. Повышение устойчивости электроэнергетических систем с применением регулируемой продольной компенсации: дис... канд. техн. наук : 05.14.02 : защищена 28.06.09 : утв. 10.09.09 / Мартиросян Акоп Арамаисович. – Иваново, 2009. – 146 с.
- [3] Москвин, И. А. Колебательная статическая устойчивость электроэнергетической системы с межсистемной связью, содержащей регулируемое устройство продольной компенсации / И. А. Москвин // Вестн. ИГЭУ. – 2013. – Вып. 5. – С. 46–50.

Улучшение интегральных показателей надежности электроснабжения потребителей распределительных сетей на основе оптимизации расстановки реклоузеров

А.И. Карпов¹, Д.А. Акимов², Ю.И. Шепель²

¹ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого»

Санкт-Петербург, Россия

E-mail: aikarpov.spbpu@gmail.com

²Акционерное общество «Научно-технический центр Единой энергетической системы»

Санкт-Петербург, Россия

E-mail: akimov@ntcees.ru, shepel@ntcees.ru

Аннотация — Оценка надежности электроснабжения проведена с использованием интегрального показателя надежности SAIFI (system average interruption frequency index), отражающего среднюю частоту отключения потребителей. Для нахождения мест установки реклоузеров, соответствующих оптимальному значению индекса SAIFI, был использован генетический алгоритм. Реализация алгоритма была выполнена в программно-вычислительном комплексе (ПК) MATLAB. Получен алгоритм выбора мест установки реклоузеров в распределительных сетях, соответствующих оптимальному значению индекса SAIFI. Предложенный алгоритм позволяет учесть наличие участков сети как с радиальной, так и кольцевой топологией, а также электроснабжение схемы от нескольких источников питания.

Ключевые слова — реклоузер, распределительные электрические сети, надёжность электроснабжения потребителей, интегральные показатели надёжности, оптимизация, генетический алгоритм

Integral indicators improvement (saifi) of power supply reliability in electric distribution systems based on reclosers placement optimization

A.I. Karpov¹, D.A. Akimov², Y.I. Shepel²

¹Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University

Saint-Petersburg, Russia

E-mail: aikarpov.spbpu@gmail.com

²JSC «Scientific and Technical Center of Unified Power System»

Saint-Petersburg, Russia

E-mail: akimov@ntcees.ru, shepel@ntcees.ru

Abstract — SAIFI (system average interruption frequency index) is an integral indicator, which measures the average accumulated duration and frequency of sustained interruptions per customer. It was chosen to estimate power supply reliability. Genetic algorithm was used to find a recloser placement corresponding to the optimal value of SAIFI index. Realization of the algorithm was performed in MATLAB. The algorithm is obtained to determine an optimal location for recloser in the distribution system corresponding to the optimal value of the SAIFI index. The proposed algorithm allows taking into account the availability of grid with either radial or ring topology as well as power supply from several power sources.

Keywords — recloser, distribution systems, power supply reliability, optimization, genetic algorithm

I. ВВЕДЕНИЕ

Зачастую сети 6-35 кВ построены таким образом, что короткое замыкание на каком-либо участке грозит отключением всей секции, к которой одновременно может быть подключено множество потребителей. А специфика

прокладки и устройства воздушных линий (ВЛ) на данных классах напряжений такова, что вероятность короткого замыкания на них достаточно высока. Такие линии электропередачи имеют радиальное строение древовидной структуры. В связи с тем, что в прошлом наблюдался дефицит инвестиций в реконструкцию и

развитие этих сетей, наблюдается рост радиуса электроснабжения потребителей от центра питания. Имеется множество резервных связей, выполненных с помощью ручных разъединителей.

Более того, такие сети являются последним этапом на пути электрической энергии к потребителю, а их протяжённость (в частности ВЛ 6(10) кВ) составляют более 1,5 млн км [1] – почти 45% всей протяжённости всех линий 0,4-110 кВ. А 70% всех нарушений работы случается именно на данных линиях. Длительность отключений потребителей составляет около 70-100 ч в год, что значительно выше, чем в технически развитых западных странах.

В Российской Федерации в рамках Национальной технологической инициативы «Энерджинет» был разработан план мероприятий («дорожная карта») [2], в соответствии с которым планируется изменение законодательства в области нормирования надёжности электроснабжения. Высказываются и разрабатываются предложения о стимулировании предприятий, которым принадлежат распределительные сети, к повышению надёжности экономически, например, регулированием тарифов, введением штрафов или поощрений [3]. Следовательно, перед организациями встаёт задача улучшения эксплуатационных характеристик сетей.

Эффективным способом повышения надёжности электроснабжения в воздушных распределительных сетях является секционирование линии коммутационными аппаратами (пункты секционирования, разъединители) [1]. Наиболее универсальным вариантом автоматического пункта секционирования (АПС) 6-35 кВ является реклоузер. Он имеет в своём составе быстродействующий вакуумный выключатель, который способен отключать токи короткого замыкания. Данный секционирующий аппарат выполняет следующие функции:

1. автоматическое отключение поврежденных участков линии;
2. автоматическое повторное включение;
3. автоматический ввод резерва питания;
4. самодиагностика;
5. измерение параметров режима работы сети;
6. дистанционное управление.

На рисунке 1.1 представлена реализация принципов секционирования и децентрализованного управления аварийным режимом работы сети.

При возникновении короткого замыкания, после отключения повреждённого участка и последующего поочерёдного включения аппаратов в соответствии с алгоритмом работы реклоузера, выключенным останется только ближайший к месту повреждения реклоузер со стороны питания (на рисунке выделенный зелёным цветом, левый), тем самым локализуя место аварии. Затем включается реклоузер, выполняющий функцию автоматического ввода резерва (АВР), для восстановления снабжения электроэнергией потребителей, которые были отрезаны от центра питания. В конце процесса переключений выключенными остаются только реклоузеры, локализирующие место аварии (на рисунке зелёного цвета). Информация об инциденте записывается и передаётся в диспетчерский центр.

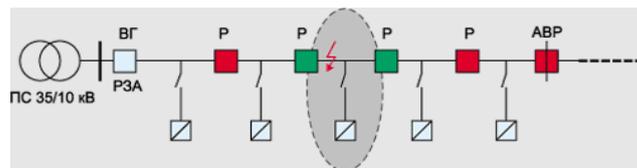


Рис. 1.1. Децентрализованное управление аварийным режимом работы сети. P – реклоузеры; АВР – реклоузер в качестве автоматического ввода резервного питания.

II. РАСЧЁТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЁЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В настоящее время подавляющее число стран для оценки надёжности в области электроэнергетики применяют показатели, базирующиеся на соответствующем стандарте IEEE [4]. Он включает в себя широкий список индикаторов. В России используются некоторые из имеющихся в нём показателей, они прописаны в методических указаниях по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг от Министерства энергетики РФ [5]. Данные индикаторы входят в международные стандарты.

Одним из важнейших среди них является SAIFI (Π_{saifi} – System Average Interruption Frequency Index) – средняя частота прекращения передачи электроэнергии потребителям в каждом расчетном периоде в пределах долгосрочного периода, рассчитываемая по формуле:

$$SAIFI = \prod_{saifi} = \frac{\sum_{i=1}^I N_i}{N_i}$$

Здесь N_i – количество потребителей, устройства которых присоединены к объектам электросетевого хозяйства, в отношении которых произошёл i -ый перерыв электроснабжения, шт.; N_{i-} – максимальное за расчетный период число потребителей, шт.; I – количество перерывов электроснабжения потребителей в расчетном периоде, шт. SAIFI отражает эквивалентную частоту перерывов в электроснабжении на одного потребителя – среднее число перерывов на одного потребителя, который был отключен, в течение определенного периода времени.

Рассмотрим влияние установки реклоузера на индекс надёжности SAIFI (рисунок 2.1 и 2.2). На рисунке 2.2 продемонстрирована простейшая электрическая сеть с установленным реклоузером. Аппарат разбивает схему на зоны, в пределах которых целесообразно складывать повреждаемость элементов. Подробное рассмотрение расчёта описываемого индекса выходит за рамки доклада [6].

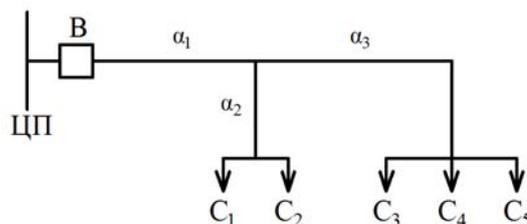


Рис. 2.1. Простейшая электрическая схема распределительной сети с реклоузером.

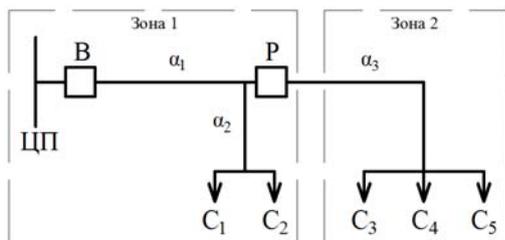


Рис. 2.2. Простейшая электрическая схема распределительной сети с реклоузером.

При одинаковой повреждаемости линий ($\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$) в рассматриваемом периоде, использование реклоузера (Р) позволяет понизить среднюю частоту перерывов электроснабжения потребителей ($C_1 - C_5$) сети с $3\gamma_0$ до $2,6\gamma_0$, где $\gamma_0 = \alpha_i$ – частота аварийных инцидентов на каждом из участков.

III. МЕТОДИКА РАССТАНОВКИ РЕКЛОУЗЕРОВ

Для наиболее эффективного использования реклоузеров в целях повышения надежности электроснабжения потребителей требуется определение оптимальных мест установки данных устройств, что в общем случае является NP-полной задачей.

В отечественных статьях вопрос расстановки реклоузеров практически не рассматривался. В одной из публикаций [6] авторами используется эвристический алгоритм муравьиной колонии, с помощью которого достигается существенно более высокая скорость сходимости к оптимальной расстановке аппаратов в сети по сравнению с полным перебором вариантов. Однако в данной публикации рассматриваются схемы радиальной структуры и с одним источником питания.

Методики выбора расположения реклоузеров рассматривались во многих статьях ([7], [8], [9]). При использовании реклоузеров в сети с большим количеством узлов и аппаратов, компьютерный расчёт может занимать значительное время, например, в статье [6] указывается, что расчёт в сети, граф которой имеет 42 вершины, для 9 аппаратов занимает больше часа, для 10 – почти 4 часа, для 12 – более 29 часов. Поэтому эффективным решением описываемой задачи является перебор мест установки аппаратов быстродействующими эвристическими алгоритмами, что было рассмотрено в статьях многими авторами ([10], [11]). При этом стоит учитывать схемы с наличием нескольких источников питания, что является необходимым условием для постановки задачи в общем случае.

Оптимизация проводится на примере из списка тестовых схем распределительных сетей (Distribution Test Feeders) IEEE [12]. Алгоритм выбора мест установки реклоузеров рассмотрен в данной работе на примере тестовой 37-узловой схемы (рисунок Рис. 3.1). Решается задача расстановки определённого количества аппаратов оптимальным способом. Для рассмотрения сети с двусторонним питанием в данную тестовую схему в узел 741 был добавлен дополнительный источник. Алгоритм реализован в ПВК «MATLAB».

A. Методика расчёта SAIFI

На первом этапе расчёта показателя SAIFI алгоритм делит схему на зоны, ограниченные моделируемыми выключателями или реклоузерами (рисунок 3.1).

Каждая зона имеет своих «соседей», отделяемых выключателем/реклоузером. Методика расчёта показателя учитывает использование сетевого резервирования после локализации аварии ближайшими реклоузерами. Таким образом, короткое замыкание в зоне 2 не приведёт к отключению потребителей зоны 3, которые изначально питались от источника в узле 799.

Алгоритм расчёта SAIFI учитывает число коротких замыканий в каждой зоне, потребителей в узле и зоне, а также и проверку всех остальных потребителей схемы на доступ к источникам энергии после секционирования сети и локализации аварии.

B. Методика поиска оптимальной расстановки реклоузеров

Как было сказано ранее, прямой перебор мест установки реклоузеров в больших схемах занимает продолжительное время. Поэтому для оптимизации расстановки реклоузеров предлагается использовать генетический алгоритм. Стоит отметить, что эвристические алгоритмы не могут гарантированно найти наилучшее решение, однако имеют более высокую скорость сходимости к нему, что для некоторых задач обеспечивает принципиальную техническую возможность получения результата.

Особью является набор ветвей, в которые устанавливаются аппараты. Ген – номер ветви, в которой расположен аппарат. Число возможных номеров генов равно числу свободных для установки реклоузеров ветвей. Выбранной фитнес-функцией является показатель надёжности распределительной сети SAIFI.

Первая популяция особей формируется случайным образом, впоследствии для каждой её особи выбираются номера ветвей – гены, и рассчитывается SAIFI.

Ввиду того, что стоит задача поиска минимального значения показателя, происходит сортировка всех наборов по SAIFI. Отбираются особи с наилучшим значением фитнес-функции с последующим скрещиванием генов самых сильных представителей и появлением потомства, приходящего на смену более слабым особям, затем сортировка повторяется.

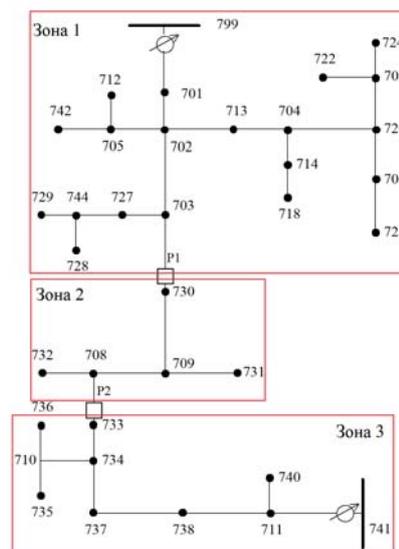


Рис. 3.1. Тестовая схема распределительной сети IEEE для 37 узлов (Distribution Test Feeder) с добавленным источником питания и примером разбиения на зоны.

Если все самые приспособленные особи имеют одинаковый SAIFI, происходит мутация: у всех особей (кроме одной) меняется ген с последующей сортировкой и скрещиванием.

С. Примеры расстановки реклоузеров

Произведём расчёт для выбранной выше схемы (рисунок 3.2). Её подробные свойства описаны в [12]. Повреждаемость ветвей принята пропорциональной длине линий. SAIFI(0)=9,0050 – значение индекса до установки аппаратов. Стрелочками обозначены потребители в сети.

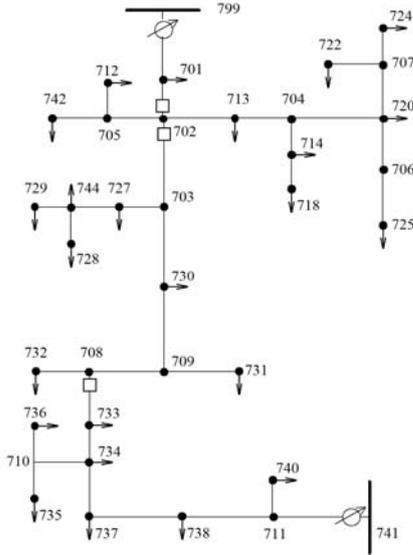


Рис. 3.2. Результаты расстановки для трёх реклоузеров (3)=2,5219.

Составим таблицу результатов работы алгоритма, в которой укажем зависимость найденного SAIFI от количества устанавливаемых аппаратов (таблица I). Сравним эти данные со значениями, полученными при выполнении «жадного» алгоритма. Его суть заключается в том, что для первого реклоузера оптимальное место установки найдено перебором всех ветвей. После фиксации местоположения первого реклоузера новая позиция для второго находится аналогичным способом, но среди оставшихся ветвей. Данный цикл проводится необходимое для расстановки всех аппаратов количество раз.

Таблица I. Зависимость SAIFI от количества установленных РЕКЛОУЗЕРОВ В РАСЧЁТНОЙ СХЕМЕ.

№ реклоузеров	0	1	2	3	4	5	6
SAIFI генетич. алгоритм	9,01	4,42	3,17	2,52	2,19	1,76	1,50
SAIFI «жадный» алгоритм	9,01	4,42	3,25	2,57	2,24	1,96	1,70

Рассчитанный генетическим алгоритмом для случая с двумя реклоузерами в указанной схеме SAIFI(2)=3,1721 является наилучшим, что подтверждено полным перебором всех вариантов расстановок. Однако при использовании описываемого алгоритма данный результат был получен после 15 итераций, которые характеризовались суммарным числом вычислений SAIFI равным 129. Это в несколько раз быстрее, чем при полном переборе, при котором число расчётов равно 7568. При

увеличении числа реклоузеров и узлов в схеме разница в быстродействии указанных методов расстановки будет стремительно возрастать. А расстановка, полученная использованием «жадного» алгоритма, несмотря на существенно более низкие вычислительные затраты её получения является заметно менее оптимальной.

Таким образом, применение реклоузеров является эффективным способом повышения надёжности электроснабжения потребителей. Разработан алгоритм выбора мест установки реклоузеров в распределительных сетях, соответствующих оптимальному значению индекса SAIFI. Предложенный алгоритм позволяет учесть наличие участков сети как с радиальной, так и кольцевой топологией, а также электроснабжение схемы от нескольких источников питания. Использование данного алгоритма возможно как при проектировании новых систем электроснабжения, так и при реконструкции уже существующих.

Список литературы

- [1] Воротницкий В. Реклоузер – новый уровень автоматизации и управления ВЛ 6(10) кВ / В. Воротницкий, С. Бузин // Новости электротехники, №3, 2005. Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2005/33/11.php>.
- [2] План мероприятий "Энерджинет" Национальной технологической инициативы [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://fasie.ru/upload/docs/DK_energynet.pdf.
- [3] Сетям посчитают некачественную энергию / Бачманова К. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://peretok.ru/articles/nets/13783/>.
- [4] 1366-2012 - IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices - Redline [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6329910/>.
- [5] Об утверждении методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций / Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 14 октября 2013 г. N 718.
- [6] Андрикеева С.А. Оптимизация использования автоматических пунктов секционирования для повышения надёжности распределительной сети и энергоснабжения потребителей / С.А. Андрикеева, А.М. Гельфанд, В.Р. Дубонос, В.Г. Наровлянский, О.А. Пшеничникова, А. Л. Толмачев // Электрические станции, №8, 2016. – с. 30–34.
- [7] Nosaki S. Optimization in the Application of Reclosers / S. Nosaki, F.A. Femandes, R. Torrezan // CIREN 97, 2-5 June 1997, Conference Publication No. 438, IEE, 1997.
- [8] Qiu Qin. Recloser Allocation and Placement for Rural Distribution Systems / Qiu Qin, N. Eva Wu // Power & Energy Society General Meeting, 2015 IEEE.
- [9] Armando M. Leite da Silva. Reliability Evaluation of Distribution Systems Considering Automatic Reclosers / Armando M. Leite da Silva, Agnelo M. Cassula, Leonidas C. Resende, Ronaldo M. Almeida, Mario T. Yamasaki, Gustavo M.F. Paula // 8-th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Iowa State University, Ames, Iowa, September 12-16, 2004. – p. 100-105.
- [10] Pregelj A. Recloser Allocation for Improved Reliability of DG-Enhanced Distribution Networks / A. Pregelj, M. Begovic, A. Rohatgi // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 3, August 2006. – p. 1442-1449.
- [11] Farshid Darabi. Reliability Cost Allocation of Protective devices / Farshid Darabi, Alireza Tavakoli Shoostari, Ehsan Babaei, Saeed Darabi // 2011 IEEE Symposium on Business, Engineering and Industrial Applications (ISBEIA), Langkawi, Malaysia. – p. 469-474.
- [12] Distribution Test Feeders / Distribution Test Feeder Working Group. IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee's [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/>.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОРРЕЛЯЦИОННОЙ ВЗАИМОСВЯЗИ КОЛИЧЕСТВА РЕМОНТНЫХ ЗАЯВОК И ЧИСЛА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

С.А. Гусев¹, В.А. Протазанов²

¹ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет», ²Филиал ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ
Екатеринбург, Россия
s.a.gusev@urfu.ru; gogol_8@mail.ru

Аннотация — Электроэнергетическая система (ЭЭС) содержит большое количество технологического оборудования, значительно различающегося нормативным сроком службы, остаточным ресурсом и, в общем, уровнем надежности. Проблема старения основного оборудования ЭЭС является одной из наиболее острых проблем как российской, так и многих мировых энергосистем. С увеличением срока эксплуатации значительно увеличиваются затраты на поддержание оборудования в работоспособном состоянии, т.к., согласно теории надежности, частота отказов начинает возрастать экспоненциально. Вероятность отказа становится еще больше, если ремонтное обслуживание производится не вовремя или не в полном объеме. Здесь возникает вторая серьезнейшая проблема ЭЭС – недостаточность финансовых ресурсов. Поэтому для обеспечения надежности непрерывного процесса производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии крайне важно правильно планировать ремонты электросетевого оборудования. В связи с увеличением числа ежегодных технологических нарушений, встает вопрос определения и анализа корреляционной взаимосвязи количества ремонтных заявок и числа технологических нарушений в электроэнергетической сети. Для определения зависимости между количеством ремонтных заявок и числом технологических нарушений в данной работе используются методы математической статистики и корреляционный анализ, а также ретроспективная выборка ремонтных заявок и технологических нарушений в операционной зоне Свердловского РДУ за 2014-2016 года. В результате определена корреляционная взаимосвязь между числом ремонтных заявок и числом технологических нарушений в электроэнергетической системе. Сформированы функции тренда, характеризующие анализируемые параметры, оценена адекватность количества ремонтных заявок числу технологических нарушений.

Ключевые слова — корреляционная взаимосвязь; технологические нарушения, планирование ремонтов.

CORRELATIONAL RELATIONSHIP BETWEEN ELECTRICAL POWER SYSTEM FAILURES AND REPAIR CLAIMS

Vyacheslav Protazanov¹, Sergey Gusev²

¹Branch of JSC «SO UPS» Sverdlovsk Regional Dispatch Center, ²Ural Federal University
Ekaterinburg, Russia
gogol_8@mail.ru s.a.gusev@urfu.ru

Abstract — Electrical power system (EPS) has a large number of technological equipment which differs significantly in specified and remaining lifetime and, generally, in overall reliability level. The problem of aging of the main EPS equipment is one of the key problems of both Russian and many world power systems. With increasing equipment lifetime, the maintenance costs grow significantly, because the failure rate begins to increase exponentially in accordance with the reliability theory. The outage probability becomes even higher if maintenance is not performed on time or in full. Here we face another key problem – insufficient financial resources. As a result, repair planning is an essential issue for ensuring continuous process of electrical energy generation, transmission, distribution and consumption. Due to increasing number of outages, it is interesting to find and to analyze correlational relationship between outages and repair claims. The paper features statistical theory, correlation analysis and historical data concerning the number of power system failures and repair claims in 2014-2016 years in the operational zone of Sverdlovsk Regional Dispatch Center (RDC). The paper shows correlational relationship between electrical power system failures and repair claims. Moreover, it presents trend functions for the analyzed parameters.

Keywords — correlational relationship, power system failure, repair planning.

I. ВВЕДЕНИЕ

Начиная с 90-ых годов XX века в единой энергетической системе России начали формироваться проблемы, делающие более трудным обеспечение требуемой надежности, и это связано с несколькими факторами [1]:

1. Низкие темпы замены оборудования с подошедшим к концу сроком эксплуатации, нарастающее старение оборудования ЭЭС.
2. Дефицит инвестиций на ввод нового оборудования, модернизацию и продление срока службы действующего оборудования.
3. Неудовлетворительное состояние системы поддержания надежности действующего оборудования, в т.ч. вследствие недостаточной развитости системы стандартов и технических регламентов.
4. Ошибки в кадровой политике отрасли, связанные с вступлением России в Болонский процесс и отказ от системы инженерной подготовки.
5. Частичная утрата ответственности за обеспечение надежности.
6. Проблемы информационного обеспечения, невысокое качество телеметрической информации.

Проблема старения основного оборудования ЭЭС является одной из наиболее серьезных как для российской [1–3], так и для многих мировых энергосистем [4–7].

В соответствии с [3] более 5% турбин отработало срок превышающий 50 лет, около 20% турбин имеют наработку от 40 до 50 лет, примерно 30% генерирующих агрегатов отработало более 30 лет. Доля современных агрегатов, введенных менее 10 лет назад составляет около 5%.

Для сетевого оборудования картина выглядит похожим образом – более 69% оборудования в сетях Холдинга МРСК отработало свой нормативный ресурс, либо находится в заключительной фазе жизненного цикла. При этом 52% уже отработало один нормативный срок, а 7,4% отслужило два и более сроков службы [8].

Ситуация с особо ответственным оборудованием единой национальной энергетической системы, т.е. в сетях ФСК, не выглядит лучше – более половины оборудования устарело физически и морально. Доля подстанционного оборудования, отработавшего более 25 лет, составляет 47%, для линий электропередачи (ЛЭП) эта цифра и вовсе составляет 67%. При этом 17% оборудования подстанций и 26% ЛЭП находятся в аварийном состоянии, отработав более 35 и 40 лет соответственно [1].

Необходимо отметить, что такое положение дел характерно не только для России, но и для многих западных стран. На текущий момент, более 50% трансформаторных мощностей в США отработали более 30 лет (т.е. один нормативный срок), из них 30% находятся в аварийном состоянии и отработали уже два нормативных срока (более 50 лет) [5]. Средний возраст оборудования в Европе в распределительных сетях –

около 40 лет [9]. Проблема заключается в том, что пик ввода новых мощностей и оборудования пришелся на 60-80 годы прошлого столетия, как реакция на послевоенный рост промышленности [10].

Следует отметить, что с увеличением срока эксплуатации значительно увеличиваются затраты на поддержание оборудования в работоспособном состоянии, т.к. согласно теории надежности, частота отказов начинает возрастать экспоненциально [11]. При этом, вероятность отказа становится еще больше, если ремонтное обслуживание производится не вовремя или не в полном объеме. В таких условиях вопрос о эффективном планировании ремонтной кампании встает как нельзя остро: ответственность за принимаемые решения очень высока, т.к. речь идет о дорогом оборудовании, которое участвует в процессе генерации, передачи и распределения энергии миллионам потребителей.

Целью данной работы является экспериментально оценить последствия тенденций, описанных в [1-8], а именно – определить имеется ли рост аварийности и числа отказов, оценить динамику количества ремонтных заявок, служащих индикатором активности ремонтной кампании, а также проверить наличие и силу связи объема ремонтов с количеством отказов в ЭЭС. Для этого были получены, обработаны и проанализированы статистические данные по ремонтным заявкам и отказам в операционной зоне Свердловского РДУ за 2014-2016 года.

II. АНАЛИЗ СТАТИСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПО РЕМОНТНЫМ ЗАЯВКАМ

Все ремонтные заявки, поступающие в ОАО «СО ЕЭС» на согласование, подразделяются на 4 вида:

- плановые – заявки на плановые работы по изменению эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, выполняемые в соответствии с утвержденными графиками ремонта и технического обслуживания объектов диспетчеризации;
- неплановые – заявки на неплановые работы по изменению эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, которые невозможно было предвидеть заранее (отсутствующие в утвержденных годовом и месячном графиках ремонта и технического обслуживания) и необходимость которых возникла в процессе эксплуатации объектов диспетчеризации;
- неотложные – заявки на неплановые работы по изменению эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, выполняемые для повышения (восстановления, стабилизации) эксплуатационных характеристик, требующие срочного отключения для предотвращения непрогнозируемого снижения эксплуатационных характеристик, способных привести к повреждению и последующему аварийному отключению объектов диспетчеризации или заявки на не связанное с отключением объекта диспетчеризации срочное изменение технологического режима работы, возникшее в процессе эксплуатации;

- аварийные – заявки на неплановые работы по изменению эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, выполняемые на объектах диспетчеризации, отключившихся действием устройств РЗА, технологических защит или отключенные оперативным персоналом в соответствии с требованиями производственных инструкций, а также на устройствах РЗА, выведенных из работы автоматически или вручную оперативным персоналом из-за неисправности для предотвращения ложной работы.

На рис. 1 представлено среднегодовое количество заявок в период с начала 2011 года по конец 2016. Условно, ремонтные заявки можно объединить в две группы: «хорошие» - плановые и неплановые, определяющие количество предупредительных ремонтов и «плохие» - аварийные и неотложные, определяющие аварийность в ЭЭС. Исходя из рис. 1, может возникнуть ощущение, что количество «хороших» заявок возрастает, а количество «плохих» остается практически неизменным, что могло бы говорить о высокой ремонтной активности.

Однако, в действительности здесь имеются 2 фактора, вносящих искажение в общую картину. Резкий рост количества заявок в 2012 году вызван тем, что на согласование РДУ начали отправлять заявки на средства диспетчерского и технологического управления (СДТУ), которые включают каналы диспетчерской телефонной связи и каналы телемеханики, изменение состояния которых влияет на работоспособность диспетчерской связи и передачу телеинформации в комплекс АСДУ, централизованных и децентрализованных комплексов противоаварийной и режимной автоматики (ЦПА, ЦСПА, АРЧМ, АРМ). Заметный скачок количества заявок в 2014 году связан с передачей в ведение Свердловского РДУ оборудования Курганского РДУ, вследствие его расформирования. Поэтому, для дальнейшего анализа, с целью исключения этих искажающих факторов, было принято решение рассматривать только выборку с 2014 по 2016 года.

Стоит отметить позитивную динамику в сопоставимых 2012 и 2013 годах – количество аварийных заявок осталось практически неизменным, при этом количество неотложных сократилось более чем на 30%, за счет роста неплановых заявок, что может говорить об улучшении качества превентивных ремонтных работ.

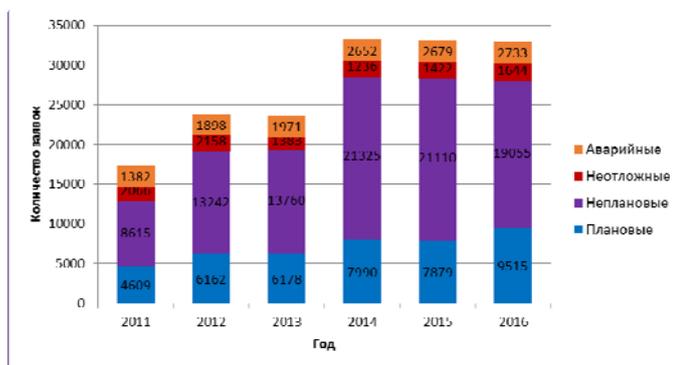


Рис. 1. Количество ремонтных заявок в период с 2011 по 2016 года

Динамика 2014-2016 годов противоречива: с одной стороны, позитивным моментом является явный тренд на

увеличение количества плановых ремонтов, что может говорить об увеличении финансирования ремонтной кампании, улучшении ее планирования и наличии возможности со стороны сети и генерации обеспечить вывод в ремонт большего количества оборудования (т.к. вывод в ремонт зависит от режимных условий); с другой стороны, количество аварийных и неотложных заявок устойчиво возрастает, а число неотложных заявок сокращается, что сигнализирует о недостаточной эффективности применяемых превентивных ремонтных воздействий.

Следующим этапом исследований стала оценка того насколько сильно проведение плановых и неплановых предупредительных ремонтов влияет на количество отказов оборудования ЭЭС. Число ремонтных заявок рассматривалось как дискретная случайная величина, характеризуемая математическим ожиданием (МО) и дисперсией [12].

Математическое ожидание дискретной случайной величины определяется следующим образом:

$$M(X) = \sum_{vi} x_i p_i, \quad (1)$$

где x_i – реализация случайной величины X ; p_i – вероятность этой реализации.

Дисперсия дискретной случайной величины определяется по формуле:

$$D(X) = \sigma^2 = \sum_{vi} (x_i - M(X))^2 p_i, \quad (2)$$

где σ – стандартное (среднеквадратическое) отклонение случайной величины.

Степень взаимосвязанности случайных величин X_i и X_j в данной работе определяется посредством коэффициентов корреляции:

$$r_{ij} = \frac{\text{cov}(X_i, X_j)}{\sigma_i \sigma_j}, \quad (3)$$

где $\text{cov}(X_i, X_j)$ – ковариация случайных величин.

На рис. 2 представлено распределение количества ремонтных заявок по месяцам в 2014-2016 годах. Из рисунка можно заметить, что данные случайные величины имеют достаточно сильную корреляцию.

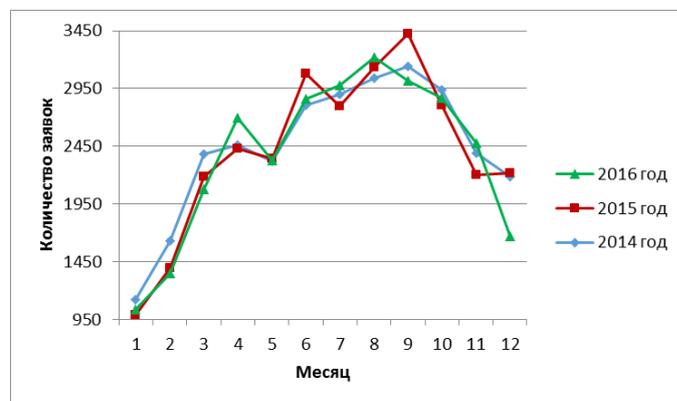


Рис. 2. Распределение ремонтных заявок по месяцам

Математическое ожидание среднемесячного количества заявок в 2014 году составило 2443 штук, в 2015 году 2416 штук, а в 2016 году 2380 штук. Таким образом, явно прослеживается устойчивый тренд на снижение объемов предупредительных ремонтов.

III. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОРРЕЛЯЦИОННОЙ ВЗАИМОСВЯЗИ МЕЖДУ КОЛИЧЕСТВОМ ОТКАЗОВ И РЕМОНТНЫХ ЗАЯВОК

Распределение отказов по месяцам представлено на рис. 3.

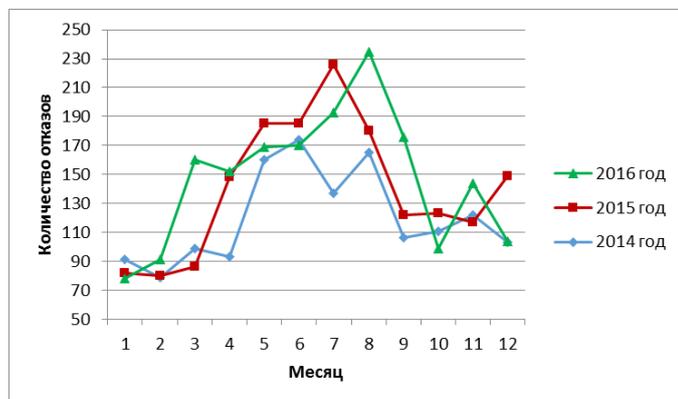


Рис. 3. Распределение отказов по месяцам

Из рисунка 3 видно, что статистическая выборка качественно соответствует теоретическим представлениям о распределении отказов в течение года и пик отказов приходится на грозовой сезон с мая по сентябрь. Математическое ожидание количества отказов в 2014 году составило 120 штук, в 2015 году – 140, в 2016 году – 148. Соответственно, можно говорить о наличии тренда на рост аварийности в ЭЭС. Для отказов также интересно обратить внимание на дисперсию: в 2014 году она составила 924, в 2015 году получено значение 2018, в 2016 году – 1997. Таким образом, явно прослеживается тренд на рост дисперсии количества отказов в 2014–2016, что говорит о возросшей стохастичности в поведении ЭЭС, которая может косвенно свидетельствовать об увеличении возраста ЭЭС и объясняться характерными особенностями оборудования, находящегося в заключительной фазе своего жизненного цикла.

На рис. 4 представлены графики изменения математического ожидания количества ремонтных заявок и количества отказов в 2014–2016 годах, а также тренды, характеризующие дальнейшее изменение анализируемых параметров.

По результатам расчетов, коэффициент корреляции количества предупредительных ремонтов и количества отказов в ЭЭС составил $-0,95$, что подтверждает сильную обратную корреляцию данных параметров.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполненной работы было получено статистически обоснованное подтверждение негативных тенденций, отмечаемых в [1–8]. С каждым годом число плановых и неплановых ремонтных заявок снижается, число аварийных отказов оборудования, наоборот, возрастает. Линии тренда указывают на возможность скорого развития данных тенденций. Корреляция между

данными параметрами для рассмотренных данных составляет $-0,95$ и является очень сильной.

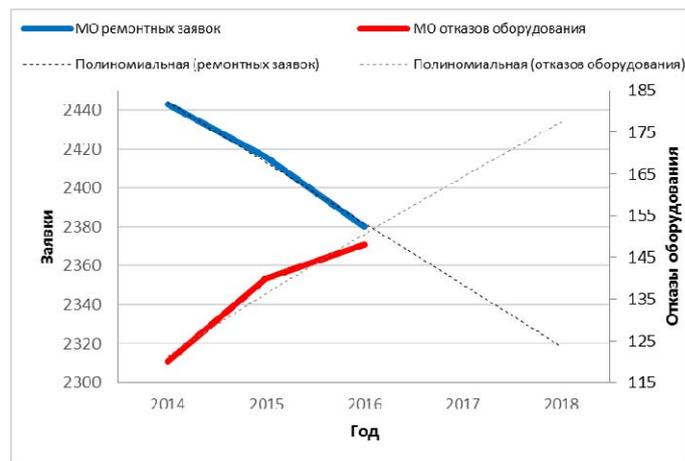


Рис. 4. Зависимость МО количества ремонтных заявок и отказов оборудования и их тренды до 2018 года

Данный результат, с одной стороны, в очередной раз сигнализирует о проблеме опережающего старения оборудования ЭЭС и необходимости поиска дополнительных источников финансирования ремонтной кампании. С другой стороны, в полученном результате имеется и позитивная составляющая – те предупредительные ремонты, которые уже выполняются, имеют относительно высокую эффективность, т.к. сильно влияют на количество отказов в ЭЭС. В дальнейшем, ретроспективные значения коэффициентов корреляции можно использовать для оценки ремонтной кампании: в случае, если значение коэффициента увеличивается год к году, амортизационные фонды используются эффективно.

Список литературы

- [1] Дьяков А.Ф., Стенников В.А., Сендеров С.М. Надежность систем энергетики: проблемы, модели и методы их решения / ed. Воробей Н.И. Новосибирск: Наука, 2014. 284 p.
- [2] Воробей Н.И. et al. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике. Москва: ООО ИД “Энергия.” 2013. 212 p.
- [3] Чельцов М.Б., Пяткова Н.И. Старение электрогенерирующего оборудования - угроза энергобезопасности России // Академия Энергетики. 2010. № 6. P. 28–33.
- [4] Karki R., Billinton R., Verma A.K. Reliability Modeling and Analysis of Smart Power Systems. New Delhi: Springer, 2014. 212 p.
- [5] Brown R.E. Electric Power Distribution Reliability, Second Edition. Second. Boca Raton, FL: CRC Press, 2009. 463 p.
- [6] Ćepin M. Assessment of Power System Reliability: Methods and Applications. Springer, 2011. 322 p.
- [7] Schuerger R., Arno R., Dowling N. Why Existing Utility Metrics Do Not Work for Industrial Reliability Analysis // IEEE Trans. Ind. Appl. 2016. Vol. 52, № 4. P. 2801–2806.
- [8] Пищур А. Оборудование в эксплуатации. Ремонт, ретрофит или полная замена? // Новости ЭлектроТехники. 2010. № 4.
- [9] Guide on economics of transformer management // CIGRE Tech. Broch. 2004. № 248.
- [10] Демидова Ю. Реализация заявленных в Генеральной схеме проектов — трудновыполнимая задача // Электротехнический рынок. 2010. Vol. 36, № 6. P. 30–32.
- [11] Обоскалов В.П. Структурная надежность электроэнергетических систем: учеб. пособие. Екатеринбург: УрФУ, 2012. 196 p.
- [12] Обоскалов В.П., Кокин С.Е., Кирпикова И.Л. Применение вероятностно-статистических методов и теории графов в электроэнергетике. Екатеринбург: УрФУ, 2016. 102 p.

Исследование моделей электрической системы для оценки колебательной неустойчивости электрической системы

В.В. Давыдов¹, П.М. Ерохин², М.А. Прудов³

¹Филиал АО «СО ЕЭС» - ОДУ Сибири, ²АО «СО ЕЭС», ³ГБОУ ВПО «ВСГУТУ»

^{1,3}г. Улан-Удэ, ²г. Екатеринбург

Аннотация — Режим электрической системы подвержен различного рода возмущениям: изменение нагрузки, генерации, состава оборудования, топологии сети и т.д. Поэтому для того, чтобы обеспечить надежное функционирование электрической системы необходимо точно определить пределы статической устойчивости. Эта статья посвящена исследованию моделей Парка-Горева 3-го и 6-го порядка, дополненных автоматическим регулятором возбуждения. В статье рассматривается влияние активного сопротивления линий электропередач и коэффициента демпфирования на устойчивость моделей, и выбираются модели для адекватной оценки колебательной неустойчивости электрической системы.

Ключевые слова — колебательная неустойчивость, модель электрической системы

Studing power system models for assessment of oscillatory instability

Viktor Davydov¹, Petr Erokhin², Maksim Prudov³

¹Join-Stock company System Operator of the United Power System branch – ODU of Siberia

²Join-Stock company System Operator of the United Power System

³East Siberia State University of Technology and Management

^{1,3}Ulan-Ude, Russia, ²Yekaterinburg, Russia

Abstract — The power system state is always under influence different disturbances: changes in generation, load, equipment, topology, etc. Therefore, it is important to accurately assess the steady-state stability reserves. In this paper 3rd order and 6th order Park's model with the automatic voltage regulator are researched. The influence of line resistance and damping coefficient on steady state stability are studied. The most suitable model for assessment of oscillatory stability limits is determined.

Keywords — oscillatory instability, power system model

1. ВВЕДЕНИЕ

Режим электрической системы подвержен различного рода возмущениям: изменение нагрузки, генерации, состава оборудования, топологии сети и т.д. Поэтому, при анализе, планировании и управлении режимами электрической системы важно точно оценить пределы по статической устойчивости. При анализе устойчивости динамических систем различают аperiodическую и колебательную неустойчивость. Для анализа аperiodической неустойчивости нашли применение упрощенные модели, такие как модель с шинами неограниченной мощности. [1]. Анализ колебательной неустойчивости требует использования подробных моделей, учитывающих переходные процессы в синхронной машине, а также действие регулирующих устройств.

Наибольшее распространение для оценки устойчивости электрических систем нашли модели синхронных машин (СМ), основанные на преобразовании

Парка-Горева. Одной из наиболее подробных моделей, основанных на преобразовании Парка-Горева является модель 6-го порядка. Эта модель учитывает переходные процессы в обмотке возбуждения и в трёх демпферных контурах (одном на продольной оси d и двух на поперечной оси q). При добавлении к ней регулятора возбуждения каждой синхронной машине соответствует система уравнений (6ПГ-модель)[2]:

$$\left\{ \begin{array}{l} T_J \frac{d\Delta\omega}{dt} = M_M - E''_d i_d - E''_q i_q - (x''_q - x''_d) i_d i_q \\ \frac{d\delta}{dt} = \omega_0 (\omega - 1) \\ T'_{d0} \frac{dE'_q}{dt} = K_A (v_3 - v) - (x_d - x'_d) i_d - E'_q \\ T''_{d0} \frac{dE''_q}{dt} = E'_q - (x'_d - x''_d) i_d - E''_q \end{array} \right. \quad (1)$$

$$\begin{cases} T'_{q0} \frac{dE'_d}{dt} = (x_q - x'_q) i_q - E'_d \\ T''_q \frac{dE''_d}{dt} = E'_d + (x_q - x''_q) i_q - E''_d \\ T_R \frac{dv}{dt} = (U_2 - v) \end{cases}$$

Здесь $\Delta\omega$ - скорость перемещения ротора относительно синхронно вращающейся оси; T_J - постоянная механической инерции СМ; M_M - механический момент; $E''_d, E''_q, T''_{d0}, T''_{q0}, x''_d, x''_q$ - сверхпереходные ЭДС, постоянные времени, сопротивления по оси d(q); i_d, i_q - ток по оси d(q); δ - угол между ротором СМ и синхронно вращающейся осью; $E'_d, E'_q, T'_{d0}, T'_{q0}, x'_d, x'_q$ - переходные ЭДС, постоянные времени, сопротивления по оси d(q); x_d, x_q - синхронное сопротивление по оси q(d); v, v_s, T_R, K_A - управляющий сигнал, его заданное значение, постоянная времени и коэффициент усиления регулятора возбуждения; U_2 - модуль напряжения на шинах генератора;

Для определения предела по статической колебательной устойчивости электрических систем, как правило, применяется метод последовательного утяжеления. Начиная с устойчивого режима, производится изменение параметров режима и анализ предпоследнего определителя Гурвица Δ_{n-1} на каждом шаге утяжеления. Данная процедура повторяется до изменения знака определителя Гурвица Δ_{n-1} . Использование подробных моделей при анализе статической колебательной устойчивости приводит к значительному увеличению вычислительных и временных затрат. Поэтому широкое распространение получили упрощенные модели, такие как модель Парка-Горева 3го порядка. В данной модели не учитываются переходные

процессы в демпферных обмотках и исключаются из рассмотрения соответствующие уравнения. Для снижения погрешности расчетов, в уравнение движения ротора СМ вводится момент, пропорциональный скольжению $-K_D \Delta\omega$. При добавлении уравнения регулятора возбуждения, каждой СМ соответствует система уравнений (ЗПГ-модель) [3]:

$$\begin{cases} T_J \frac{d\Delta\omega}{dt} = (M_M - (x_q - x'_d) i_d i_q - E'_q i_q - K_D \Delta\omega) \\ \frac{d\delta}{dt} = \omega_0 (\omega - 1) \\ T'_{d0} \frac{dE'_q}{dt} = (K_A (v_s - v) - (x_d - x'_d) i_d - E'_q) \\ T_R \frac{dv}{dt} = (U_2 - v) \end{cases} \quad (2)$$

где K_D - коэффициент демпфирования.

Целью статьи является исследование моделей Парка-Горева 6-го и 3-го порядка, дополненных уравнениями регулятора возбуждения, и выбор моделей, которые больше подходят для адекватной оценки предельных по колебательной устойчивости режимов на примере девяти узловой системы, представленной в Приложении.

II. АНАЛИЗ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

В данной работе исследовалось влияние активного сопротивления линий на устойчивость представленных моделей. Для ЗПГ-модели также рассматривалось влияние коэффициента демпфирования на рассчитываемые ЗПГ-моделью предельные по статической устойчивости режимы. Коэффициент демпфирования ЗПГ-модели описывает взаимодействие демпферных обмоток со статорными обмотками и обмоткой возбуждения. Фактическая величина коэффициента демпфирования модели 3го порядка может быть рассчитана как разность между действительной частью эквивалентной

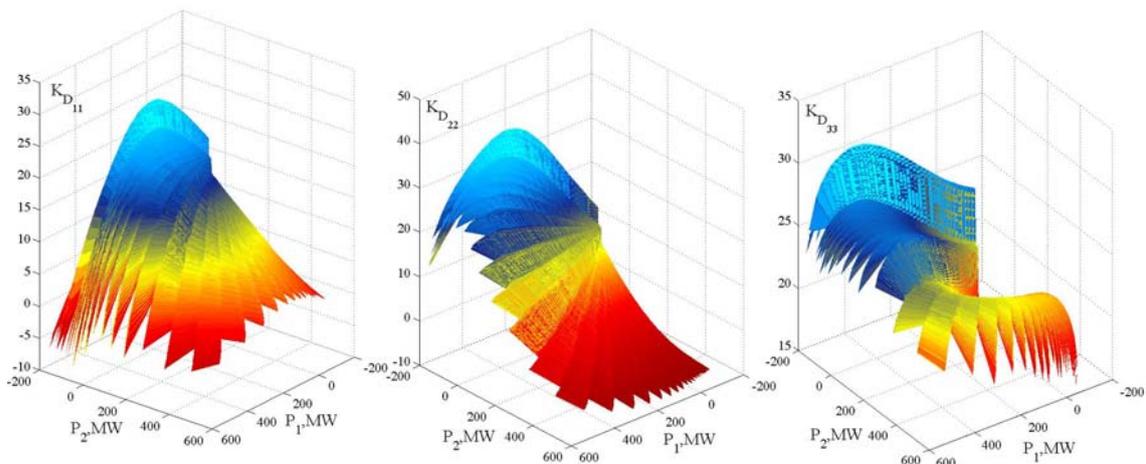


Рис. 1. Собственные коэффициенты демпфирования синхронных машин

передаточных функций $H(p)$ системы уравнений (1) и системы (2) с $K_D = 0$. Эквивалентные передаточные функции $H(p)$ могут быть получены последовательным исключением переменных и приведением систем уравнений (1), (2) к виду $d\Delta\omega/dt = H(p)\Delta\omega$. В случае многомашинной системы демпфирующие свойства системы описываются собственными K_{Dkk} и взаимными K_{Dkm} коэффициентами демпфирования. При подстановке фактических значений коэффициентов демпфирования в систему уравнений (2) предел по статической устойчивости ЗПГ-модели практически совпадает с пределом БПГ-модели [4].

Величина коэффициентов демпфирования зависит от параметров системы, синхронной машины и её регулятора, а также параметров режима. На рис.1 представлены зависимости собственных коэффициентов демпфирования синхронных машин девятиузловой системы от величины активных мощностей P_1, P_2 для направлений утяжеления $\Delta P_5 = -1.25$ МВт, $\Delta P_6 = -0.9$ МВт, $\Delta P_9 = -1$ МВт, $\Delta P_2 = 2 \cdot (1.25 + 0.9 + 1) \cdot \cos(\alpha)$ МВт, где $\alpha = 0 \dots 2\pi$.

Согласно представленному рисунку, коэффициенты демпфирования в процессе утяжеления изменяются в широких пределах и могут принимать отрицательные значения. При проведении практических расчетов в ЗПГ-модели, как правило, используется одни значения собственного коэффициентов демпфирования синхронных машин для всех режимов [5].

Рассмотрим области устойчивости БПГ- и ЗПГ-модели с фиксированным значением коэффициента демпфирования. На рисунке 2 представлено сравнение областей устойчивости модели бго порядка, а также модели 3го порядка с коэффициентом демпфирования $K_D = 5$ и $K_D = 0$ для выбранных траекторий

утяжеления. Рисунки а), б), в) соответствуют параметрам тестовой схемы (см. таблицу III Приложения), а рисунки г), д), е) – тестовой схемы с увеличенным активным сопротивлением, определенным из отношения $R = 0.5 \cdot X$. Зеленым цветом выделена область устойчивой работы, красным – область колебательной неустойчивости.

Согласно представленным результатам модель третьего порядка может дать завышенный предел по статической колебательной устойчивости. Это в особенности относится к тем направлениям утяжеления, при которых производится загрузка второго генератора. Например, при $P_1 = 200$ МВт, предел по статической устойчивости модели бго порядка достигается при $P_2 = 307.1$ МВт (точка А на рис.2 а), для модели 3го порядка с $K_D = 5$ при $P_2 = 404.3$ МВт (точка В на рис.2 б), а для модели 3го порядка с $K_D = 0$ при $P_2 = 374.2$ МВт (точка С на рис.2 в).

Увеличение активного сопротивления системы приводит к уменьшению области существования режимов и, вместе с тем, к уменьшению области колебательной неустойчивости. Предел по статической устойчивости модели бго порядка при $P_1 = 200$ МВт в этом случае соответствует $P_2 = 370$ МВт (точка D на рис.2 г), модели 3го порядка с $K_D = 5$ - $P_2 = 477.9$ МВт (точка Е на рис.2 д), а при $K_D = 0$ соответствует $P_2 = 419.8$ МВт (точка F на рис.2 е).

Таким образом, предел по статической устойчивости модели 3го порядка для девятиузловой системы может быть значительно завышенным, даже при $K_D = 0$. Поэтому ЗПГ-модель не подходит для оценки предельных по статической колебательной устойчивости режимов электрических систем.

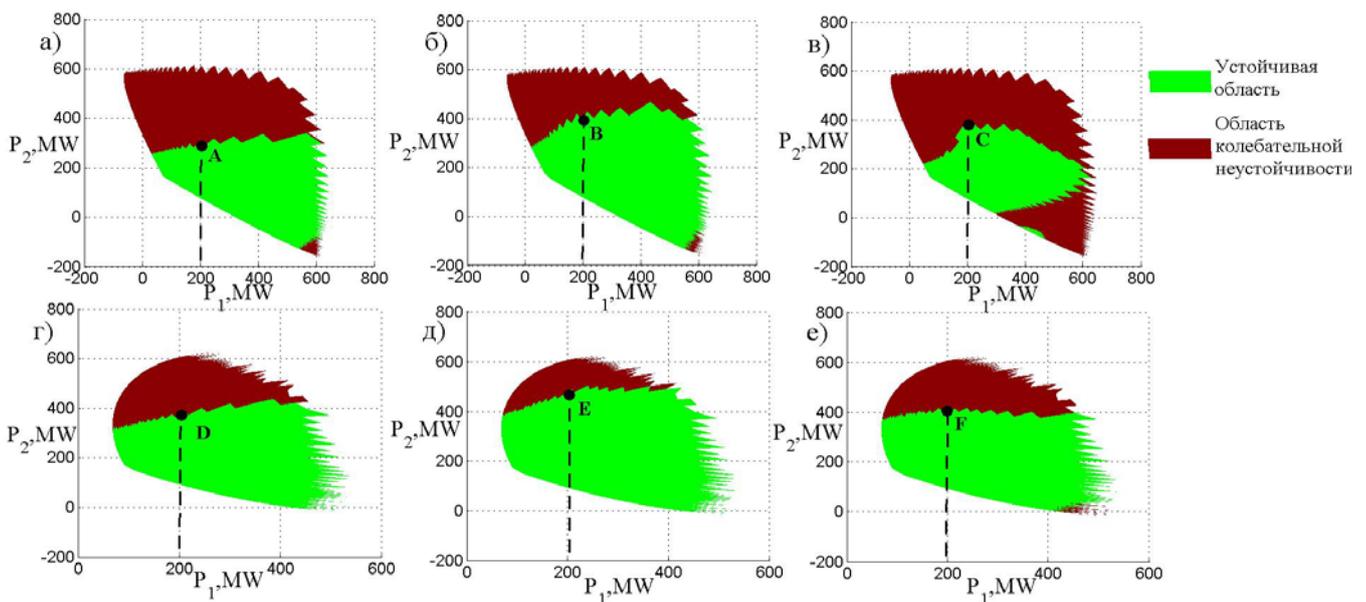


Рис. 2. Области устойчивости моделей а), г) - модели бго порядка; б), д) – модели 3го порядка с $K_D=5$; в), е) – модели 3го порядка с $K_D=0$

III. Выводы

В работе было исследовано влияние активного сопротивления линии на устойчивость моделей Парка-Горева 6-го и 3-го порядка. Для модели 3го порядка также рассматривалось влияние коэффициента демпфирования на статическую устойчивость. Увеличение активного сопротивления линии приводит к значительному уменьшению области существования режима и области колебательной неустойчивости. Результаты модели 3го порядка в большой степени зависят от величины коэффициента демпфирования. Величина коэффициента демпфирования зависит от параметров системы, синхронных машин, их регуляторов. Точная величина коэффициента демпфирования, как правило, не известна. На практике используется приближенное значение коэффициента демпфирования.

Для девятиузловой системы предел по статической колебательной устойчивости модели 3го порядка с положительным коэффициентом демпфирования и нулевым демпфированием получается значительно завышенным по сравнению с более подробной моделью бго порядка. Поэтому модель Парка-Горева 3-го-порядка не подходит для оценки предельных по статической колебательной устойчивости режимов электрических систем.

ПРИЛОЖЕНИЕ. ДЕВЯТИУЗЛОВАЯ СИСТЕМА [6]

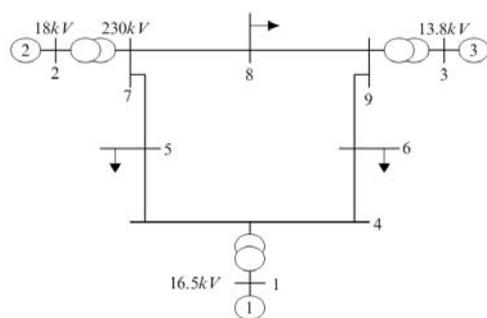


Рис. 3. Девятиузловая система

Таблица I. ПАРАМЕТРЫ СИНХРОННЫХ МАШИН

№ генератора	T_j, c	$R_a, o.e.$	$X_d, o.e.$	$X_q, o.e.$	$X'd, o.e.$	$Xq', o.e.$	$X''d, o.e.$
1	47,28	0	0,146	0,0969	0,0608	0,0969	0,03
2	12,8	0	0,8958	0,8645	0,1198	0,1969	0,055
3	6,02	0	1,3125	1,2578	0,1813	0,25	0,1

Таблица II. ПАРАМЕТРЫ СИНХРОННЫХ МАШИН (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

№ генератора	$Td0', c$	$Tq0', c$	$Td0'', c$	$Tq0'', c$	K_A	T_{Rc}
1	8,96	0,31	0,06	0,06	200	0,02
2	6,5	0,535	0,04	0,06	200	0,02
3	5,89	0,6	0,04	0,04	200	0,02

Таблица III. ПАРАМЕТРЫ ЛИНИИ

От узла	К узлу	Активное сопротивление, o.e.	Реактивное сопротивление, o.e.	Шунтовая проводимость $B/2, o.e.$
4	5	0,01	0,085	0,088
4	6	0,017	0,092	0,079
5	7	0,032	0,161	0,153
6	9	0,039	0,170	0,179
7	8	0,0085	0,072	0,0745
8	9	0,0119	0,1008	0,1045
1	4	0	0,0576	0
2	7	0	0,0625	0
3	9	0	0,0586	0

Список литературы

- [1] Давыдов В.В., Ерохин П.М., Прудов М.А. Исследование предельных режимов моделей электрической системы. // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды VI международной научно-технической конференции. В 2 т., Иваново –ИГЭУ, 2015. Т.1. С 187-192
- [2] Pal M.K. Lecture notes on power system stability – 378 pp.
- [3] Kundur P. Power system stability and control, New York: McGraw-Hill, 1961, 979 p.
- [4] В.В. Давыдов, П.М. Ерохин, М.А. Прудов Исследование моделей оценки колебательной неустойчивости электрической системы. // Электроэнергетика глазами молодежи: материалы VII международной научно – технической конференции. В 3 т., Казань: Казан. Гос.энерг.ун-т, 2016. Т.2. С 190 -193
- [5] Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. -390 с.
- [6] P.M. and Fouad, A.A. Power System Control and Stability , 2nd edn IEEE Press, 2003

Секция № 5

ИНФОРМАЦИОННЫЕ И ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

- Автоматизированные системы диспетчерского и технологического управления
- Системы измерения, сбора и передачи информации в электроэнергетике
- Кибербезопасность в электроэнергетике



Section № 5

INFORMATION SYSTEMS AND TELECOMMUNICATIONS IN ELECTRICAL POWER INDUSTRY

- SCADA systems
- Measurement, acquisition and transmission of information in power engineering
- Cyber security in power engineering

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕРНЕТА ВЕЩЕЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ ДЛЯ МОНИТОРИНГА В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ В ЦЕЛЯХ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ НАДЁЖНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Е. А. Волошин, А. А. Волошин, С. С. Усачев, А.Р. Энтентеев.

Кафедра релейной защиты и автоматизации энергосистем, Национальный исследовательский университет «МЭИ»,
Москва, Россия
E-mail: usachevplayer@mail.ru

Аннотация-в ряде случаев имеется необходимость мониторинга систем низкого напряжения с последующей сохранностью и систематизацией измерений. В условиях низкого уровня развития мониторинга систем низкого напряжения использование новых технологий, основанных на математических алгоритмах позволяет сократить расходы на обеспечение ремонтного обслуживания электрических сетей энергораспределительных систем. При проведении исследования была использована технология Интернет вещей, где за основу разрабатываемого измерителя был взят микроконтроллер ESP8266 и модуль датчика тока ACS712. Как результат проделанной работы представлено конструкторское решение портативного измерителя, позволяющего замерять значения тока в электрических сетях с последующей систематизацией полученной информации и отправкой на сервер. Получен алгоритм работы устройства на базе технологии Интернета вещей. Разработанный измеритель и выведенные алгоритмы работы устройства сети могут быть использованы для улучшения качества мониторинга в электrorаспределительных системах, создания единой системы мониторинга энергетической сети, прогнозирования и оценки технического состояния оборудования и управлением надёжности энергосистемы.

Ключевые слова: Интернет вещей, мониторинг состояния сети, электрические сети, микроконтроллеры, большие данные, мониторинг первичного оборудования.

APPLICATION OF TECHNOLOGY OF INTERNET OF THINGS IN POWER ENGINEERING FOR IMPLEMENTATION OF OPERATIONAL MONITORING OF DAMAGES IN LOW VOLTAGE ELECTRICAL NETWORKS FOR ESTIMATE TECHNICAL CONDITION OF EQUIPMENT AND CONTROLLING OF RELIABILITY OF POWER DISTRIBUTION ENERGY SYSTEM

E.A. Voloshin, A. A. Voloshin, S. S. Usachev, A.R. Ententeev

Relay Control and Automation of Electrical Power Systems, National Research University «MPEI», Moscow, Russia
E-mail: usachevplayer@mail.ru

Abstract - in some cases, there is a need for monitoring low-voltage systems with subsequent conservation and systematization of measurements. In conditions of low-level for monitoring energy distribution systems, the use of new technologies based on algorithms of Internet of things, can reduce the costs of maintenance of electrical networks / power distribution systems. During the research, the technology of the Internet of things was used, where the microcontroller ESP8266 and the ACS712 current sensor module were used as a basis for the developed measuring instrument. As a result we have a constructive solution of the portable meter, allowing measuring the current value in electrical networks with the subsequent systematization of the received information and sending it to a dedicated server. An algorithm for the working of device in the technology of the Internet of things has been obtained. The developed measuring instrument and derived algorithms of network can be used to improve the quality of monitoring in electricity distribution systems, for estimate technical condition of equipment and controlling of reliability of power distribution energy system.

Keywords: Internet of things, monitoring of a condition of a network, electric networks, microcontrollers, big data, monitoring of primary equipment.

Для удобства и увеличения функциональности ESP8266 была помещена на плату NodeMCU, следует заметить, что данная плата необходима только на этапе разработки и в дальнейшем использоваться не будет, по причине высокого энергопотребления (относительно работы ESP8266 без NodeMCU). Для разработки программного обеспечения был использован скриптовый язык программирования «Lua». Выбор языка обусловлен простотой в освоении и хорошей совместимостью интерпретатора с микроконтроллером (быстрая загрузка скриптов).

Для первой версии анализатора состояния сети (ACC-001) в качестве основного датчика, считывающего величину тока в сети, был выбран датчик тока ACS712, имеющий предел измерений 20 А, работающий на основе эффекта Холла. Для питания датчику требуется постоянное напряжение 5 В. Выбор именно этого датчика для ACC-001 обусловлен его хорошей совместимостью с ESP8266 и дешевой. В дальнейшем рассматривается возможность замены ACS712 на бесконтактный датчик тока MP563 с трансформаторным принципом измерения тока. Такая замена позволит упростить монтаж ACC.

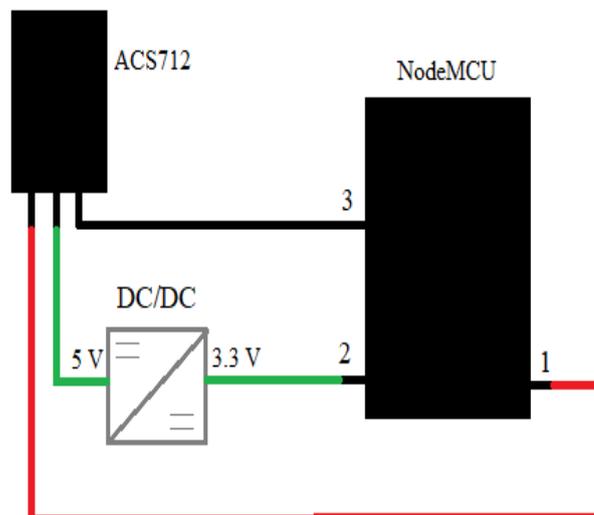


Рис. 3. Схема соединения составных элементов ACC-001

Общий алгоритм работы ACC-001 можно представить следующими шагами:

- 1) Датчик ACS712 считывает величину тока в проводнике, передает полученные значения на микроконтроллер.
- 2) ESP8266, используя аналогово-цифровой преобразователь (АЦП) обрабатывает данные полученные с датчика в виде аналогового сигнала пропорционального току в проводнике, и рассчитывает действующее значение тока в цепи.
- 3) Полученные величины тока отправляются на сервер по протоколу TCP/IP [6], с использованием протокола прикладного уровня передачи данных «HTTP» [7].
- 4) Сервер осуществляет запись полученных значений в базу данных (БД)

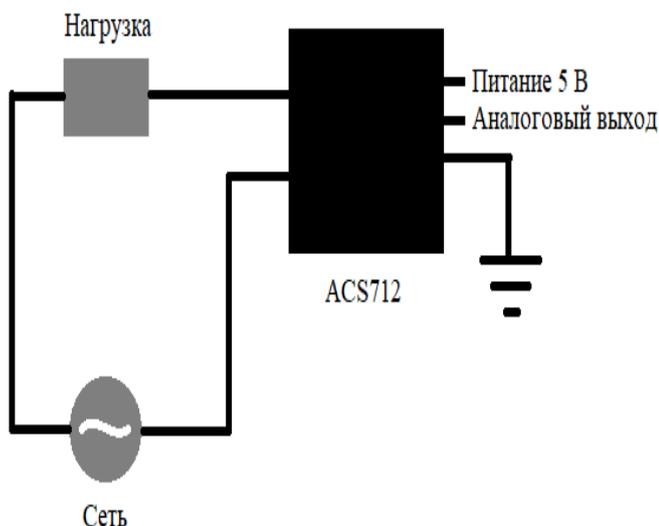


Рис. 2. Датчик тока ACS712 и его контакты

На рис. 3 представлена схема соединения элементов входящих в состав конструкции ACC-001. К плате NodeMCU, на которой находится ESP8266, подается питание (провод питающий платы не изображен на рисунке) с напряжением 5 В. В свою очередь микроконтроллер ESP8266 питается с платы напряжением 3,3 В, также подается питание на датчик тока ACS712 с контакта «1» платы (напряжение 5 В). Значения величины измеряемого тока приходят на контакт «2» платы. Для получения корректных значений между контактом датчика и контактом «2» платы необходимо расположить делитель напряжения, который понижает значение напряжения с 5 В до 3,3 В. Необходимость такого технического решения обусловлена разницей между напряжением, которое подается с датчика тока ACS712 (5 В) и рабочим напряжением (3,3 В) микроконтроллера ESP8266. Контакт «3» - земля.

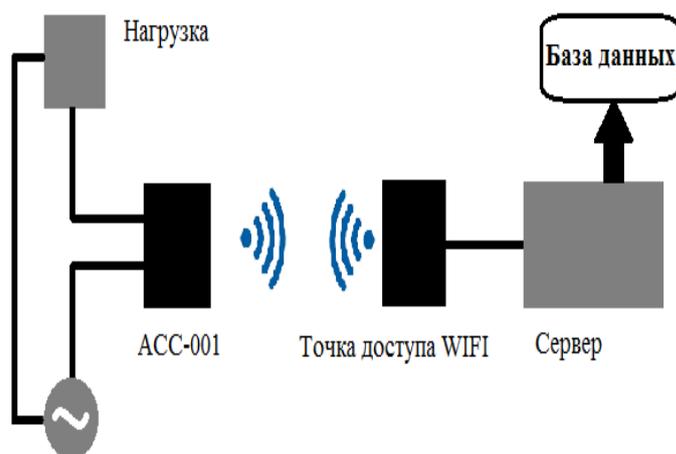


Рис. 4. Упрощенный принцип работы ACC-001

Данный принцип работы уже прошел первые испытания, прототип устройства сконструирован, рассматриваются дальнейшие возможные улучшения его работы. Портативное устройство АСС-001 в перспективе может быть принципиально усовершенствовано через расширение характеристик мониторинга, которые могут включать: измерение температуры и влажности, уровень напряжения в цепи, дискретные сигналы. Кроме того, рассматривается использование технологии сбора энергии из окружающей среды или магнитного поля проводника (EnergyHarvesting [6]), на который установлен АСС для увеличения срока работы без подзарядки аккумуляторов. Также для упрощения создания инфраструктуры планируется переход на альтернативные способы связи АСС между друг другом и сервером.

IV. ОБРАБОТКА БОЛЬШИХ ДАННЫХ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ

Совокупность устройств АСС-001 находящихся в электросетевой сети благодаря одновременному анализу и отправке данных о состоянии участков этой сети даёт возможность максимально быстро локализовать точки аварий и устранить их. Значительный объем информации, непрерывно получаемой с некоторого количества АСС-001, даёт возможность составления некоторой базы статистических данных, что в будущем может помочь в глубоком анализе причин аварии. Анализ причин аварии заключается в создании моделей, которые смогут предсказать возможные аварии на основе статистических данных.

Общий принцип работы системы заключается в постоянном сборе информации о состоянии основных участков энергосетевой цепи. Характеристикой состояния цепи может считаться: совокупность температуры, влажности помещения наличие или отсутствие тока на участке, его величина (всё это планируется реализовать в последующих версиях АСС). Также с датчиков, установленных на участках цепи, будет создаваться большой массив данных, состоящий из времени, условий и местоположений произошедших аварий и не желаемых режимов работы цепи. Данный массив информации в последствие будет обрабатываться методами математического анализа (Bigdata), что может быть использовано для прогнозирования и предотвращения ещё не случившихся аварий.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, нами получен алгоритм работы устройств технологии Интернет вещей. Создано беспроводное устройство (портативный измеритель) Анализатор Состояния Сети – АСС-001, работающий на

базе микроконтроллера ESP8266 с датчиком тока ACS712 и программным обеспечением необходимым для работы и передачи данных в отсутствие непосредственного участия оператора(человека). Анализатор АСС-001 является законченной системой состоящей из средств вычисления, хранения данных и средств соединения с сетью, что даёт возможность для сбора данных о параметрах функционирования электроэнергетического оборудования.

Область применения портативного измерителя АСС-001 – мониторинг в электросетевых системах, формирование единой системы мониторинга энергетической сети. В условиях низкого уровня развития для мониторинга энергосетевых систем, позволяет ССПИ сократить расходы на обеспечение ремонтного обслуживания электрических сетей энергосетевых систем за счет прогнозирования аварийных ситуаций. На данный момент нами подготовлена фундаментальная база для создания единой ССПИ на основе множества АСС. Работа данной ССПИ нацелена на реализацию постоянного сбора больших объемов информации и их дальнейшего анализа. Применяемый подход может быть расширен для сбора информации и анализа технического состояния силового оборудования подстанций. На основании собираемых данных, возможно осуществить прогнозирование отказов оборудования и комплексную оценку состояния оборудования как в рамках одной подстанции, так и в масштабах энергосистемы.

Список литературы

- [1] Шалыт Г. М. Определение мест повреждения в электрических сетях. – М.: Энергоиздат, 1982. – 312 с.
- [2] Фокин Ю.А., Туфанов В.А. Оценка надёжности систем электроснабжения. – М.: Энергоиздат, 1981. – 224 с.
- [3] Открытая лекция Роба ван Краненбурга, основателя Европейского совета по «Интернет вещей» [Электронный ресурс] <http://internetofthings.ru/85-blog/events/70-iot-krasota-i-koevolutsiya-v-tekhnosredakh-novogo-urovnya> (дата обращения: 25.05.2017).
- [4] Индустриальный интернет вещей. Перспективы российского рынка [Электронный ресурс] http://www.rostelecom.ru/projects/IoT/study_IDC2016.pdf (дата обращения: 25.05.2017).
- [5] Статья «устройства обеспечения качества электрической энергии серии ProGRID» [Электронный ресурс] <https://eks.ru/info/articles/ustroystva-obespecheniya-kachestva-elektricheskoy-energii-serii-progrid/> (дата обращения 25.05.2017)
- [6] Крэйг Хант. TCP/IP. Сетевое администрирование, 3-издание. - Пер. с англ. - СПб: Сим-вол-Плюс, 2007. - 816 с., ил.
- [7] Статья «простым языком о HTTP» [Электронный ресурс] <https://habrahabr.ru/post/215117> (дата обращения 25.05.2017)

Программное обеспечение для анализа CIM-моделей оборудования энергосистемы на примере трансформатора

В.Ю. Чухманов¹, А.Ф. Прутик²

¹ФГАОУ ВО "Национальный исследовательский Томский политехнический университет", Томск, Россия

²ФГБОУ ВО "Московский государственный технический университет имени Н.Э. Баумана", Москва, Россия

E-mail: v.chukhmanov@yandex.ru

Аннотация – В связи с широким распространением стандарта Common Information Model (Общей информационной модели, CIM) в современных программных комплексах (ПК), возникает задача анализа моделей оборудования и элементов энергосистем, представленных в данном формате. Из-за сложного характера связей между классами CIM, у пользователя появляются затруднения с восприятием информации, содержащейся в данном формате. Возникает необходимость создания простых инструментов, дающих незнакомому с CIM пользователю представление о структуре файлов, созданных в соответствии с правилами CIM.

При разработке программного обеспечения (ПО) был проанализирован стандарт МЭК 61970-301, описывающий базовые понятия CIM. Для разработки ПО использовалась интегрированная среда разработки Microsoft Visual Studio 2017 с использованием системы построения клиентских приложений Windows Presentation Foundation.

Получено программное обеспечение для анализа CIM-моделей оборудования энергосистемы с представлением содержащейся в данных файлах информации в виде привычных пользователю форм (иерархические деревья, таблицы и др.). Для демонстрации работы ПО используется модель трансформатора.

Программное обеспечение для анализа CIM-моделей позволяет провести быстрый анализ информации внутри CIM-файлов удобным для пользователя способом. Дополнительно пользователь получает представление о структуре CIM-моделей.

Ключевые слова – CIM; Common Information Model; общая информационная модель; МЭК 61970; анализ; трансформатор.

Software for the analysis power system equipment CIM-models by the example of transformer

V.Yu. Chukhmanov¹, A.F. Prutik²

¹The National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

²Bauman Moscow State Technical University, Moscow, Russia

E-mail: v.chukhmanov@yandex.ru

Abstract – Due to wide application of Common Information Model (CIM) standard in modern power system software (PSS), the problem of analyzing the data of power system equipment models performed according to this standard become an urgent task for power system engineers. Because of a complex nature of relationships between the CIM classes, a user has difficulty in perceiving the information contained in this format. There is a need to create simple tools that help a user non-familiar with the standard to understand a structure of files created in accordance with CIM.

The standard IEC 61970-301 describing the basic concepts of CIM was used as a basis for development of software assisting in analysis of CIM-models. To develop this software the integrated development environment Microsoft Visual Studio 2017 and the Windows Presentation Foundation client application building tools have been used.

The results of the development of the software for analysis of CIM-models of the power system equipment are presented in this paper. The developed software allows visualizing the information contained in CIM in user-friendly forms (hierarchical trees, tables, etc.). Transformer model is used to demonstrate the software feasibility.

The developed software for CIM-models analysis allows rapid analysis of information contained in CIM-files in a clear way. In addition, a user gets an idea of the CIM-models structure.

Keywords – CIM; Common Information Model; IEC 61970; analysis; transformer.

1. ВВЕДЕНИЕ

Развитие электроэнергетики, как и в целом промышленности, происходит в направлении всё более широкого применения информационных технологий. Так, компании, работающие в отрасли, стали использовать

широкий спектр программных продуктов, разработанных различными компаниями и имеющих собственные модели, описывающих, как приложение должно хранить данные, предоставляемые пользователем или передаваемые приложением пользователю. Дальнейшее внедрение программных комплексов потребовало

создания стандартов, облегчающих интеграцию и информационный обмен между программными комплексами. Сознвая эту потребность, Международная Электротехническая Комиссия (МЭК) разработала группу стандартов серии 61970, первый из которых был принят в 2005 году. Центральное место в этих стандартах занимает Common Information Model (CIM).

CIM представляет собой универсальный язык описания энергосистемы и её объектов, поэтому может применяться для решения разнообразных задач электроэнергетики. Таким образом CIM позволяет унифицировать обмен данными между системами внутри предприятия, а также обеспечить информационный обмен с внешними системами.

Сложный характер связей между классами CIM вызывает затруднения у пользователей. Это, а также широкое использование CIM в современных программных комплексах, требует создание простых и удобных пользователю инструментов, позволяющих провести анализ структуры CIM-модели оборудования и, при необходимости, внести правки в эту модель. Программное обеспечение (ПО), удовлетворяющее таким требованиям, может помочь пользователям в дальнейшем создавать собственные инструменты для решения конкретных задач, обеспечивая при этом совместимость с современными программными комплексами, такими как, например, программный комплекс СК-11, разработанный отечественной компанией «Монитор Электрик».

II. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОГРАММНОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ

A. Общие требования

Проектируемое программное обеспечение должно иметь удобный и понятный пользователю интерфейс. ПО должно иметь возможность работать с CIM-моделями, представленными в формате RDF/XML. XML (eXtensible Markup Language) сам по себе не позволяет выражать связи между объектами, кроме связи родитель-потомок. Поэтому для CIM-моделей используют XML совместно с RDF (Resource Definition Framework). RDF позволяет определять отношения между XML-узлами посредством присвоения каждому элементу уникального атрибута ресурса (ID). Благодаря этому атрибуту, имеющему уникальное значение для каждого элемента модели, становится возможным создавать ссылки между связанными элементами через присвоение значения, равному атрибуту ресурса другого элемента. Структура CIM-модели должна быть представлена в привычных для пользователя формах: иерархические деревья, текстовые поля, списки и т.д. ПО должно обладать необходимыми функциями для анализа и редактирования.

B. Функции анализа

Функции анализа должны быть сгруппированы на одной вкладке проектируемого приложения. Поскольку анализ должен проводиться для CIM-моделей, представленных в формате RDF/XML, наиболее логичным и удобным будет представление объектов модели в виде иерархического дерева объектов, так как сама структура XML-документа представляет собой иерархию. Кроме того, целесообразно показать пользователю, как выглядит непосредственно содержание XML-документа каждого объекта в составе CIM-модели, для чего удобнее всего

использовать текстовые поля. Должна быть предусмотрена возможность предоставления пользователю справочной информации о классах объектов CIM, их атрибутах и связях, например, в виде диаграммы классов.

C. Функции редактирования

Функции редактирования должны быть сгруппированы на одной вкладке проектируемого приложения, отдельно от функций анализа. На этой вкладке также будет размещаться дерево объектов. Здесь же необходимо реализовать возможность добавления объектов пользователем в дерево и возможность пользователя заполнять атрибуты объектов соответствующих классов. Для этого при добавлении того или иного класса должна появляться форма со списком атрибутов, которые необходимо заполнить. На этой же вкладке необходимо выделить область, в которой пользователь будет видеть конечный результат – редактируемую в данный момент часть модели.

III. ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Поскольку на рабочих местах специалистов отрасли обычно используются операционные системы семейства Windows, было решено создавать приложение на платформе .NET Framework 4.6.1. Это решение позволяет использовать разработанное приложение на операционных системах Windows 7 и более современных Windows 8 и Windows 10. Наиболее функциональной средой разработки для этой платформы является Microsoft Visual Studio 2017 (VS), в которой и будет производиться разработка. Разработка будет производиться на языке C# с использованием системы построения клиентских приложений Windows Presentation Foundation (WPF).

Использование WPF обусловлено наличием у него множества преимуществ, среди которых веб-подобная модель компоновки и декларативный пользовательский интерфейс. Эти свойства WPF позволяют легко отделить логику приложения от визуальной части. На этом основано применение паттерна Model-View-ViewModel (MVVM), который был представлен Джоном Госсманом в 2005 году и который изначально был нацелен на разработку WPF-приложений [1].

MVVM состоит из трех компонентов: Модели (Model), Модели представления (ViewModel) и Представления (View). Модель описывает используемые в приложении данные и может содержать логику, напрямую связанную с этими данными, например, валидацию свойств модели, и не может содержать логику, связанную с визуальным представлением информации. Представление определяет внешний вид приложения (интерфейс), с которым взаимодействует пользователь. Модель и Представления связывает Модель представления через механизм привязки данных. Модель представления также может содержать логику получения данных из Модели для передачи представлению и логику обновления данных Модели при изменении Представления пользователем [2].

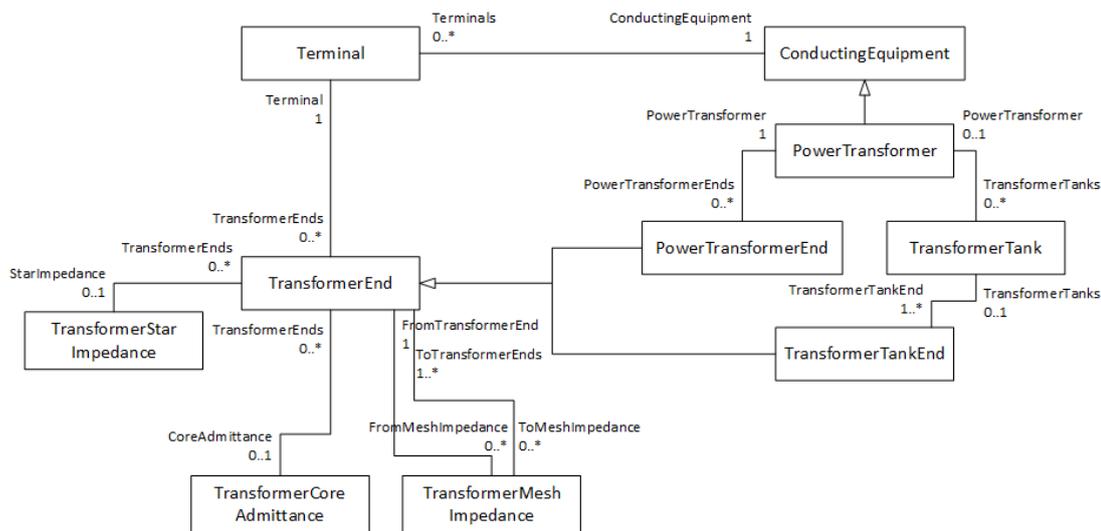


Рис. 1. Диаграмма классов CIM-модели трансформатора

IV. АНАЛИЗ CIM-МОДЕЛИ ТРАНСФОРМАТОРА

Перед разработкой приложения для анализа CIM-моделей энергооборудования, выполним анализ структуры классов CIM-модели конкретного типа оборудования - силового трансформатора (рис.1).

Центральное место в модели занимает класс PowerTransformer, являющийся контейнером для классов PowerTransformerEnd (обмотка трансформатора) и TransformerTank (теплообменник) [3].

A. Атрибуты

Класс PowerTransformer содержит атрибуты, указанные в таблице I.

Таблица I. Атрибуты класса PowerTransformer

Имя	Примечание
beforeShCircuitHighestOperatingCurrent	Наибольший рабочий ток до короткого замыкания
beforeShCircuitHighestOperatingVoltage	Наибольшее рабочее напряжение до короткого замыкания
beforeShortCircuitAnglePf	Угол коэффициента мощности до короткого замыкания
highSideMinOperatingU	Минимальное рабочее напряжение на стороне высшего напряжения трансформатора
isPartOfGeneratorUnit	Указывает, является ли трансформатор частью блока электростанции
operationalValuesConsidered	Указывает, являются ли данные, связанные с обменом информацией о коротком замыкании, долгосрочными
vectorGroup	Указывает тип соединения обмоток и фазовый угол
aggregate	Указывает, является ли экземпляр класса совокупностью оборудования, например, параллельно работающих трансформаторов
normallyInService	Указывает, находится ли оборудование нормально в работе
aliasName	Любое неуникальное текстовое наименование объекта (атрибут устарел)
description	Описание объекта в свободном формате
mRID	Универсальный уникальный идентификатор экземпляра класса
name	Любое неуникальное текстовое наименование объекта

B. Связи

Класс PowerTransformer связан с классами, представленными в таблице 2.

Таблица II. Связанные с PowerTransformer классы

Имя класса	Примечание
PowerTransformerEnd	Трансформатор имеет обмотки.
TransformerTanks	Трансформатор может иметь теплообменник.
BaseVoltage	Базовое напряжение (не применяется для трансформаторов)
SvStatus	Состояние режимного параметра, связанного с трансформатором
ProtectionEquipments	Устройства защиты трансформатора
Terminals	Терминалы для присоединения к другому оборудованию
Faults	Все неисправности этого оборудования
OperationalLimitSet	Режимные ограничения оборудования
ContingencyEquipment	Элемент события, ассоциированный с оборудованием.
EquipmentContainer	Контейнер этого оборудования
PSRType	Настраиваемая классификация для объекта
Controls	Выходы контроллера, используемые для управления оборудованием
Measurements	Измерения, связанные с оборудованием
OperatingShare	Связь с объектами долевого участия
ReportingGroup	Отчётные группы, к которым принадлежит оборудование
DiagramObjects	Диаграммы объектов, связанные с оборудованием
Names	Все имена оборудования

C. Модель переключателя отпаек

Если одна из обмоток трансформатора имеет устройство переключения отпаек, то данный объект класс PowerTransformerEnd связывается с экземпляром класса PhaseTapChanger или RatioTapChanger. CIM-модель переключателя отпаек представлена на рис. 2.

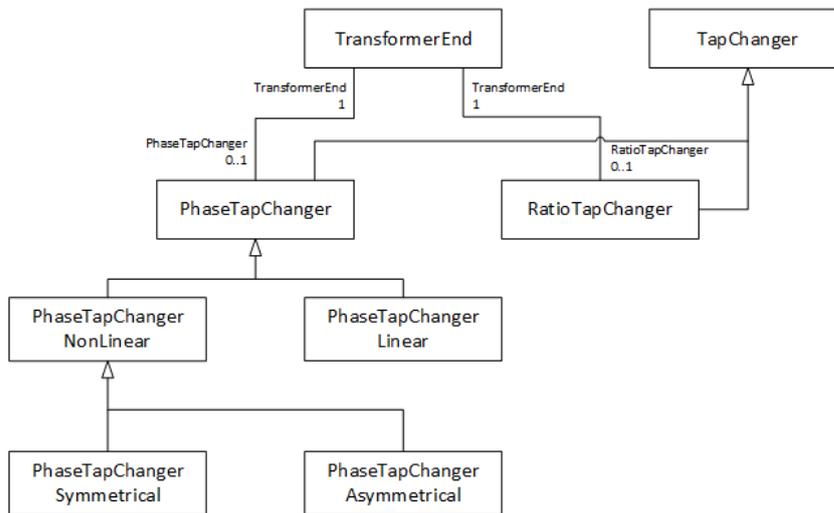


Рис. 2. Диаграмма классов CIM-модели переключателя отпаек

V. РЕЗУЛЬТАТЫ РАЗРАБОТКИ

В соответствии с предложенными в разделе II требованиями было разработано приложение. Форма для анализа состоит из трех зон: левой, центральной и правой. Слева находится дерево объектов, сформированное из находящихся в XML-файле объектов CIM. В центральной части располагается непосредственно содержимое XML-файла. В этой области в зависимости от выбранного в дереве объектов элемента фокус переходит на соответствующий узел XML-файла. Справа находится зона для изображений диаграммы классов и/или справки по выбранному в дереве объектов классу CIM.

Форма для редактирования CIM-модели (рис. 3) также состоит из трёх зон. В крайней левой зоне тоже находится дерево объектов. Центральную область занимает набор текстовых полей и выпадающих списков для изменения значений атрибутов соответствующего экземпляра класса. В правой части отражается текущий результат редактирования – содержание редактируемой части XML-файла модели.

В приложении на текущий момент обеспечена возможность проводить анализ и редактирование моделей силовых трансформаторов. В дальнейшем планируется

добавление возможности работы с другими типами оборудования энергосистем.

Список литературы

- [1] John Gossmann. Introduction to Model/View/ViewModel pattern for building WPF apps [Электронный ресурс]. – Октябрь 2005. – Режим доступа: <https://blogs.msdn.microsoft.com/johngossman/2005/10/08/introduction-to-modelviewviewmodel-pattern-for-building-wpf-apps/>
- [2] John Smith. Patterns - WPF Apps With The Model-View-ViewModel Design Pattern [Электронный ресурс]. – Электрон. журн. – Февраль 2009. – Режим доступа: <https://msdn.microsoft.com/en-us/magazine/dd419663.aspx>
- [3] IEC 61970-301:2016. Интерфейс прикладных программ систем энергетического менеджмента (EMS-API). Часть 301. База общей информационной модели (CIM).

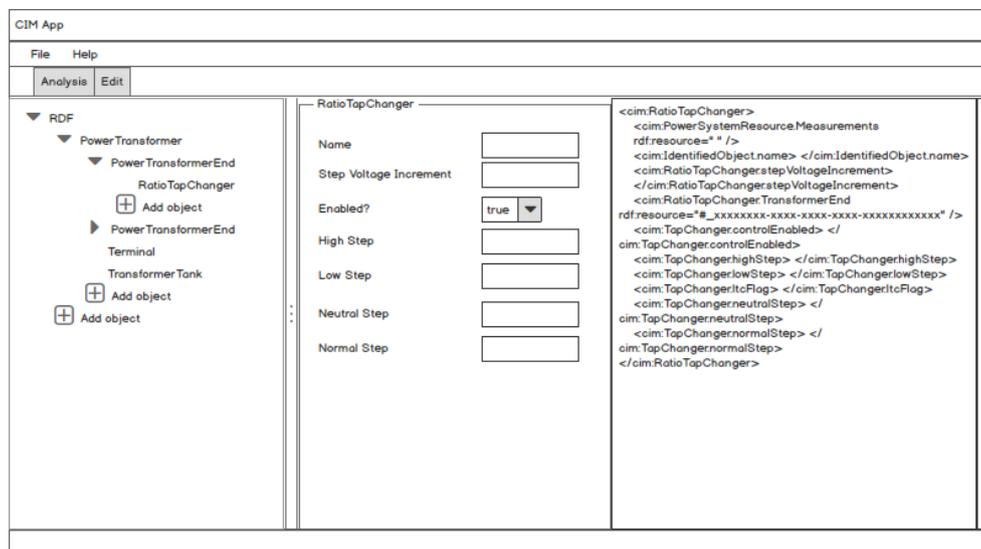


Рис. 3. Эскиз экранной формы для редактирования CIM-моделей

Кластеризация данных при идентификации статических характеристик нагрузки методом пассивного эксперимента

М.А. Кондрашов, А.В. Панкратов

ФГАОУ ВО Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Томск, Россия

Аннотация

Состояние вопроса:

При решении задач оперативно-диспетчерского управления электроэнергетических систем необходимо иметь адекватные модели нагрузки крупных потребителей электроэнергии. В установившихся режимах наиболее полно свойства нагрузки описываются их статическими характеристиками (СХН). Для получения статических характеристик нагрузки могут быть использованы так называемые пассивные эксперименты, которые основываются на накоплении и обработке данных измерений. Одной из важнейших задач обработки таких данных является задача кластеризации.

Материалы и методы:

При проведении исследования были рассмотрены различные методы кластеризации: самоорганизующиеся карты Кохонена, метод k-средних, EM-алгоритм (Expectation-Maximization). Исследование методов кластеризации проводилось на реальных данных телеизмерений.

Результаты:

По результатам работы проведен анализ применимости и сопоставление методов кластеризации данных телеизмерений при решении задачи идентификации статических характеристик нагрузки.

Выводы:

Полученные результаты позволяют выбрать наиболее подходящий метод кластеризации при обработке данных пассивного эксперимента. Дальнейшее развитие исследований направлено на анализ методов фильтрации и регрессионного анализа, что, в конечном счете, позволит создать алгоритм получения статических характеристик нагрузки непосредственно по данным телеизмерений.

Ключевые слова — кластеризация, обработка данных, статические характеристики нагрузки, нейронные сети, пассивный эксперимент, данные телеизмерений

Clustering methods for static load model identification by the passive experiment data

M.A. Kondrashov, A.V. Pankratov

National Research Tomsk Polytechnic University
634050 Tomsk, Russia

Abstract

Background:

Accurate load models are necessary for power system operation. Static load model gives the best description of electric load behavior in steady-state mode. Measurement-based approach to identification of static load model parameters includes passive experiments, which are based on the accumulation and processing of measurement data. One of the most important tasks in this case is data clustering.

Materials and methods:

Various clustering techniques were examined: Kohonen self-organizing maps, the method of k-means, EM-algorithm (Expectation-Maximization). Methods were tested on the set of telemetry data.

Results:

Comparison and analysis of applicability clustering techniques were conducted for static load model identification.

Conclusions:

The researching results allow selecting the most appropriate clustering technique for telemetry data processing. Further research is devoted to investigation of filtering methods and regression analysis. Thus, the ultimate goal is to obtain the algorithm for static load model identification directly from telemetry data.

Keywords – clustering, data processing, static load model, neural network, passive experiment, telemetry data

I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в электроэнергетической отрасли наметился переход на новые информационные стандарты МЭК 61970 и 61968, в совокупности называемые «Общей Информационной Моделью» (Common Information Model, CIM). Данные стандарты определяют семантическую модель, которая описывает элементы энергосистемы в виде объектов специфицированных классов, их свойств и связей.

В связи с этим перед энергетиками наиболее остро встала проблема корректного описания одного из важнейших элементов энергосистемы – электрической нагрузки. Наиболее достоверным способом описания нагрузки являются статические характеристики нагрузки (СХН).

Статические характеристики нагрузки по напряжению – это зависимости активной и реактивной мощности нагрузки от приложенного напряжения в установившемся режиме, при постоянной (как правило, номинальной) частоте. Для большинства крупных узлов энергосистемы СХН по напряжению приближенно описывается полиномом второй степени:

$$\begin{aligned} P(U) &= P_{BAS} \cdot \left(a_0 + a_1 \cdot \frac{U}{U_{BAS}} + a_2 \cdot \left(\frac{U}{U_{BAS}} \right)^2 \right), \\ Q(U) &= Q_{BAS} \cdot \left(b_0 + b_1 \cdot \frac{U}{U_{BAS}} + b_2 \cdot \left(\frac{U}{U_{BAS}} \right)^2 \right). \end{aligned} \quad (1)$$

Способами идентификации СХН являются проведение пассивного или активного экспериментов [1].

При пассивном эксперименте информация об исследуемом объекте накапливается путем пассивного наблюдения, то есть информацию получают в условиях обычного функционирования объекта. Активный эксперимент проводится с применением искусственного воздействия на объект по специальной программе.

Оба способа имеют свои преимущества и недостатки, однако, в пользу пассивного эксперимента говорит его простота и возможность реализации для любого узла нагрузки, особенно при наличии телеизмерений.

В пассивных экспериментах напряжение изменяется в меньших пределах, и они намного продолжительнее по времени, поэтому требования к процедурам обработки данных значительно возрастают. Состояние и состав нагрузки с течением времени может изменяться, поэтому на первом этапе необходимо выделить из всего объема измерений те, которые соответствуют одному и тому же состоянию нагрузки. Эту задачу принято называть задачей кластеризации данных, и до настоящего время работ, освещающих её решение применительно к идентификации СХН, еще не было.

Цель работы: оценить эффективность различных методов кластерного анализа при решении задачи обработки реальных телеизмерений.

II. ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Одними из самых крупных потребителей электрической энергии являются металлургические заводы. Это обусловлено технологическим процессом и

используемым оборудованием, например, дуговые сталеплавильные печи (ДСП) (рис. 1).

Дуговая сталеплавильная печь — электрическая плавильная печь, в которой используется тепловой эффект электрической дуги для плавки металлов и других материалов [2].

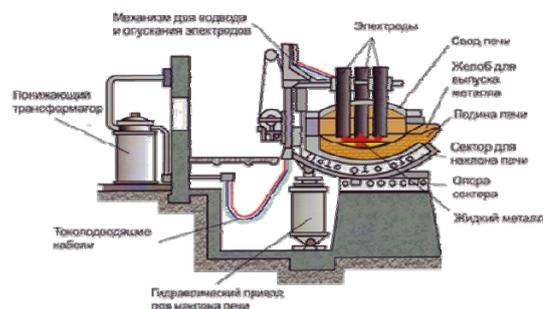


Рис. 1. Принципиальная схема дуговой сталеплавильной печи

Плавление шихты и обработка металла ведутся за счет тепла электрических дуг, горящих между шихтой и электродами.

Для поддержания дуги подается напряжение от 120 до 600 В и ток 10-15 кА. Меньшие значения напряжений и токов относятся к печам емкостью 12 тонн и мощностью 50000 кВА.

В данной работе были использованы данные телеметрии с дуговой сталеплавильной печи емкостью 100 тонн (рис. 2):

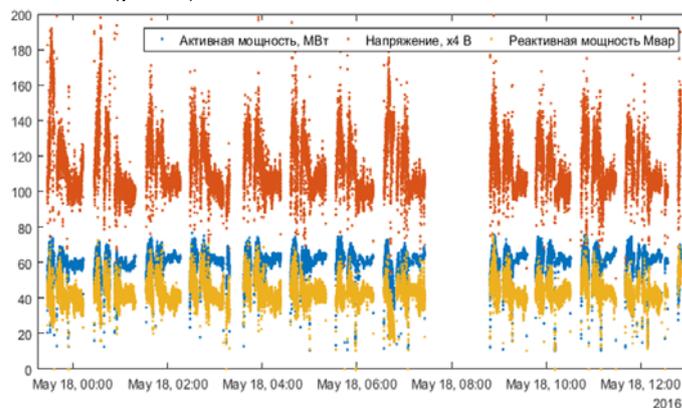


Рис. 2. Данные телеизмерений активной, реактивной мощностей и напряжения

III. ПОНЯТИЕ КЛАСТЕРИЗАЦИИ

Кластеризация (или кластерный анализ) — это задача разбиения множества объектов на группы, называемые кластерами. Внутри каждой группы должны оказаться «похожие» объекты, а объекты разных группы должны быть как можно более отличны. Главное отличие кластеризации от классификации состоит в том, что перечень групп четко не задан и определяется в процессе работы алгоритма [3,4].

Применение кластерного анализа в общем виде сводится к следующим этапам:

- Отбор выборки объектов для кластеризации.
- Определение множества переменных, по которым будут оцениваться объекты в выборке. При необходимости – нормализация значений переменных.

- Вычисление значений меры сходства между объектами.
- Применение метода кластерного анализа для создания групп сходных объектов (кластеров).
- Представление результатов анализа.

IV. МЕТОДЫ КЛАСТЕРНОГО АНАЛИЗА

A. Иерархическая кластеризация

Суть данного метода заключается в том, что на первом этапе определяется сходство или различие между каждой парой объектов в наборе данных используя различные метрики; далее формируется иерархическое дерево бинарных кластеров, используя различные алгоритмы, а затем формируются кластеры, используя результаты второго этапа.

Реализация данного метода представлена на рисунках 3–6:

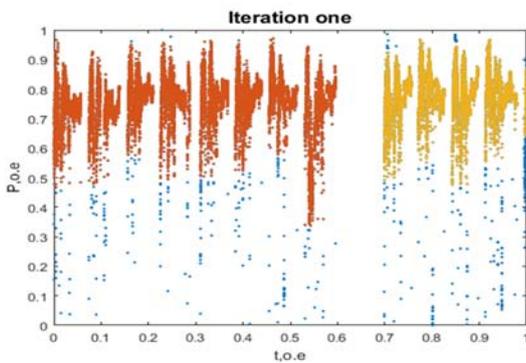


Рис. 3. Результат первой итерации

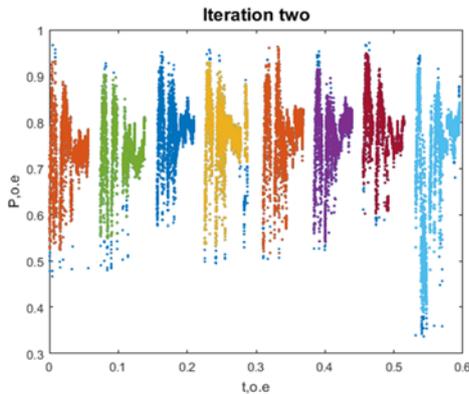


Рис. 4. Результат второй итерации

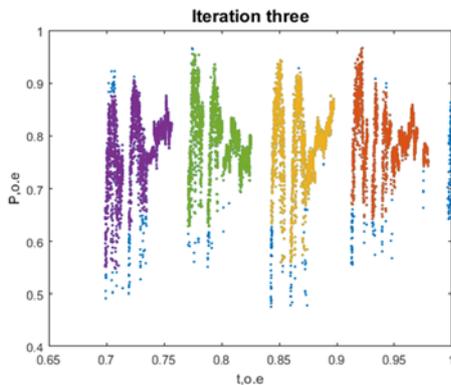


Рис. 5. Результат третьей итерации

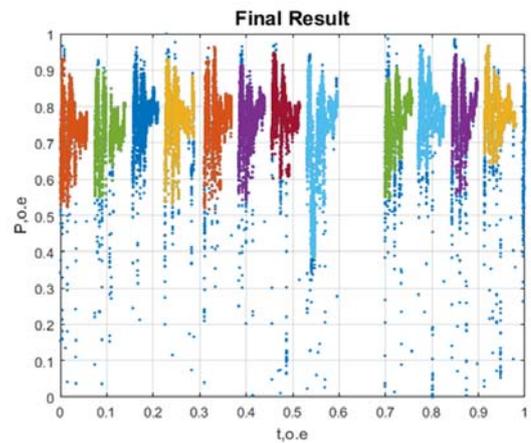


Рис. 6. Финальный результат, полученный методом иерархической кластеризации

Преимущества метода: нет необходимости производить дополнительные операции; достаточное качество кластеризации; простота реализации.

Недостатки: необходимость проведения нескольких итераций, чувствительность к количеству кластеров.

B. Метод Гауссовой смеси

При кластеризации на основе данного метода предполагается, что данные генерируются смесью распределений вероятностей, в которых каждый компонент представляет другой кластер. Генеративные модели обычно решаются с использованием EM-алгоритма, который является наиболее широко используемым методом оценки параметров плотности вероятности конечной смеси. EM-алгоритм начинается со случайной или эвристической инициализации, а затем итеративно использует два шага для решения округлости в вычислениях:

Е-Шаг. Определите ожидаемую вероятность назначения точек данных кластерам с использованием текущих параметров модели.

М-Шаг. Определите оптимальные параметры модели каждой смеси, используя вероятности распределения как веса.

Преимущества: достаточное качество кластеризации; нет необходимости в нескольких итерациях.

Недостатки: необходимость проведения дополнительной операции объединения; чувствительность к количеству кластеров.

C. Метод K-means (K-средних)

Метод K-means использует итерационный алгоритм минимизации внутрикластерной суммы расстояний объектов кластера до его центроида по всем k кластерам, состоящий из двух этапов:

Первая фаза предназначена для поиска приближенного значения центроидов кластеров и предварительной группировки объектов в кластеры.

Вторая фаза предназначена для поиска точного и окончательного решения.

Преимущества: простота реализации.

Недостатки: недостаточная точность; необходимость проведения итераций и дополнительных операций объединения, чувствительность к количеству кластеров.

D. Метод самоорганизующихся карт Кохонена

Самоорганизующихся карт Кохонена предназначены для визуального представления многомерных свойств объектов на двумерной карте. Карты Кохонена производят отображение входных данных высокой размерности на элементы регулярного массива малой размерности. [5]

Преимущества: повышенная точность определения кластеров; нет необходимости проводить итерации; наглядность, нет чувствительности к количеству кластеров.

Недостатки: зависимость от количества эпох; необходимость операции объединения.

Работа сети

- Инициализация карты, то есть первоначальное задание векторов веса для узлов.

- Цикл:

- а) Выбор следующего наблюдения (вектора из множества входных данных).

- б) Нахождение для него лучшей единицы соответствия (ВМУ) – узла на карте, вектор веса которого меньше всего отличается от наблюдения (в метрике, задаваемой аналитиком, чаще всего, евклидовой).

- в) Определение количества соседей ВМУ и обучение — изменение векторов веса ВМУ и его соседей с целью их приближения к наблюдению.

- д) Определение ошибки карты.

Для реализации нейронной сети была выбрана топология гексагональная размера 10 на 10 нейронов (Рис. 7):

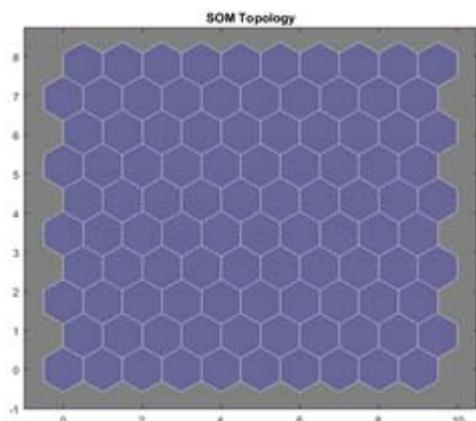


Рис. 7. Топология сети

Результатом тренировки нейронной сети является график положения весов который показывает точками координаты входных векторов, определяемые по первым двум компонентам (Рис. 8):

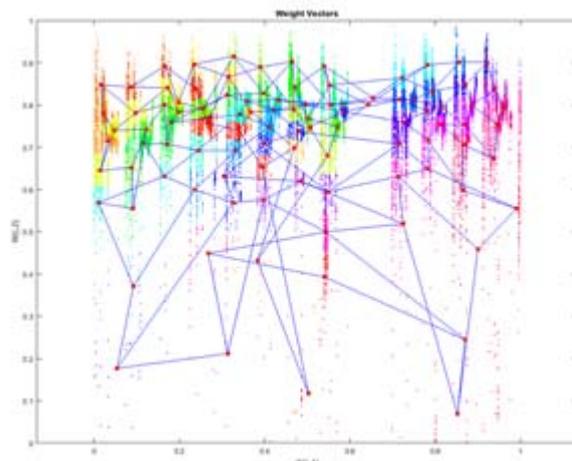


Рис. 8. Положение весов

На основе полученных данных изобразим зависимость активной мощности от напряжения, необходимую для идентификации СХН (Рис. 10)

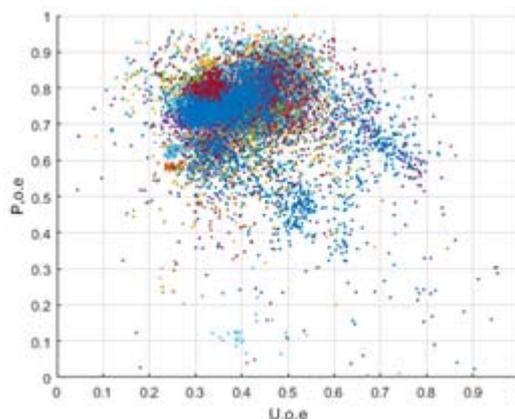


Рис. 10. Зависимость $P(U)$

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ показал, что наиболее удобным, простым и быстрым методом кластерного анализа из рассмотренных выше является способ иерархической кластеризации. В то же время, наиболее точным методом является метод карт Кохонена. Полученные результаты позволяют выделить из всех данных измерений кластеры, относящиеся к одним и тем же состояниям нагрузки, для дальнейшей их обработки методами фильтрации и регрессионного анализа. Таким образом, статические характеристики нагрузки могут быть получены по данным одного лишь пассивного эксперимента.

Список литературы

- [1] Гуревич, Ю.Е. Применение математических моделей электрической нагрузки в расчетах энергосистем и надежности электроснабжения промышленных потребителей / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова. – М.: ЭЛЕКС-КМ, 2008. – 248 с.
- [2] Свенчанский А.Д., Смелянский М.Я. Электрические промышленные печи. Ч. 2. Дуговые печи Учебное пособие для вузов. М.: Энергия, 1970. — 264 с.
- [3] Мандель И. Д. Кластерный анализ. — М.: Финансы и Статистика, 1988
- [4] Воронцов К.В. Алгоритмы кластеризации и многомерного шкалирования. Курс лекций. МГУ, 2007
- [5] Кохонен Т. Самоорганизующиеся карты. — М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2008. — 655 с.

Разработка мобильного помощника.

В.Н. Тульский¹, к.т.н., доц. каф. ЭСС, А.Ф. Крюков², д.т.н., проф. ВМСС, Карвовский³ Д.А., ст.преп. ВМСС.
Е.В. Пушкарский¹, студ, Д.П. Сафоненко², студ, А.К. Бобков³.
ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет МЭИ»
Москва, Россия.
e-mail: evgenijpuskarskij@gmail.com

В статье была рассмотрена замена бумажного листка осмотра воздушной линии электронным мобильным помощником. Мобильный помощник представляет собой планшетный компьютер с мобильным приложением.

Ключевые слова — мобильный помощник, автоматизация, обход воздушной линии.

Development of a mobile assistant.

E. V. Pushkarskiy, D.P. Safonenko, A.K. Bobkov.

Moscow Power Engineering Institute

E-mail: evgenijpuskarskij@gmail.com

The paper examined the replacement of the paper sheet of the air line inspection with an electronic mobile assistant. A mobile assistant is a tablet computer with a mobile application.

Keywords — Mobile assistant, automation, bypass of the air line.

Для нормальной работы ВЛ необходимо минимум раз в год (согласно утвержденным графикам обхода) производить её визуальный осмотр. Осмотр проводит обслуживающий данную ВЛ персонал производственного участка. При осмотре внимание уделяется состоянию опор, фундаментов, изоляции, линейной арматуры, проводов, тросов. Также осматривается состояние охранной зоны ВЛ на наличие деревьев, построек, проведение работ сторонними организациями в охранной зоне ВЛ и т.д. Обход производится от начала и до конца ВЛ. Если ВЛ не полностью находится в ведении производственного участка, обход производится в границах балансовой принадлежности. Лица, производящие осмотры, обязаны немедленно доложить руководству или дежурному диспетчеру ПЭС (РЭС) о неисправностях, могущих привести к повреждению ВЛ, используя для этого телефонную связь, радиосвязь, попутный транспорт. [1]

В последние годы во всем мире наблюдается процесс быстрого распространения смарт технологий в самых различных сферах деятельности, а также усиление влияния данного процесса на социально-экономическое развитие. [2] Принимая во внимание, что лица, производящие осмотр должны немедленно доложить диспетчеру и высокий рост смарт технологий было принято решение о создании мобильного помощника для электромонтеров.

Мобильный помощник представляет собой мобильное приложение работающие на базе операционной системы ADROID. Мобильный помощник рекомендуется использовать на промышленных планшетных компьютерах. Промышленный планшет — планшет, предназначенный для обеспечения работы программных средств в промышленном производственном процессе, через прикосновение пальцами к объектам программы на экране.

Мобильное приложение является заменой традиционному бумажному листу осмотра воздушной линии. В мобильном помощнике содержится лист осмотра воздушной линии в электронном виде.



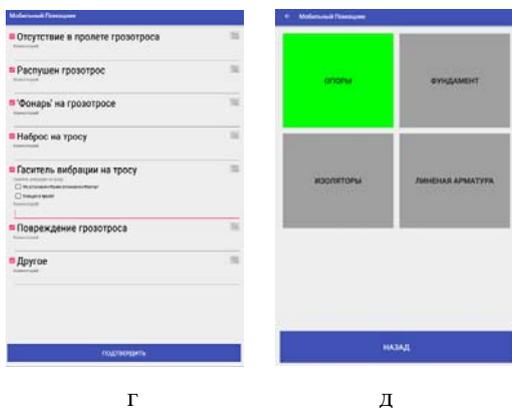
Рисунок 1.

На рисунке 1 видно, что электронный лист осмотра ВЛ является точной копией листа осмотра ВЛ в бумажном варианте.

Электронный лист осмотра воздушной линии заполняется следующим образом. Изначально происходит авторизация пользователя. Авторизация создана с целью недопустимости несанкционированного доступа к приложению посторонним лицам. Далее появляется главное окно программы (рисунок 2 а). После заполнения этого окна следует начинать осмотр. Для этого нажимается кнопка «показать список». Появляется окно (рисунок 2 б). Согласно алгоритму, заложенному в программу, заполнение листка осмотра воздушной линии, всегда начинается с дефектов опоры. Первым этапом вводится номер опоры, с которой начинается осмотр. Далее программы в автоматическом режиме предлагает выбрать тип опоры (анкер металлический, анкер металлический угловой, промежуточного типа металлическая промежуточного типа бетонная, анкер металлический многогранный, анкер металлический многогранный угловой, промежуточного типа металлическая многогранная). Следующим этапом является выбор дефектов, обнаруженных при визуальном осмотре опоры. Все дефекты опор разбиты по типам конструктивных элементов опоры (рисунок 2 в), что значительно облегчает поиск типового дефекта. Если обнаруженный дефект не соответствует типовому, в мобильном приложении есть возможность ввода комментария (рисунок 2 г). После выбора типового дефекта или ввода не типового дефекта обратный переход осуществляется только нажатием кнопки подтвердить (рисунок 2 г), так же в меню «загорается» зеленым цветом тип выбранного конструктивного элемента, к которому относится дефект (рисунок 2 д). Реализовано с целью визуализации выбранных дефектов.



а б в



г д

Итоговые листки осмотра в мобильном приложении выглядят следующим образом (рисунок 3).

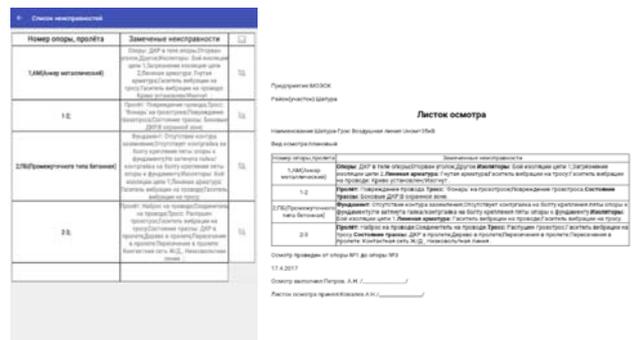


Рисунок 3.

По завершению осмотра лист осмотра воздушной линии сохраняется в формате HTML во внутренней памяти планшетного компьютера.

Мобильное приложение разработано на языке JavaScript. Работает по алгоритму, представленному на рисунке 4.

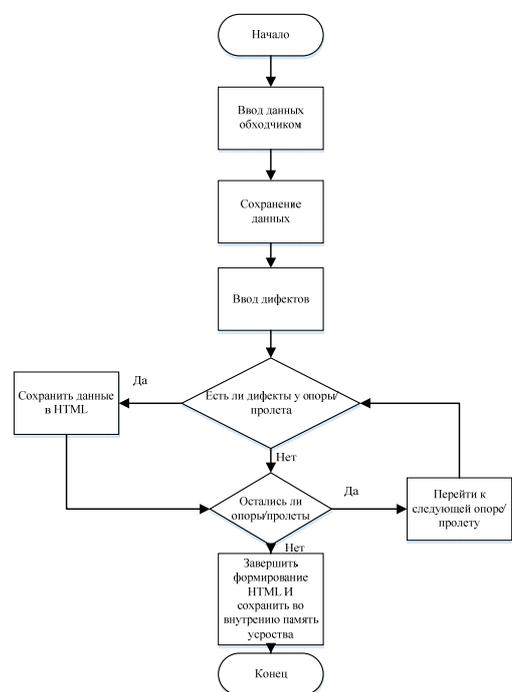


Рисунок 4.

В результате замены стандартного листа осмотра воздушной линии мобильным помощником заметно сократилось время осмотра воздушной линии. При выявлении критических замечаний, описание и фотографию дефекта посредством интернета возможно немедленно направить начальнику участка, что позволяет оперативнее среагировать и устранить возникший дефект.

Список литературы

- [1] РД 34.20.504-94 «Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35-800 кВ»
- [2] Карманов А.М. Статистическое исследование распространения смарт технологий на примере смартфонов: дисертация кандидата экономических наук. Московский государственный университет экономики, статистики и информатики (МЭСИ).- Москва, 2015

ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ВЛИЯНИЕ МЕТОДОВ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ НА РЕЗУЛЬТАТ

А.В. Крохин, Е.С. Кочнева
ФГАОУВО "Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина",
Уральский энергетический институт,
Екатеринбург, Россия
E-mail: alexander_krokhin@hotmail.com, e.s.kochneva@urfu.ru

Аннотация - Измерения, используемые в финансовых взаиморасчетах электроэнергии на оптовом и розничном рынке, поступают от автоматизированных информационно измерительных систем коммерческого учета электроэнергии. Поэтому точность и достоверность этих измерений очень важна. Для минимизации финансовых потерь участников энергообмена и снижения конечной стоимости электроэнергии для потребителей, необходима эффективная методика выявления недостоверных измерений и их ликвидации. В данной статье рассматривается анализ достоверности измерений электрической энергии с использованием задачи энергораспределения, которая позволяет получить расчетные оценки потоков и потерь электрической энергии по всем элементам схемы замещения сети. Прямое влияние на значение коммерческих потерь имеют погрешности расчетов технических потерь, обусловленные применяемой методикой их расчетов. В данной работе использовано несколько методов расчета потерь, использованных в дальнейшем для выявления грубых ошибок в измерениях путем апостериорного анализа.

Ключевые слова: энергораспределение, оценка достоверности измерений, технические потери электроэнергии, измерительный комплекс электроэнергии, метод апостериорного анализа.

THE ASSESSMENT OF THE RELIABILITY OF ENERGY MEASUREMENT AND THE INFLUENCE OF DIFFERENT METHODS OF CALCULATING ENERGY LOSS

A.V. Krokhin, E.S. Kochneva
Ural Federal University named after first President of Russia B.N. Eltsyn
Ural Power Engineering Institute, Ekaterinburg, Russia
E-mail: alexander_krokhin@hotmail.com, e.s.kochneva@urfu.ru

Abstract - Measurements used in the financial settlements of electricity in the wholesale and retail market come from automated information measuring systems for commercial metering of electricity. Therefore, the accuracy and reliability of these measurements is very important. In order to minimize the financial losses of participants in energy exchange and reduce the final cost of electricity for consumers, an effective methodology is needed to identify unreliable measurements and eliminate them. In this paper, analysis of the reliability of electrical energy measurements using the energy flow problem, which allows to obtain quantify of the flows and losses of electrical energy across all elements of the network, is given. The errors in the calculation of technical losses depend on their calculation methods and directly affect to the value of commercial losses. In this research, several methods for calculating losses are given. Further, with the help of the calculated losses, electric energy measurements are estimated by a posteriori analysis.

Key words: energy flow problem, the assessment of the reliability of energy measurement, technical power losses, electrical control package, method of a posteriori analysis.

I. ВВЕДЕНИЕ

За последние годы технологии автоматизированных информационно измерительных систем коммерческого учета электроэнергии значительно усовершенствовались и стали неотъемлемой частью инфраструктуры энергетического бизнеса. Измерения электроэнергии от автоматизированных информационно измерительных систем коммерческого учета используются в финансовых взаиморасчетах на оптовом и розничном рынках электроэнергии, в связи с этим точность и достоверность этих измерений очень важна. Информация об измерениях и о состояниях элементов энергосистемы используется так же в задачах адекватного управления функционированием и развитием элементов энергосистемы. Возникает проблема передачи, фильтрации, оценки и использования полученных данных.

Метрологический контроль и надзор за средствами учета электроэнергии является основным способом обеспечения легитимности коммерческой информации.

Периодичность метрологического контроля не гарантирует исправной и точной работы измерительных систем в течение межповерочного интервала. Поэтому необходимы дополнительные математические методы и анализ выявления некорректных измерений электроэнергии.

В математических моделях часто используется расчетное значение потерь электрической энергии, методов расчета которых существует достаточно много. Методы, использующие большее количество переменных дают более точный результат, но зачастую эти переменные являются не измеряемыми.

II. ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Современный этап развития электроэнергетики страны, особенностью которого является функционирование оптового и розничного рынка ЭЭ, характеризуется высоким уровнем потерь ЭЭ в сетях. В ряде энергосистем относительные потери превышают 20%, а в некоторых электросетевых предприятиях они

достигают 40-50%. Отмечена устойчивая тенденция к дальнейшему росту абсолютных и относительных потерь, если не принимать эффективных мер по их снижению.

Ранее структуру фактических потерь ЭЭ (электроэнергии) часто укрупненно объединяли в две большие группы: технические и коммерческие потери. К первым относили нагрузочные, условно-постоянные потери и расход электроэнергии на собственные нужды подстанций. Все остальные потери, в том числе инструментальные погрешности измерений, относили ко второй группе потерь. [1]

В настоящее время при классификации потерь ЭЭ более часто употребляется термин «технологические потери электроэнергии». Собирательное выражение «коммерческие потери электроэнергии» на сегодняшний день не закреплено в законодательстве, но встречается в отраслевых нормативно-технических документах. [2]

Чтобы избежать путаницы в применяемой терминологии, в укрупненной структуре фактических потерь ЭЭ более корректно обозначить две группы- технологические и коммерческие потери.

А. Технологические потери

Технологические потери включают в себя технические потери в электрических сетях, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче ЭЭ, расход ЭЭ на СН ПС, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета ЭЭ [3]. Технологические потери не являются убытками предприятия в полной мере этого слова, так как стоимость их нормативного объема учитывается в тарифе на передачу ЭЭ.

В. Коммерческие потери

Коммерческие потери невозможно измерить приборами и рассчитать по самостоятельным формулам. Они определяются математически как разность между фактическими и технологическими потерями ЭЭ и не подлежат включению в норматив потерь ЭЭ. Затраты, связанные с их оплатой, не компенсируются тарифным регулированием. Потери ЭЭ, относимые к категории коммерческих, большей частью являются электропотреблением, которое по разным причинам не зафиксировано документально. Отсутствие у сетевых предприятий прямых договорных отношений по энергоснабжению с потребителями, недостаточное финансирование и невозможность значительного увеличения штата сотрудников, контролирующего электропотребление, ограничивает возможности сетевых организаций в выявлении и устранении причин возникновения коммерческих потерь ЭЭ.

С. Методы расчета потерь

Внедрение современных информационных технологий позволяет получать дополнительную информацию о схемах и режимах электрических сетей, использование которой при анализе потерь ЭЭ требует дополнительных исследований с целью разработки эффективных методов расчета. Все вышеизложенное определяет актуальность совершенствования и разработки новых методов расчета и анализа потерь ЭЭ в сетях. Нагрузочные потери ЭЭ за некоторый период времени могут быть рассчитаны одним из следующих методов в зависимости от объема имеющейся информации о схемах и нагрузках сетей:

- Метод расчета потерь по средним мощностям.
- Метод средних нагрузок.
- Метод с использованием дисперсии потоков активной и реактивной мощности.
- Метод с использованием дисперсий и корреляционных моментов связи потоков активной и реактивной мощности с напряжением.

III. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ДОСТОВЕРНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

Анализ достоверности измерительной информации может производиться на основании энергораспределения [4], при выполнении условия наблюдаемости энергораспределения, а также избыточного состава измерений. Критерии наблюдаемости ЭР описаны в [5]. С помощью решения задачи энергораспределения могут быть рассчитаны технические [6], а также локализованы коммерческие потери энергии [7]. В [4, 8, 9] предложена методика повышения достоверности показаний счетчиков электроэнергии расчетным способом без проведения дорогостоящих метрологических поверок.

Математические методы обнаружения некорректных измерений можно разделить на три группы по отношению к задаче оценивания состояния [10]. К первой группе относятся методы априорного анализа, применяемые до начала решения задачи оценивания состояния и обычно позволяют разделить все измерения на «плохие», «хорошие», «подозрительные» и «непроверяемые». [11]. Вторую группу в соответствии с [10] образуют методы поиска плохих данных, используемые непосредственно в ходе решения задачи оценивания состояния. Третья группа методов основана на анализе остатков оценивания, то есть разницы между измеренными и расчетными значениями параметров [10]. Алгоритмы такого апостериорного анализа обладают достаточно высокой чувствительностью к данным, содержащим грубые ошибки, но являются довольно трудоемкими.

Согласно [10], остатки оценивания определяются как разность измеренного и рассчитанного значений потока электроэнергии.

Для определения вектора оценок измерений необходимо составить систему контрольных уравнений. В рамках методов теории оценивания состояния уравнения, содержащие в своем составе все измеряемые переменные, называются контрольными уравнениями. При наличии погрешностей в измерениях электрической энергии невязки контрольных уравнений отличны от нуля. Грубые ошибки приводят к появлению больших невязок.

Для апостериорного анализа плохих данных чаще всего используются взвешенные \hat{r}_W и нормализованные \hat{r}_N остатки оценивания

С помощью линеаризованной системы контрольных уравнений и с учетом того, что невязки контрольных уравнений при подстановке в них истинных или эталонных значений измеряемых переменных равны нулю, определяется матрица, связывающая остатки оценивания с вектором погрешностей измерений, т.е. матрица чувствительности остатков [10].

Далее легко определить ковариационную матрицу и нормализованные остатки оценивания, которые используются для апостериорного анализа измерений.

Измерения с наибольшими остатками оценивания отбраковываются и считаются неверными.

IV. АНАЛИЗ ИЗМЕРЕНИЙ ДЛЯ ТЕСТОВОЙ СХЕМЫ

Применим упомянутую выше методику, подробно описанную в [10], для оценки измерений в некоторой тестовой схеме. При этом проанализируем влияние метода расчета потерь на результат оценивания.

А. Исходные данные

На рисунке 4 приведена схема, состоящая из 14 узлов, имеющая 2 класса напряжения: 110 и 220 кВ. Рассматривается период времени, за который сеть находилась в трех различных установившихся режимах, длительностью 1, 2 и 4 часа соответственно.

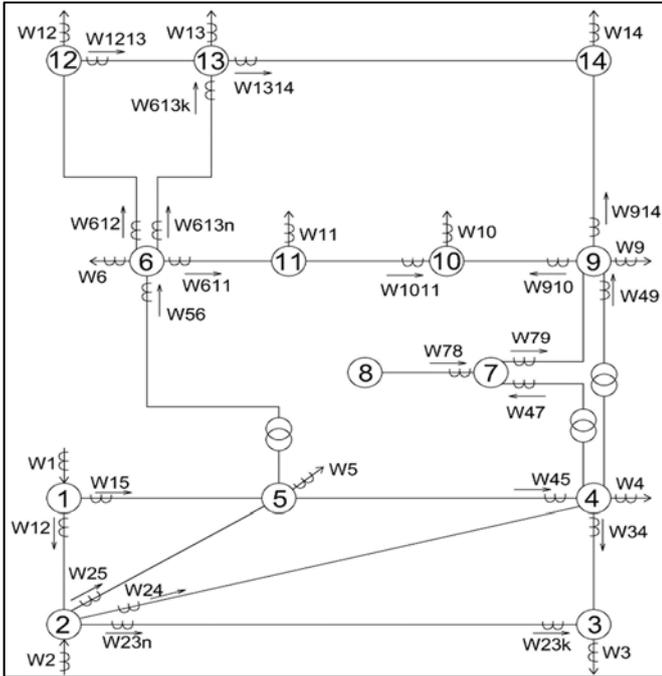


Рис.1. Тестовая схема сети

Исходными данными являются измерения активной и реактивной энергий за определенный промежуток времени. Ввиду некоторых ограничений по объему предоставляемого в данной статье материала, во всех таблицах данной работы приведены не все значения, используемые в расчетах, а лишь некоторые произвольные из них, которые помогут наглядней отобразить результаты предложенного подхода. В таблице 2 приведены измерения активной энергии в сети.

Таблица I. Исходная информация.

Измерение	ЭЭ, МВтч	Погрешность ИКЭЭ - δ , %	Допустимая ошибка σ , МВт*ч
W_1	-1687,6	1,48	$\pm 24,976$
W_{24}	406,33	1,48	$\pm 6,014$
W_{914}	42,74	1,48	$\pm 0,633$

* – минус означает, что поток ЭЭ втекает в узел

В. Расчет потерь различными методами

Для данной сети были рассчитаны потери ЭЭ четырьмя способами: метод №1 - расчет потерь по средним мощностям; метод №2 - средних нагрузок; метод

№3 - с использованием дисперсии потоков активной и реактивной мощности; метод №4 - с использованием дисперсий и корреляционных моментов связи потоков активной и реактивной мощности с напряжением. Результаты расчета приведены в таблице 3.

Таблица III. Сводная таблица по расчету потерь электроэнергии

ЛЭП	Фактические Потери ЭЭ, МВт*ч	Метод расчета потерь ЭЭ			
		№ 1 о.е.	№2 о.е.	№ 3 о.е.	№ 4 о.е.
1 – 2	33	0,978	1,065	0,999	0,999
...
12 – 13	0,038	0,895	0,658	0,974	1,026
γ_{cp} , о.е.		0,064	0,114	0,029	0,023

Расчета по средним мощностям и средним нагрузкам (методы 1 и 2) дают не очень хорошие результаты, так как в заданной сети присутствуют линии с реверсивными перетоками. 4 метод дает более точный расчет при линиях с реверсивными перетоками, поэтому среднее отклонение расчета по данному методу составляет 2,3. Отклонение по методу 3 – 2,9%. Исходя из этого, делаем вывод о том, что если нам задана сеть с большим количеством реверсивных линий, то для расчета потерь целесообразнее использовать метод 4, несмотря на громоздкую формулу и большое количество данных. Если же сеть практически не имеет реверсивных перетоков по линиям, то можно рассчитывать потери электроэнергии и по методу 3, что сократит время расчета, количество используемой информации и сложность исполнения ИКЭЭ.

С. Оценка измерений

Как можно увидеть, в данной сети практически в каждой линии, кроме линий 2-3 и 6-13, установлен всего один измерительный комплекс электроэнергии с какой-либо стороны, т.е. сеть имеет избыточный набор измерений. Следуя алгоритму апостериорного анализа, вычисляются остатки оценивания для всех измерений, данные сведены в таблицу IV.

Таблица IV. Остатки оценивания для измерений.

Измерение	\hat{W}	\hat{r}	\hat{r}_W	\hat{r}_N
W_1	-1687,6	0,151	0,03	0,035
W_{24}	406,623	-0,293	0,119	0,189
W_{914}	43,384	-0,644	0,809	1,283

Как видно из таблицы, все остатки оценивания имеют небольшую величину, поэтому можно сделать вывод о том, что все измерения были произведены верно и не имеют грубых ошибок. Далее посмотрим, как зависят результаты расчета апостериорного анализа для выявления «плохих» измерений, в зависимости от метода расчета потерь ЭЭ. Результаты представлены в таблицах V-VI.

Таблица V. Результаты оценивания.

Измерение	Метод 1				Метод 2			
	\hat{W}	$ \hat{r} $	\hat{r}_W	\hat{r}_N	\hat{W}	$ \hat{r} $	\hat{r}_W	\hat{r}_N
W_1	-1686,4	1,22	0,2 5	0,2 8	-1689,9	2,31	0,4 6	0,5 3
W_{24}	406,6 1	0,2 8	0,1 1	0,1 8	406,2 9	0,0 4	0,0 2	0,0 3
W_{914}	43,31 7	0,5 2	0,7 2	1,1 4	42,99 5	0,2 5	0,3 1	0,4 9

Таблица VI. Результаты оценивания.

Измерение	Метод 3				Метод 4			
	\hat{W}	$ \hat{f} $	\hat{f}_W	\hat{f}_N	\hat{W}	$ \hat{f} $	\hat{f}_W	\hat{f}_N
W_1	-1687,9	0,31	0,06	0,07	-1688	0,23	0,04	0,05
W_{24}	406,57	0,24	0,1	0,16	406,59	0,26	0,1	0,17
W_{914}	43,36	0,62	0,78	1,24	43,4	0,66	0,83	1,31

Искусственно внесем грубую ошибку в измерение по ветви 2-4, так что $W_{24} = 93,45$ МВт·ч. Расчеты представлены в таблице VII.

Таблица VII. Остатки оценивания для измерений, W_{24} содержит ошибку.

Измерение	\hat{W}	\hat{f}	\hat{f}_W	\hat{f}_N
W_1	-1583,33	-104,27	20,86	23,73
W_{24}	134,55	-41,10	41,09	95,83
W_{914}	40,37	2,37	2,98	4,72

Максимальный как взвешенный, так и нормализованный остаток соответствует измерению с грубой ошибкой. Таким образом, из набора измерений следует исключить W_{24} . После проведения аналогичной процедуры расчетов получены результаты, представленные в таблице VIII.

Таблица VIII. Остатки оценивания для измерений, W_{24} было исключено.

Измерение	\hat{W}	\hat{f}	\hat{f}_W	\hat{f}_N
W_1	-1680,98	-6,62	1,33	1,55
W_{24}	–	–	–	–
W_{914}	43,40	-0,66	0,83	1,31

Из таблицы видно, что величина остатков небольшая, можно сделать вывод о том, что было удалено измерение, содержащее грубую ошибку.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Существует значительное количество методов расчета потерь ЭЭ, в данной статье были применены некоторые из них. Как показал анализ, нет особой необходимости вводить дополнительные данные, трудоемкие для определения, чтобы рассчитать потери ЭЭ в рассматриваемом элементе электрической сети. Вычислительный эксперимент показал, что достаточно использовать метод расчета потерь ЭЭ через дисперсии потоков активной и реактивной мощности, т. к. данной метод дает неплохой результат. Если же сеть имеет большое количество линий с реверсивными перетоками,

то есть смысл вводить ковариации, дисперсии и средние значения для более точного определения потерь ЭЭ.

Так же был рассмотрен метод апостериорного анализа для выявления недостоверной информации, которая поступает от ИКЭЭ. Можно видеть, что разработанные в рамках теории оценивания состояния методы выявления грубых ошибок, успешно применяемые для телеизмерений, могут быть применены для достоверизации измерений ЭЭ в рамках модели энергораспределения. При этом анализ взвешенных остатков оценивания более чувствителен к выявлению грубых ошибок, нежели нормализованных.

Список литературы

- [1] РД 34.09.254 «Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений И 34-70-028-86», М., СПО Союзтехэнерго, 1987.
- [2] Рд 153-34.0-09.166-00 «Типовая программа проведения энергетических обследований подразделений электрических сетей АО-энерго» СПО ОРГРЭС, 2000.
- [3] Приказ Министерства энергетики РФ от 30.12.2008 г. № 326 «Об организации в министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям».
- [4] Егоров А.О., Кочнева Е.С., Паздерин А.В., Скворцов П.Г. Использование метода контрольных уравнений для анализа достоверности и наблюдаемости измерений электроэнергетики. Электрические станции. 2011. № 11. С. 42-46.
- [5] Бартоломей П.И., Паздерин А.В. Наблюдаемость распределения потоков электрической энергии в сетях. Известия Вузов. Проблемы энергетики. 2004. № 9-10. С. 24-33
- [6] Паздерин А.В. Расчет технических потерь электроэнергии на основе решения задачи энергораспределения. Электрические станции. 2004. № 12. С. 44-49.
- [7] Паздерин А.В. Локализация коммерческих потерь электроэнергии на основе решения задачи энергораспределения. Промышленная энергетика. 2004. № 9. С.6-20.
- [8] Егоров А.О., Кочнева Е.С., Паздерин А.В. Достоверизация измерений электроэнергии расчетными методами. «Разработки молодых специалистов в области электроэнергетики 2008. Сборник докладов научно-практической конференции». М.: ООО «Диалог Электро», 2008. Стр. 146-148.
- [9] Скворцов П.Г., Егоров А.О., Паздерин А.В. Метод диагностики системы учёта электроэнергии на основе задачи энергораспределения. Энерго и ресурсосбережение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Сборник материалов научно-практической конференции и выставки студентов, аспирантов и молодых учёных 14-18 декабря 2009 г., стр.282-285.
- [10] Гамм А.З., Колосок И.Н. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах. Новосибирск: Наука. 2000. 152 с.
- [11] Паздерин А.В. Повышение достоверности показаний счетчиков электроэнергии расчетным способом. Электричество. 1997. № 12.

Интеллектуальная система диспетчерского управления ЭЭС и ее развитие на территории ЕЭС России

Д.В. Пшеничный
ФИЛИАЛ АО «СО ЕЭС» ТВЕРСКОЕ РДУ
Тверь, Россия
PshDmV@gmail.com

Аннотация – в настоящее время автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ) выполняют функции технического учета контролируемых параметров, мониторинга текущего состояния оборудования, работоспособности каналов связи, сбора информации с цифровых измерительных преобразователей, устройств микропроцессорных РЗА, интеллектуальных счетчиков электроэнергии. При существовании огромных вычислительных мощностей, необходимой базы последовательности выполнения расчетов технологических режимов работы сети, а также устройств, поддерживающих работу этой сети, организованными и много раз резервируемыми каналами связи между объектом диспетчеризации и серверами хранения технологической информации, можно сказать, что АСДУ недостаточно эффективна, как можно было бы ее представить. Сложившаяся ситуация дает стимул к работе над автоматической системой диспетчерского управления, минимально контролируемой человеком (самонастраивающаяся интеллектуальной ЭЭС). Проведен анализ текущего состояния автоматизированных систем диспетчерского управления, результатов расчета электрических режимов и параметров настройки релейной защиты и автоматики на основе стандартов и документов, используемых в работе диспетчером ЕЭС России. Проведен расчет рентабельности перехода на новую систему. Представлены результаты логической части работы интеллектуальной системы диспетчерского управления. Реализация новой системы позволит сократить численность обслуживающего персонала объектов диспетчеризации.

Ключевые слова – автоматизированные системы диспетчерского управления; интеллектуальная электроэнергетическая система; цифровая подстанция; рентабельность.

Intelligent system for supervisory control of EPS and its development on the territory of UES of Russia

D.V. Pshenichniy
BRANCH of JSC «SO UPS» «TVER REGIONAL DISPATCHING»
Tver, Russia
PshDmV@gmail.com

Abstract – currently, the automated dispatch control system (ADCS) perform the functions of the technical accounting of monitored parameters, monitoring of the current condition of equipment, efficiency of communication channels, collecting information with digital measuring converters, devices of microprocessor relay protection and automation equipment smart electricity meters. The existence of the enormous computing power required base sequence of calculations of technological modes of the network but also devices that support the network, organized and many times redundant channels of communication between the object dispatching and server storage technology information, we can say that the ADCS are not effective enough, as it would be possible to imagine. This situation gives an incentive to work on an automatic system of dispatching management, minimally controlled by human (self-tuning intelligent EPS). An analysis of the current state of the automated systems of dispatching management, the results of calculation of electric modes and settings of relay protection and automatics on the basis of standards and documents used in the work Manager of the UES of Russia. The calculation of the profitability of the transition to the new system. Presents the results of the logical parts in intelligent Supervisory control. The Implementation of the new system will reduce the number of maintenance personnel dispatching.

Key-words – automated system of dispatching control; smart power system; digital substation; profitability

1. ВВЕДЕНИЕ

В среде системного оператора ЕЭС России широко применяются системы автоматики и программно-автоматизированные комплексы (ПАК)

автоматизирующие процессы управления электроэнергетической системы (ЭЭС) и действия служб системного оператора. Среди них такие как: «Rastr Win», «Космос», «SCADA», «Заявки», «Modes-Terminal», «APM CP3A» и ряд других. При оценке программно-

автоматизированных комплексов в первую очередь обращают внимание на достоверность результатов и максимальное соответствие модели управления реальным свойствам физического объекта ЭЭС и способность комплексов обеспечить работу пользователя в режиме реального времени и дружеском диалоге.

II. ПРОГРАММНО-АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ КОМПЛЕКСЫ

Наиболее эффективное применение в нашем Тверском РДУ получили программно-автоматизированные комплексы, разработанные ЗАО «Монитор Электрик», группой компаний «СМС-Автоматизация», Производственным кооперативом «Бриз» и ЗАО «Техсистем Групп».

Все вместе они имеют достаточно широкий охват функций, автоматизирующих работу инженерно-технического персонала системного оператора, качественную сопроводительную документацию и обеспечивают диалоговый режим работы.

Некоторым недостатком всех этих комплексов является тот факт, что каждый из этих комплексов работает со своей информационной моделью, со своими наборами данных и со своими алгоритмами контроля достоверности обрабатываемой информации.

III. МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЭС

Самой актуальной проблемой моделирования какой-либо системы является проблема соответствия модели оригиналу. При моделировании ЭЭС решение этой проблемы вдвойне актуально, так как процессы, протекающие в ЭЭС быстротечны и любое отклонение от оригинала может моментально привести к самым нежелательным последствиям.

При этом, любые приложения, автоматизирующие процессы, протекающие в ЭЭС, или автоматизирующие действия служб системного оператора, только тогда могут дать адекватные решения, когда все они базируются на одной и той же модели ЭЭС.

С другой стороны, модель ЭЭС должна соответствовать представлению каждого конкретного пользователя системного оператора, а это означает, что физическая модель объекта должна быть единственной, а ее представление каждым пользователем, или каждым ПАК, или каждой программной системой может быть индивидуальным, то есть отличаться многообразием.

И наконец, модель ЭЭС это не только статическая совокупность взаимосвязанных физических элементов сети, но и модель электромагнитных процессов, протекающих в динамичной электроэнергетической системе, которая описывается математически. Такая информационная физико-математическая модель (ИФММ) объективно отражает описание ЭЭС, являясь единой основой автоматической системы управления процессами и других программных приложений, автоматизирующих работу служб системного оператора.

A. Информационная модель

Информационная модель ЭЭС представляет собой совокупность элементов системы, описывающих и физические элементы системы, и связи между ними. С точки зрения пользователя информационная модель ЭЭС

должна обладать свойством различного ее представления. Наиболее эффективное трехуровневое представление модели:

- **физический уровень** – физическое описание наборов данных и/или каждого элемента системы. Кроме данных, описывающих качественные и количественные характеристики, элементы, являющиеся непосредственным звеном ЭЭС, предполагают математическое описание электромагнитных характеристик этого элемента;

- **логический уровень** – описание узлов системы и связей между ними. Модель ЭЭС на логическом уровне может быть представлена, например, виде сетевой или иерархической структуры. Физическому описанию модели может соответствовать любое количество описаний модели на логическом уровне. Тиражирование логических моделей может осуществляться лишь частичной корректировкой, например, наиболее полной логической модели.

Необходимо отметить, что на практике для каждого типа объектов ЭЭС должны существовать и типовые логические модели, то есть, например, для электростанций, распределительных подстанций и цифровых подстанций;

- **пользовательский уровень** – отображение модели в объеме и терминах пользователя, например, в виде мнемосхемы ЭЭС, т.е. в терминах и форме общения пользователя. Логическому описанию модели может соответствовать любое количество описаний модели на пользовательском уровне.

В отличие от логического уровня на пользовательском уровне модель описания каждого объекта ЭЭС своя. Типовая структура присутствует лишь в части автоматизации функций обслуживающего персонала объекта ЭЭС.

B. Физико-математическая модель

Физико-математическая модель представляет собой математическое описание ЭЭС, строится с использованием математического описания электромагнитных характеристик каждого физического элемента системы и связей между ними в соответствии с логическим уровнем описания информационной модели. Физико-математическая модель может формироваться автоматически после формирования логической модели и ввода электромагнитных характеристик элементов ЭЭС или в любой иной момент по требованию пользователя.

IV. ИФММ ЭЭС И ЕЕ НАЗНАЧЕНИЕ

Модель объекта управления и система управления объектом - две взаимосвязанные вещи. От качественной стороны представления модели объекта зависит эффективность работы системы управления объектом и обратно – для обеспечения эффективной работы системы управления необходима оптимальная модель объекта управления.

ИФММ является основой построения интеллектуальной электроэнергетической системы (ИЭЭС). Кроме этого, такая модель системы позволит на единой информационной платформе создать весь комплекс

программных средств, автоматизирующих функции системного оператора и других служб ЭЭС.

Главным назначением ИФММ является возможность ее использования для автоматического моделирования режима работы ЭЭС. Наглядность представления и изменения модели управления на логическом уровне практически полностью должна автоматизировать работу служб системного оператора. Предполагается, что система должна обеспечить моделирование режимов работы не только при изменении модели на логическом уровне, но и при изменении исходных данных генерации и потребления мощностей в системе. Кроме этого, оперативная корректировка данных на физическом уровне позволяет вести расчет режимов работы ЭЭС в самом широком диапазоне и в автоматическом режиме.

Результаты моделирования режимов работы ЭЭС могут быть использованы в качестве исходных данных при расчете и выборе средств релейной защиты и автоматики, а также для формирования таблиц принятия решений. ИЭЭС должна обеспечивать автоматическое обновление таблиц принятия решений при изменении исходных параметров реальной ЭЭС или по требованию пользователя.

V. СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЭС

Процессы, протекающие в ЭЭС, динамичны, поэтому система диспетчерского управления строится на принципах не автоматизированного, а на принципах автоматического управления технологическими процессами ЭЭС.

Чем больше прав принятия решений передается на автоматический уровень, тем выше должна быть оценка адекватности принятия решений в системе. Для достижения такого критерия система должна обладать следующими возможностями: во-первых, автоматическим выбором режима работы, обеспечивающим надежность функционирования; во-вторых, обеспечением соблюдения установленных технологических параметров и стандартных показателей качества электрической энергии; в-третьих, автоматическим моделированием режимов работы системы при изменении параметров ЭЭС, и основываться на принципе мультипликации таблиц принятия решений.

Такая система должна базироваться на алгоритме выбора искомой таблицы принятия решений, на базе выбранной таблицы принятия решений осуществлять выдачу управляющих воздействий на ЭЭС и контроль состояния ЭЭС, в случае необходимости обеспечить автоматический переход к другой таблице принятия решений. Мультиплицирование таблиц принятия решений, с одной стороны, сохраняет ступенчатость, а, с другой стороны, обеспечивает плавность регулирования в системе. Такой принцип организации системы диспетчерского управления позволяет говорить о построении интеллектуальной системы диспетчерского управления ЭЭС, целью которой является оперативное воздействие на принятие адекватных решений в случаях перехода ЭЭС с одного режима работы на другой или при возникновении аварийной ситуации.

При этом, частота мультипликации таблиц принятия решений определяет, в конечном счете, уровень

регулирования режимами работы ЭЭС по обеспечению жесткого соблюдения качественных параметров выдаваемой электрической энергии.

Частота мультиплицирования таблиц принятия решений и частота мультиплицирования режимов работы, конфигурации и контроля в ЭЭС предполагает создание системы, которая должна обеспечить устойчивость работы ЭЭС ориентируясь в пространстве таблиц принятия решений.

Интерпретатор таблиц принятия решений должен являться настраиваемым элементом, обеспечивающим взаимосвязь с системами автоматического регулирования, элементами автоматического регулирования и системами релейной защиты.

A. Надежность программной системы

Надежность программной системы, как минимум, должна характеризоваться двумя параметрами: это отсутствие сбоев системы в работе, что напрямую связано с надежностью технических средств, и безупречностью алгоритма работы системы. Проверка качества алгоритмов работы ИЭЭС может быть осуществлено во время опытной эксплуатации системы методом снятия мгновенных результатов состояния ЭЭС в различное время суточной нагрузки системы и их тестирование с результатами расчетов самой системы. Система должна выдавать в этом случае журнал диагностики тестирования адекватности модели управления объекту управления с выдачей рекомендаций устранения или снижения уровня несоответствия.

Поскольку контроль надежности работы является ключевым в электроэнергетике, функция тестирования может быть запущена в любой момент в период эксплуатации системы по требованию пользователя.

B. Надежность технических средств

Надежность работы вычислительного комплекса, каким является система диспетчерского управления ЭЭС с максимальной передачей функций управления в автоматический режим, безусловно, зависит от надежности работы технических средств и от вычислительной системы, организующей сам вычислительный процесс.

C. Резерв вычислительной мощности

Для обеспечения максимальной надежности работы технических средств можно предложить двухуровневую систему технических средств:

- основной рабочий комплекс;
- горячий резерв, копия основного рабочего комплекса, с альтернативным источником питания. С полной готовностью моментально переключить на себя управление в случае выхода из строя основного комплекса.

D. Организация вычислительного процесса

Организация вычислительного процесса должна обеспечить минимальное время переключения на обработку таблиц принятия решений с одновременным выбором оптимальной таблицы и построения новых таблиц принятия решений. Можно предложить такие возможности организации вычислительного процесса:

- основной рабочий комплекс (горячий резерв) обеспечивает параллельную работу двух копий программной системы в каждый момент с разными таблицами принятия решений;

- организация фонового режима для выполнения вспомогательных расчетов в системе (изменение логической модели, корректировка физической модели, формирование таблиц принятия решений и т.д.).

VI. СРЕДА ПОСТРОЕНИЯ ИЭЭС

Основным требованием ИЭЭС является обеспечение способности микропроцессорных электронных устройств к обмену технологическими и другими данными в цифровом формате. Следовательно, ЭЭС должна быть укомплектована измерительным и исполнительным оборудованием на основе международного стандарта МЭК-61850.

Такое требование вытекает из основной идеологии построения ИЭЭС на базе ИФММ системы и выполнении математических расчетов в цифровом формате.

Прямой переход на цифровой формат обмена данных обеспечит: во-первых, повышение эффективности взаимодействия электронных устройств за счет исключения трактов ввода/вывода аналоговых сигналов; во-вторых, унифицирование интерфейсов устройств различных производителей; в-третьих, повышение совместимости электронного оборудования и вторичных цепей благодаря переходу на оптические связи; в-четвертых, обеспечение эффективного взаимодействия с цифровыми подстанциями: в-пятых, поэтапный переход ЭЭС России на цифровой формат обработки данных и др.

VII. РАЗВИТИЕ ИЭЭС

Моделирование ИЭЭС, рассматриваемое в рамках РДУ, не накладывает ограничений ни на состав физических элементов системы, ни на связи между ними, ни на формирование физико-математической модели объекта. В этом смысле, идеология интеллектуальной системы диспетчерского управления ЭЭС может быть рассмотрена как базовая при построении систем управления процессами на уровне цифровой подстанции, ОДУ и ЦДУ ЭЭС России.

Первоначально ИЭЭС может быть реализована на одной из РДУ, например нашего Тверского региона, и, даже сначала, в рамках части РДУ. Возможно параллельное внедрение, с некоторым сдвигом во времени, и на других РДУ. В зависимости от целесообразности, дальнейшее внедрение может осуществляться, например, в ЦДУ.

Конечно, функции ЦДУ отличаются от функций РДУ. Главное отличие заключается в том, что электромагнитные процессы скоротечны, а протяженность линий электропередач в России огромна. Поэтому как раз в этом и заключается оригинальность применения единой по идеологии системы в разных по управлению уровнях ЭЭС России.

VIII. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ

Основной целью построения ИЭЭС является повышение надежности работы системы, значительное повышение качества параметров выдаваемой электрической энергии и снижение уровня эксплуатационных затрат за счет сокращения численности персонала системного оператора РДУ ЭЭС России.

В настоящее время Россия вступила в полосу бурного развития Восточной Сибири и Дальнего Востока, совместно с Китаем решаются вопросы создания трансконтинентальной ЭЭС объединяющей Китай, Россию, Евросоюз. Значительное повышение качества параметров электрической энергии сулит огромные выгоды для страны, а значит и экономическую выгоду самой ЭЭС России, создаст объективные условия совместной заинтересованности объединения энергосистем стран с различными часовыми поясами.

Создание объединенной ЭЭС потребует развитие служб системного оператора ЭЭС, и тут ИЭЭС должна обеспечить эксплуатацию такой системы без наращивания численности персонала, а за счет эффекта самой системы.

Список литературы

- [1] Распоряжение Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 № 1715-р «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года».)
- [2] Программа инновационного развития ПАО «ФСК ЭЭС» на 2016-2020 годы с перспективой до 2025 года.
- [3] Кобец Б. Б., Волкова И. О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. — М.: ИАЦ Энергия, 2010. — 208 с.
- [4] Середенко Е.С. Оценка экономической эффективности аналитических информационных систем : диссертация ... кандидата экономических наук: 08.00.13 / Середенко Евгений Сергеевич; [Место защиты: Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова].- Москва, 2014.- 166 с.
- [5] И.Д.Замыслов, Д.В.Пшеничный, О.Ю.Шишулин, С.А.Кононов «Система управления производственными активами на основе удаленного онлайн-мониторинга» Энергетический форум, Москва, 2015.

WEB-ИНТЕРФЕЙС СПРАВОЧНИКА ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ОСНОВЕ CIM-ОБЪЕКТОВ

Д. А. Утц, С. В. Свечкарев

ФГБОУ ВПО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»,
Томск, Россия

E-mail: utts_d@outlook.com, svech@tpu.ru

Аннотация — новые подходы к стандартизации информационных обменов между различными программно-техническими комплексами требуют создания единой системы классификаторов и справочников, включающей все интегрируемые компоненты энергетической системы. Проблема унификации описания электротехнического оборудования на сегодняшний день актуальна еще и из-за того, что существует большое число независимых компаний, участвующих в процессе производства и потребления электроэнергии, что приводит к формированию «островов» информации, так как на каждом из предприятий разработан свой подход к используемым информационным моделям. Средством достижения целей стандартизации является применение в описании электротехнического оборудования единого международного стандарта – Common Information Model (CIM), что позволяет использовать созданные однажды CIM-объекты в любом программном обеспечении, которое поддерживает этот стандарт. Однако распределенные по сетевым ресурсам CIM-объекты затрудняют поиск и верификацию параметров необходимых элементов. Это обстоятельство создает предпосылки создания единого информационного ресурса с удобным пользовательским WEB-интерфейсом. Для этих целей произведен анализ возможных вариантов создания WEB-интерфейсов и технологий их реализации с учетом энергетической направленности представленных материалов.

Ключевые слова — *CIM-модель, WEB-интерфейс, информационная система.*

WEB INTERFACE OF COMMON REFERENCE SYSTEM FOR ELECTRIC POWER EQUIPMENT BASED ON CIM-OBJECTS

D. A. Utts, S. V. Svechkarev

National Research Tomsk Polytechnic University,
Tomsk, Russian Federation

E-mail: utts_d@outlook.com, svech@tpu.ru

Abstract — New ways to the standardization of information exchanges between different software and hardware complexes require a unified system of classifiers and directories that includes all the integrable components of the energy system. The problem of unification of the description of electrical equipment is also relevant today because there are a large number of independent companies involved in the process of production and consumption of electricity, which leads to the formation of "islands" of information, as each company has its own approach to used information models. Means of achieving the goals of standardization is used in the description of the electrical equipment of a single international standard - Common Information Model (CIM). It allows the use by CIM-objects in any software that supports this standard. However, CIM objects distributed over network resources make it difficult to find and verify the parameters of the required elements. This circumstance creates the prerequisites for creating a single information resource with a user-friendly WEB-interface. For these purposes, an analysis was made of possible options for creating WEB-interfaces and technologies for their implementation, taking into account the energy orientation of the submitted materials.

Keywords — *Common Information Model (CIM), Web interface, Information system*

I. ВВЕДЕНИЕ

Проектируемое web-приложение позволит на его основе организовать единый ресурс, позволяющий пользователям с различными правами доступа, возможностей редактирования, добавления новых объектов, удаления неактуальной информации, а также скачивания CIM-описания электротехнического оборудования в формате XML-документа для дальнейшего использования в программах, поддерживающих CIM (для любых пользователей). Актуальность задачи унификации и предоставления открытого доступа к справочной информации по параметрам электротехнического оборудования заключается в следующем:

- Недостоверность информации из нескольких источников. Поскольку большинство справочников основаны на дублировании информации из других источников, возникает вероятность допущения ошибок при перепечатывании, особенно на жестком носителе.
- Недоступность информации. Опыт поиска параметров электротехнического оборудования показывает, что зачастую найти необходимые данные в Интернете практически невозможно. При этом приходится использовать данные из старых справочников, в которых также может отсутствовать часть необходимой информации.
- Разнородность представления информации. В различных справочниках одни и те же параметры представляются в разном виде.
- Устаревание информации. Рынок электротехнического оборудования неизменно пополняется всё новыми видами продукции, особенно в отрасли микропроцессорной техники. Следовательно, справочная информация быстро устаревает и нуждается в постоянном обновлении

Общая информационная модель (CIM) осуществляется посредством методов объектно-ориентированного моделирования, в частности используются понятия и терминология Унифицированного языка моделирования (UML). Общая информационная модель представляется с точки зрения языка UML как группа пакетов. Пакет служит для организации отдельных элементов в группы для упрощения реализации и использования информационной модели.

II. АРХИТЕКТУРА WEB-ПРИЛОЖЕНИЯ

A. Интерфейс

Удобный пользовательский web-интерфейс подразумевает применение стандартных технологий верстки и программирования web-страниц, таких как html, css и JavaScript. А взаимодействие с базами данных, как самого оборудования, так и с информацией о зарегистрированных пользователях, осуществляется с помощью языка php, так как этот язык имеет широкий функционал для подключения, извлечения и занесения данных в базу.

На данном этапе карта сайта состоит из трёх страниц.

- Главная страница (index.html). Содержит боковую панель меню, отражающего классификацию

электротехнического оборудования в стиле проводника Windows с выпадающими подменю. Также, в динамическом режиме осуществляется извлечение информации из базы данных и вывод ее в виде таблиц и xml-документов.

- Регистрация пользователей. Страница, содержащая форму для ввода пользователями информации, необходимой для регистрации (логин, пароль, организация, и др.).
- Страница отображения и контроля версий проекта.

B. Взаимодействие с базой данных

В качестве системы управления базой данных (далее СУБД) используется MS SQL. На данный момент создана база данных Equipment, содержащая таблицы по типу оборудования. Рассмотрим для примера таблицу с параметрами для трансформаторов Transformers. Данная таблица включает следующие поля:

- Тип трансформатора
- Схема соединения обмоток
- Напряжение короткого замыкания
- Ток в режиме холостого хода
- Активное сопротивление обмотки
- Реактивное сопротивление обмотки

После подготовки базы данных, формируется файл скрипта database.php, в котором первоначально необходимо с помощью функции mssql_connect() осуществить подключение созданной базы данных.

Следующим шагом будет создание формы для ввода данных в основном файле страницы, данные из которой при нажатии на кнопку «добавить» будут передаваться в файл database.php. Далее, посредством sql-запроса, информация извлекается из формы и заносится в соответствующую таблицу.

Далее, необходимо осуществить извлечение данных из таблицы и отображение их в браузере, что также осуществляется с помощью sql-запроса, что позволяет выводить только необходимую для пользователя информацию. Данные, записываются в переменную result, разбиваются на строки, содержащие данные об одной записи таблицы и, до тех пор пока это возможно (цикл while), разбиваются на отдельные значения и выводятся пользователю в табличном виде.

III. РАЗГРАНИЧЕНИЕ ПРАВ ДОСТУПА

На сайте web-справочника предусмотрены несколько групп пользователей, в зависимости от прав доступа к данным:

- Обычный пользователь

Любой посетитель сайта. Имеет возможность просматривать и копировать данные из таблиц со справочной информацией по параметрам электротехнического оборудования.

- Супервизор

Владелец сайта, на которого сайт зарегистрирован. Обладает всеми правами по редактированию

информации на сайте, базы данных, настроек сайта, а также изменению прав других пользователей. Также может откатить несанкционированные изменения с помощью системы контроля версий.

- Администратор

Пользователь, с правами создания и редактирования таблиц в любых разделах. Назначается супервизором для общего наполнения базы данных на первоначальном этапе работы ресурса.

- Зарегистрированный пользователь

То же, что и у обычного пользователя, а также возможность скачивания справочной информации в виде xml-файлов, соответствующей общему информационному стандарту. Также может получить другие роли от супервизора.

- Представитель компании-производителя

Пользователь, с правами, как у администратора, однако с возможностью редактирования только определенного раздела, относящегося к оборудованию, производителя которого является представитель. Данный тип пользователя необходим для дальнейшего обновления справочника актуальными данными непосредственно от производителя оборудования уже соответствующими стандартной информационной модели (СІМ).

Техническая реализация управления доступом на основе ролей организуется посредством формирования отдельной базы данных, в которую будут записываться данные, введенные в форму регистрации пользователем (логин пароль, организация и др.), а также его идентификатор и отдельный атрибут для назначения каждому пользователю его ранга (уровня доступа).

Далее, при попытке совершения какого-либо действия с помощью php скрипта (get запрос и простая конструкция «если») происходит сравнение ранга текущего пользователя с необходимым, для совершения той, или иной операции.

IV. КОНТРОЛЬ ВЕРСИЙ (GIT)

Планируется, что информация будет обновляться в базе данных различными пользователями. По этой причине необходимо контролировать эти изменения и при несанкционированных или неверных изменениях откатить базу данных до предыдущих версий. Такую возможность предоставляет специальное программное обеспечение – система управления версиями.

В данном проекте будет использована Git система

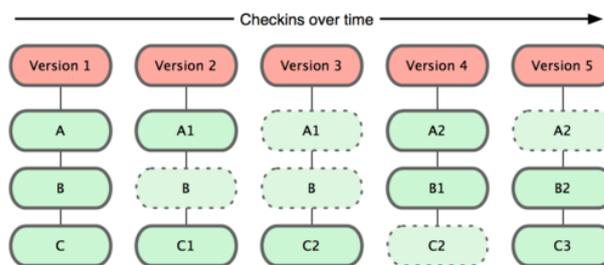


Рис. 1. Принцип хранения версий в Git системах

контроля версий, так как данная система представляет собой небольшую файловую систему с мощными инструментами, работающими поверх этой системы и, в отличие от других систем контроля версий, не перезаписывает файлы, в которых не происходило изменений, а делает ссылку на сохраненный ранее файл. Git хранит данные в виде слепков состояний проекта во времени (рис. 1)

Список литературы

- [1] Моржин Ю. И., Лондер М. И., Яковлева Т. С. Создание ошей информационной модели ЕЭС на основе стандартов МЭК – Москва: НТЦ, 2011. – 344 с.
- [2] Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей – Москва: НЦ ЭНАС, 2006. – 233 с.
- [3] Бенкен Е. А. PHP, MySQL, XML Программирование для интернета – Санкт-Петербург: СПбПТУ, 2014. – 288 с.
- [4] Matt Zandstra PHP Objects, Patterns, and Practice / PHP – Apress, 2016 – 576 с
- [5] Scott Chacon Pro Git – Apress 2012 – 282 с.

Информационная безопасность при обмене технологической информацией для осуществления функций телеуправления в энергетике

Т.А. Сергеева, М.В. Хазимов
ФГБОУ ВО «Оренбургский государственный университет»
Филиал АО «СО ЕЭС» Оренбургское РДУ
Оренбург, Россия

Аннотация - Развитие информационных технологий в автоматизированных системах управления технологическими процессами (АСУ ТП) в области электроэнергетики сделало возможным, дистанционное управление и контроль состояния удаленных объектов. В настоящее время, особенно актуальным является разработка пилотного проекта по модернизации управления подстанциями/станциями. Организация удаленного управления подстанциями/станциями – телеуправление и телерегулирование – служит следующим шагом развития средств автоматизации в энергетике. Одним из важнейших условий для телеуправления является безопасность и надежность передачи удаленных команд. Применение технологий телеуправления невозможно без комплексного решения задач информационной безопасности. В настоящей работе проведен анализ протоколов шифрования организации каналов связи телерегулирования коммутационным оборудованием. Результаты исследований могут быть применены при модернизации систем телерегулирования, обеспечивающих повышение качества, целостности и надежности передаваемой информации.

Ключевые слова: АСУ ТП, телеуправление, телерегулирование, пилотные проекты управления подстанциями, информационная безопасность, шифрование каналов связи.

Information security in case of exchange of technological information for implementation functions of a telecontrol in power engineering

Tatyana Sergeyeva, Marcel Hazimov
Federal state budgetary educational institution of Higher education
Filial branch of «System Operator of the United Power System», JSC, Orenburg Regional Dispatch Office
Orenburg, Russia

Abstract - Development of information technologies in automated process control systems (Industrial control system) in the field of power industry made possible, remote control and monitoring of a status of remote objects. Now, development of a pilot project on upgrade of control of substations/stations is especially urgent. The organization of remote control of substations/stations – telecontrol and teleregulation – serves as the following step of development of the automation equipment in power engineering. One of the major conditions for a telecontrol is safety and reliability of transmission of remote commands. Use of technologies of a telecontrol is impossible without end-to-end solution of tasks of information security. In the real operation the analysis of protocols of encoding of the organization of communication links of teleregulation is carried out by a switching equipment. Results of researches can be applied in case of upgrade of the systems of teleregulation providing improvement of quality, integrity and reliabilities of the transmitted data.

Keywords: Industrial control system, telecontrol, teleregulation, pilot projects of control of substations, information security, encoding of communication links.

I. ВВЕДЕНИЕ

Организация телеуправления оборудованием станций/подстанций способствует повышению надежности Единой национальной электрической сети за счет сокращения времени производства оперативных переключений и снижения риска ошибочных действий

оперативного персонала энергообъекта. Кроме того, проект реализуется для повышения скорости реализации управляющих воздействий по изменению топологии электрической сети и сокращения временного диапазона применения иных режимных мероприятий на время производства переключений.

Телеуправление осуществляется при плановых переключениях по изменению технологического режима

работы или эксплуатационного состояния линий электропередачи, находящихся в диспетчерском управлении, а также в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима работы территориальной энергосистемы. К важнейшим условиям для телеуправления относятся обеспечение безопасности и надежности передачи данных по каналам связи.

Наиболее эффективным средством защиты информации в контролируемых каналах связи является применение криптографии и специальных связанных протоколов. Криптографическая защита представляет собой совокупность методов и средств, предназначенных для шифрования текстов, то есть для преобразования формы исходных данных таким образом, что их смысл становится непонятным для любого лица, не владеющего алгоритмом обратного преобразования.

Секретность способа шифрования данных базируется на двух элементах: – алгоритме шифрования данных, представляющем собой набор математических правил, определяющих последовательность выполнения элементарных действий над данными, в совокупности обеспечивающих их зашифрование или расшифрование; – криптографическом ключе, однозначно определяющем конкретный вариант преобразования открытого текста в шифртекст (и, наоборот) из многообразия всех возможных вариантов, обусловленных алгоритмом шифрования; ключ обычно представляет собой число или последовательность символов и является параметром, позволяющим настроить алгоритм шифрования данных на конкретную работу [1].

В настоящее время наиболее перспективным представляются решения, связанные с гибридными криптосистемами, использующими традиционные методы шифрования с секретным ключом для защиты секретности и целостности, при одновременном использовании методов шифрования с открытыми ключами для реализации функций распределения ключей [3].

В данной работе представим наиболее преимущественные технологии организации шифрованного канала связи, который в полной мере смог бы обеспечить наиболее безопасную и надежную передачу данных при телеуправлении.

А. Виртуальная частная сеть VPN

Сеть VPN обладает многими свойствами выделенной линии, однако развертывается она в пределах общедоступной сети Интернет. С помощью методики туннелирования пакеты данных транслируются через общедоступную сеть как по обычному двухточечному соединению. Между каждой парой «отправитель–получатель данных» устанавливается своеобразный туннель – безопасное логическое соединение, позволяющее инкапсулировать данные одного протокола в пакеты другого. Принцип работы VPN не противоречит основным сетевым технологиям и протоколам.

Туннелирование позволяет организовать передачу пакетов одного протокола в логической среде, использующей другой протокол, в результате чего, решается проблемы взаимодействия нескольких разнотипных сетей, начиная с необходимости

обеспечения целостности и конфиденциальности передаваемых данных и заканчивая преодолением несоответствий внешних протоколов или схем адресации.

Независимо от того, какие протоколы используются или какие цели преследуются при организации туннеля, основная методика остается практически неизменной. Обычно один протокол используется для установления соединения с удаленным узлом, а другой – для инкапсуляции данных и служебной информации с целью передачи через туннель.

Как правило, сети VPN хорошо защищены. В них используются и шифрование, и аутентификация, и средства защиты от изменений передаваемых файлов. Перечисленные функции очень важны для защиты каналов связи при внедрении систем телеуправления, так как при создании таких инструментов, диспетчера, осуществляющие удаленные переключения, смогут получать полную информацию с объекта. А полнота технологической информации в первую очередь обеспечивается наличием достоверной оперативной информации о параметрах режима и топологии управляемой сети.

В. IPSec (IP Security)

В настоящее время для организации шифрованного VPN–канала используются преимущественно следующие технологии: IPSec (IP Security), OpenVPN и PPTP (Point-to-Point Tunneling Protocol).

Наибольшей популярностью пользуется IPSec.

IPSec – это не протокол, а стандарт, включающий в себя целых три протокола, каждый со своими функциями:

- Authentication Header (AH) обеспечивает целостность виртуального соединения (передаваемых данных), аутентификацию источника информации и функцию по предотвращению повторной передачи пакетов;

- Encapsulating Security Payload (ESP) обеспечивает конфиденциальность (шифрование) передаваемой информации, ограничение потока конфиденциального трафика. Кроме этого, может исполнять функции AH: обеспечить целостность виртуального соединения (передаваемых данных), аутентификацию источника информации и функцию по предотвращению повторной передачи пакетов. При применении ESP в обязательном порядке указывается набор услуг по обеспечению безопасности: каждая из его функций может включаться опционально;

- Internet Security Association and Key Management Protocol (ISAKMP) – протокол, используемый для первичной настройки соединения, взаимной аутентификации конечными узлами друг друга и обмена секретными ключами. Протокол предусматривает использование различных механизмов обмена ключами, включая задание фиксированных ключей, использование таких протоколов, как Internet Key Exchange, Kerberized Internet Negotiation of Keys или записей DNS типа IPSECKEY.

Ключевым понятием является Security Association (SA). SA является набором параметров, характеризующим соединение. Например, используемые алгоритм шифрования и хэш-функция, секретные ключи, номер пакета и др.

IPSec может работать в двух режимах: туннельном и транспортном [2].

В туннельном режиме берется изначальный IP-пакет, полностью шифруется, вместе с заголовком IP, добавляется служебная информация IPSec и новый заголовок IP:



Рис. 1. Работа IPSec в туннельном режиме

В транспортном шифруется все, что выше уровня IP, а заголовок IP оставляет без изменений.



Рис. 2. Работа IPSec в транспортном режиме

Туннельный режим используется для того, чтобы связать две приватные сети через публичную, обеспечить при этом шифрование. Транспортный начинает работать тогда, когда IP-связь уже существует, но существует необходимость шифровать трафик между узлами. Примером применения транспортного режима является схема сервер-клиент.

С. Как работает IPSec

В работе протоколов IPSec можно выделить пять этапов:

1. Первый этап начинается с создания на каждом узле, поддерживающим стандарт IPSec, политики безопасности. На этом этапе определяется, какой трафик подлежит шифрованию, какие функции и алгоритмы могут быть использованы.

2. Вторым этапом является по сути первой фазой IKE (Internet Key Exchange) — протокол, связывающий все компоненты IPSec в работающее целое. Её цель — организовать безопасный канал между сторонами для второй фазы IKE. На втором этапе выполняются:

- Аутентификация и защита идентификационной информации узлов;
- Проверка соответствий политик IKE SA узлов для безопасного обмена ключами;
- Обмен Диффи-Хеллмана, в результате которого у каждого узла будет общий секретный ключ;

- Создание безопасного канала для второй фазы IKE;

3. Третий этап является второй фазой IKE. Его задачей является создание IPSec-туннеля. На третьем этапе выполняются следующие функции:

- Согласуются параметры IPSec SA по защищаемому IKE SA каналу, созданному в первой фазе IKE;
- Устанавливается IPSec SA;
- Периодически осуществляется пересмотр IPSec SA, чтобы убедиться в её безопасности;
- (Опционально) выполняется дополнительный обмен Диффи-Хеллмана;

4. Рабочий этап. После создания IPSec SA начинается обмен информацией между узлами через IPSec-туннель, используются протоколы и параметры, установленные в SA.

5. Прекращают действовать текущие IPSec SA. Это происходит при их удалении или при истечении времени жизни (определенное в SA в байтах информации, передаваемой через канал, или в секундах), значение которого содержится в SAD на каждом узле. Если требуется продолжить передачу, запускается фаза два IKE (если требуется, то и первая фаза) и далее создаются новые IPSec SA. Процесс создания новых SA может происходить и до завершения действия текущих, если требуется непрерывная передача данных.

С. Виртуальная локальная сеть VLAN (Virtual Local Area Network)

Виртуальные локальные сети VLAN, технология позволяющая организовывать несколько независимых виртуальных сетей внутри одной физической сети. С помощью VLAN можно выполнять гибкое разнесение пользователей по различным сегментам сети с разной адресацией, даже если они подключены к единому устройству, а также дробить широковебательные домены.

При использовании в коммутаторах технологии виртуальных сетей одновременно решаются две задачи:

- повышение производительности в каждой из виртуальных сетей, так как коммутатор передает данные только узлу назначения;
- изоляция сетей друг от друга для управления правами доступа пользователей и создания защитных барьеров на пути широковебательных каналов [2].

Данная технология облегчает процесс создания изолированных сетей, связь между которыми осуществляется с помощью маршрутизаторов с поддержкой протокола сетевого уровня.

На рисунке 3 представлена схема построения защищенного канала связи при телеуправлении.

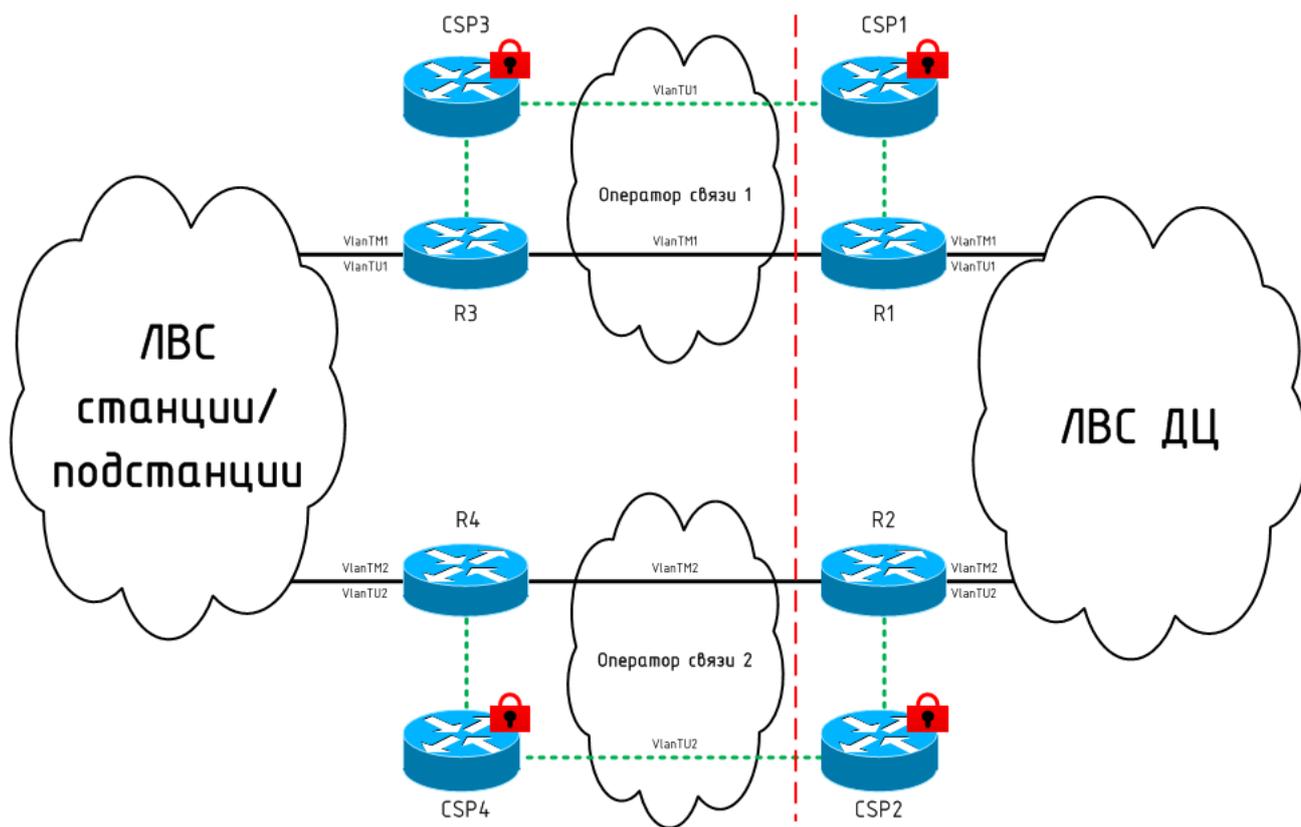


Рис. 3. Схема построения защищенного канала связи при ТУ

Для обеспечения защиты каналов ТУ в пилотном проекте будут применены криптошлюзы (CSP) для организации через операторов связи шифрованных каналов между подстанциями/станциями и диспетчерским центром (ДЦ) и виртуальные локальные сети (VLAN) для разделения трафика внутри ЛВС на подстанциях/станциях и ДЦ.

Список литературы

- [1] Защита информации в каналах и коммутационных узлах систем связи. [Электронный ресурс]. – Режим доступа <http://www.skrembler.ru/st1.html>. - 25.03.2017.
- [2] Часть седьмая. VPN. [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://habrahabr.ru/post/170895/>.- 13.04.2017.
- [3] Виртуальные локальные сети. [Электронный ресурс]. – Режим доступа <http://www.studfiles.ru/preview/2610386/page:13/>.- 18.04.2017.
- [4] Защита АСУ ТП: от теории к практике. [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. - studfiles.ru [М.]: 2012. - Режим доступа <http://www.itsec.ru/articles2/Oborandteh/zaschita-asu-tp-ot-teorii-k-praktike>. - 25.05.2017.

СРАВНЕНИЕ СВОЙСТВ И ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПРОГРАММНО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА «EUROSTAG» И ВСЕРЕЖИМНОГО МОДЕЛИРУЮЩЕГО КОМПЛЕКСА РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

А.П. Мальцев¹, А.О. Сулайманов¹, Р.А. Уфа¹

¹ФГАОУ ВО "Национальный исследовательский Томский политехнический университет", Томск, Россия

E-mail: maltsevalexsey@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Особенно актуальной является проблема моделирования динамических процессов в электроэнергетических системах, так как параметры переходных процессов, возникающих, в особенности, в аварийных режимах, обуславливают устойчивость и надёжность системы. Одним из наиболее распространённых средств моделирования является программно-вычислительный комплекс «EUROSTAG», содержащий подробные модели силового оборудования и автоматики и используемый АО «СО ЭЭС» для расчёта режимов. Также, моделирование осуществляется аппаратными комплексами. В научно-исследовательской лаборатории «Моделирование электроэнергетических систем» был разработан Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем (ВМК РВ ЭЭС). Для сравнения возможностей ПБК «EUROSTAG» и ВМК РВ ЭЭС было проведено моделирование электроэнергетической системы с помощью обоих комплексов и сравнение результатов.

Материалы и методы: При проведении исследования использовался метод математического моделирования. В качестве инструментов моделирования применялись ПБК «EUROSTAG» и ВМК РВ ЭЭС.

Результаты: Создана математическая модель электроэнергетической системы в ПБК «EUROSTAG» и ВМК РВ ЭЭС. Получены результаты расчёта установившегося режима и переходных процессов. Дано сравнение результатов моделирования, свойств и возможностей ПБК «EUROSTAG» и ВМК РВ ЭЭС.

Выводы: Полученные результаты могут быть использованы для оптимизации процесса моделирования, а именно корректировки выбора средств моделирования в зависимости от решаемой задачи и требуемой точности.

Ключевые слова: моделирование электроэнергетических систем; ПБК «EUROSTAG»; Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем; переходные процессы.

COMPARISON OF QUALITIES AND CAPABILITIES OF THE «EUROSTAG» SOFTWARE AND COMPUTING COMPLEX AND THE FULLY-VARIABLE REAL-TIME SIMULATING COMPLEX OF ELECTRICAL POWER SYSTEMS

A.P. Maltsev¹, A.O. Sulaymanov¹, R.A. Ufa¹

¹National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

E-mail: maltsevalexsey@mail.ru

Abstract

Background: The problem of modeling dynamic processes in electric power systems is especially relevant because the parameters of transients arising especially in emergency modes determine the sustainability and reliability of the system. One of the most popular modeling tool is «EUROSTAG» software and computing complex that includes detailed models of power equipment and automation and used by Joint-stock Company «System Operator of the United Power System» for calculation of modes. Also modeling is carried out by hardware complexes. In Power Grid Simulation Lab the Fully-Variable Real-Time Simulating Complex of Electrical Power Systems was developed. For comparison of qualities and capabilities of the «EUROSTAG» software and computing complex and the Fully-Variable Real-Time Simulating Complex of Electrical Power Systems, the simulation of electric power system was made by both tools and the results were compared.

Materials and Methods: During the study, the method of math modeling was used. «EUROSTAG» software and computing complex and the Fully-Variable Real-Time Simulating Complex of Electrical Power Systems were used as modeling tools.

Results: The math model of electric power system was created using the «EUROSTAG» software and computing complex and the Fully-Variable Real-Time Simulating Complex of Electrical Power Systems. The results of calculating the steady-state regime and transient processes are obtained. Comparison of results and qualities and capabilities of «EUROSTAG» software and computing complex and the Fully-Variable Real-Time Simulating Complex of Electrical Power Systems was given.

Conclusions: The results obtained can be used to optimize the modeling process, namely, to adjust the choice of modeling tools depending on the task to be solved and the accuracy required.

Key-words: simulation of electric power systems; «EUROSTAG» software and computing complex; the Fully-Variable Real-Time Simulating Complex of Electrical Power Systems; transient processes.

I. ВВЕДЕНИЕ

На данный момент происходит усложнение электроэнергетических систем (ЭЭС) за счет внедрения устройств FACTS, HVDC систем, технологий распределенного производства электроэнергии, возобновляемых источников энергии. Актуальным является, во-первых, необходимость обеспечения бесперебойной работы в рамках усложнения сети, во-вторых, получение точной информации о процессах в ЭЭС. Получение достаточно полной информации способствует эффективному решению широкого спектра задач исследования, проектирования и эксплуатации ЭЭС.

Основными средствами анализа работы ЭЭС являются информационно-измерительные комплексы (ИИК) и системы моделирования. Использование ИИК имеет такие недостатки, как высокая трудоемкость анализа осциллограмм аварийных процессов при низкой наблюдаемости ЭЭС, ограниченность применения результатов при изменении конфигурации данной ЭЭС и в других энергосистемах, в случаях возникновения не наблюдавшихся ранее возмущающих воздействий, а также большие затраты времени в связи с невозможностью проведения масштабных натурных испытаний в ЭЭС [1]. В связи с этим, основным средством исследования работы ЭЭС является моделирование. При этом особое внимание уделяется моделированию динамических переходных процессов, так как параметры переходных процессов, возникающих, в особенности, в аварийных режимах, обуславливают устойчивость и надежность системы.

На сегодняшний день существуют такие средства моделирования, как гибридные модели, автономные пакеты программ цифрового моделирования и цифровые модели, работающие в реальном масштабе времени [2].

Одним из наиболее распространенных средств моделирования является программно-вычислительный комплекс (ПВК) «EUROSTAG», разработанный научно-техническим центром TRACTEBEL совместно с ELECTRICITE DE FRANCE [3]. Данный комплекс реализует цифровой подход к моделированию.

В научно-исследовательской лаборатории «Моделирование электроэнергетических систем» Томского политехнического университета был разработан Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем (ВМК РВ ЭЭС), который основан на технологии гибридного моделирования [1].

Целью данной работы является сравнение результатов моделирования в ПВК «EUROSTAG» и ВМК РВ ЭЭС.

Во II главе будут рассмотрены модели оборудования, реализуемые в данных комплексах, в III главе будут представлены результаты моделирования.

II. АНАЛИЗ МОДЕЛЕЙ ОБОРУДОВАНИЯ, РЕАЛИЗУЕМЫХ В ПВК «EUROSTAG» И ВМК РВ ЭЭС

A. Подход к моделированию, реализуемый в ПВК «EUROSTAG»

Цифровая модель энергосистемы представляет собой структуру, состоящую из узлов, которые могут представлять собой шины распределительных устройств электрических станций и подстанций, выводы генераторов, которые соединены между собой ветвями,

представляющими собой линии электропередачи, выключатели, трансформаторы. При этом в каждом узле может производиться выработка (потребление) активной и реактивной мощности. В данном комплексе реализуется численное интегрирование дифференциальных уравнений методом Ньютона [3].

Библиотека ПВК «EUROSTAG» содержит 4 модели трансформаторов: 3 упрощенные модели, имеющие либо действительный коэффициент трансформации, либо регулируемый в ходе расчета установившегося режима комплексный коэффициент трансформации, либо комплексный коэффициент трансформации, а также детализированная модель, позволяющая учитывать изменение коэффициента трансформации и в статике, и в динамике [3].

Математическая модель синхронных машин основана на классической теории Парка-Горева, при этом реализуются две модели:

1) полная модель, в которой ротор представлен четырьмя эквивалентными обмотками: обмоткой возбуждения и демпферной обмоткой в оси d с индуктивной связью между ними и двумя демпферными обмотками в оси q ;

2) упрощенная модель, в которой ротор представлен исключительно обмоткой возбуждения в оси d и нет обмоток по оси q .

Помимо этого, в модели синхронной машины может быть учтен блочный трансформатор, а также есть возможность задания параметров машины внешними параметрами (реактансы и постоянные времени) либо внутренними параметрами (сопротивления обмоток, взаимными индуктивностями). Особенностью задания параметров синхронной машины в данном комплексе является то, что постоянная инерции задается как половина постоянной инерции, указанной в справочниках для уравнений Горева, умноженная на номинальную активную мощность и деленная на номинальную полную мощность машины, указанную в справочниках в связи с отличием в записи уравнения Парка-Горева [3].

Асинхронная машина может быть представлена двумя разными моделями:

1) полной моделью, в которой учитываются переходные процессы в роторе в предположении, что на роторе находится двойная короткозамкнутая обмотка. Кроме того, эта модель предусматривает реалистичное воспроизведение электрического момента при пуске двигателя и работе под нагрузкой с небольшим скольжением;

2) упрощенной моделью, в которой пренебрегается переходными процессами в роторе, и которая предназначена в основном для моделирования нагрузки. Эта модель ведет себя подобно пассивной нагрузке, и не привносит никакого изменения в мощность короткого замыкания.

Аналогично синхронным машинам, асинхронная машина может быть задана как внешними параметрами, так и внутренними [3].

Нагрузка моделируется различным образом в установившемся и переходном режимах. В установившемся режиме нагрузка моделируется постоянным отбором мощности. В переходном режиме реализуется модель нагрузки с зависимостью от напряжения и частоты, модель регулируемой нагрузки, учитывающей действие РПН понижающего трансформатора и модель распределительной сети [3].

Помимо использования готовых моделей оборудования, можно создавать собственные модели различного оборудования с помощью графического редактора макроблоков, не прибегая к использованию языков программирования [3].

В. Подход к моделированию, реализуемый в ВМК РВ ЭЭС

В отличие от ПВК «EUROSTAG», в ВМК РВ ЭЭС реализуется гибридный подход к моделированию [1].

В качестве математической модели синхронных генераторов используется полная система уравнений Парка-Горева повышенной точности, вместе с уравнениями формирования трехфазных координат a, b, c и уравнениями взаимного преобразования переменных систем d, q и a, b, c . Повышенная точность достигается за счет моделирования большего количества демпферных контуров и учета зависимости их параметров от частоты, а именно трех контуров по оси d и четырех контуров по оси q [4].

В качестве модели силовых трансформаторов и автотрансформаторов используются системы уравнений трех фаз пятиобмоточного трансформатора для того, чтобы учесть все различные виды применяемых трансформаторов и автотрансформаторов и схем соединения обмоток их фаз [4].

Математическая модель ЛЭП основана на телеграфных уравнениях, записанных в системе координат α, β, θ . Данная модель позволяет учитывать распределенность параметров ЛЭП, волновые процессы. Для нулевой последовательности учитывается явление поверхностного эффекта в земле [4].

Математическая модель синхронного двигателя получается из модели синхронного генератора за счет учета противоположного направления механического момента двигателя относительно момента синхронного генератора, при этом механический момент учитывается как нагрузка двигателя. Модель асинхронного двигателя, в свою очередь, получается из модели синхронного двигателя путем обнуления напряжения в уравнении роторного контура двигателя, используемого для моделирования обмотки возбуждения [4].

Модель нагрузки включает в себя эквивалентные асинхронный и синхронный двигатели, обобщенную нагрузку, описываемую зависимостями активной и реактивной мощности этой нагрузки от частоты и напряжения, при этом учитывается диапазон регулирования напряжения. При учете возможности управления симметрией нагрузки, в основном, по нулевой последовательности, системой координат, используемой для формирования универсальной математической модели трехфазной обобщенной нагрузки, является система координат α, β, θ [4].

Моделирование реакторов осуществляется на основе универсальной математической модели трансформаторов при обнулении коэффициентов неиспользуемых обмоток и задании параметров реакторов для используемых обмоток. При исключении из модели нелинейности вольтамперной характеристики реактора, можно воспроизводить процессы, адекватные реактору с линейной вольтамперной характеристикой. Кроме того, наличие в математической модели реакторов уравнения линейной трехфазной регулируемой RL-цепи позволяет моделировать упрощенные ЛЭП для периферийных и эквивалентных районов энергосистемы, а также упрощенные регулируемые RL-нагрузки, которые

являются достаточно распространенными и широко используемыми [4].

III. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

На рисунке 1 изображена схема энергосистемы, которая включает в себя генератор, повышающий трансформатор, линию электропередачи и нагрузку.

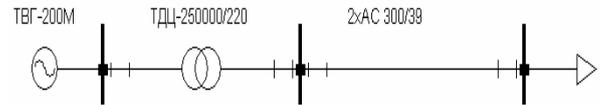


Рис. 1. Схема энергосистемы

В ПВК «EUROSTAG» производятся испытания согласно следующему сценарию: в момент времени 10 секунд производится резкое увеличение мощности в узле нагрузки до момента времени 100 секунд.

При проведении моделирования для синхронного генератора используется полный тип модели без учета насыщения, с 3 обмотками (уравнения Парка-Горева).

Нагрузка моделируется постоянным сопротивлением. На рисунке 2 представлены графики напряжения генератора и потребляемой мощности.

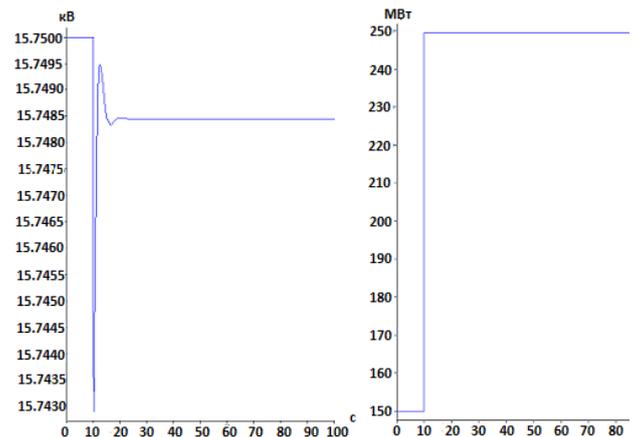


Рис. 2. Осциллограммы, полученные в ПВК «EUROSTAG»

Далее производятся испытания по аналогичному сценарию в ВМК РВ ЭЭС. При этом можно учитывать колебания параметров режима, либо же не учитывать их, переводя генератор в режим ШБМ. На рисунке 3 представлены осциллограммы напряжения генератора и ШБМ.

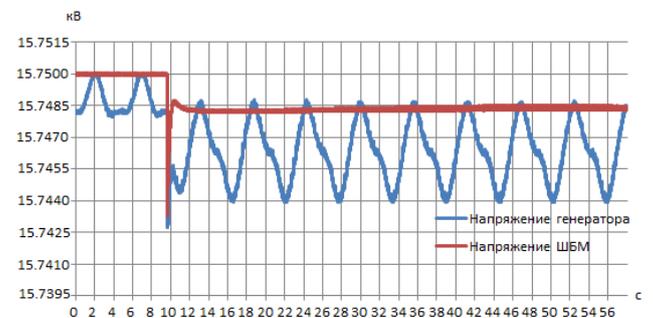


Рис. 3. Осциллограммы, полученные в ВМК РВ ЭЭС

По полученным графикам видно, что характер протекания процесса аналогичен при моделировании в

ВМК РВ ЭЭС и в ПВК «EUROSTAG». Осциллограмма напряжения на ШБМ приближается к осциллограмме напряжения, полученной в ПВК «EUROSTAG», что свидетельствует о сходимости расчетов в данных комплексах. Однако, по графику напряжения генератора, полученному в ВМК РВ ЭЭС, видно, что колебания напряжения, всегда присутствующие в энергосистеме, увеличивают свой размах при увеличении нагрузки. На рисунке 4 изображена осциллограмма частоты в энергосистеме.

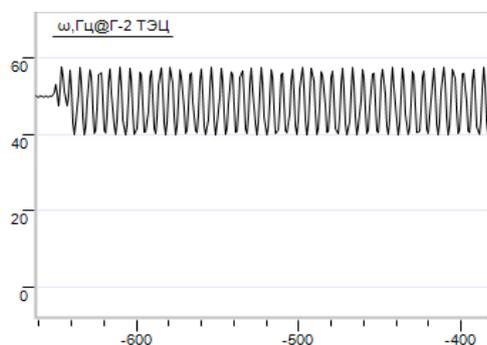


Рис.4. Осциллограмма частоты, полученная в ВМК РВ ЭЭС

Из рисунка 4 видно, что в результате наброса мощности, во-первых, увеличивается размах качаний частоты, во-вторых, колебания происходят относительно более низкого значения, чем в изначальном режиме, то есть частота в энергосистеме снижается.

В результате генератор выпадет из синхронизма, энергосистема развалится.

На рисунках 5 и 6 изображены график частоты при наличии ШБМ и график частоты, полученный в «EUROSTAG».

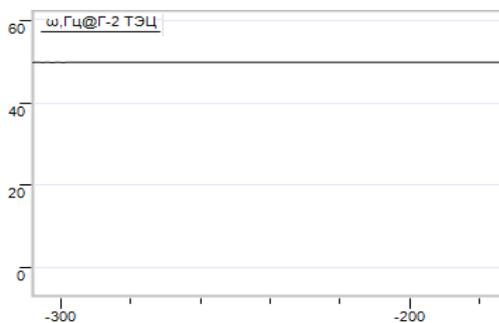


Рис. 5. Осциллограмма частоты при наличии ШБМ

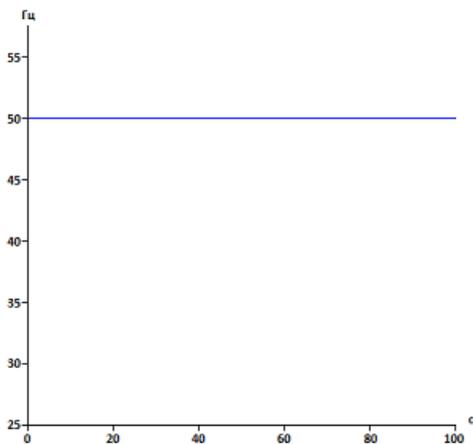


Рис. 6. Осциллограмма частоты в ПВК «EUROSTAG»

При расчетах в «EUROSTAG» и при наличии ШБМ невозможно судить об изменениях частоты, так как ШБМ поддерживает значение частоты постоянным.

Исходя из этого, можно сделать вывод, что с помощью ВМК РВ ЭЭС можно получить более детальное представление о поведении энергосистемы при воздействии различных возмущений. Данный комплекс позволяет увидеть не только характер протекания переходного процесса и новый установившийся режим, но и получить представления о колебаниях самого режима и, соответственно о его устойчивости, то есть дает представление и о динамической устойчивости энергосистемы, и о ее статической устойчивости. ПВК «EUROSTAG» моделирует отдельно установившиеся режимы, не учитывая колебаний, происходящих в энергосистеме, рассчитывает непосредственно переходные процессы, дает представление только о динамической устойчивости.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной работы можно сделать следующие выводы. ПВК «EUROSTAG» обладает такими преимуществами, как простота формирования моделей энергосистем, наличие большого количества моделей оборудования, простота обработки результатов. Недостатком данного комплекса является то, что в нем ведется расчет отдельно установившихся режимов и отдельно и переходных процессов, не учитываются качания режима. Соответственно, данный комплекс не дает представления о статической устойчивости энергосистемы. Кроме того, в данном комплексе не воспроизводятся процессы в реальном времени.

Преимуществами ВМК РВ ЭЭС являются использование универсальных математических моделей оборудования, возможность воспроизведения процессов в реальном времени, учет колебаний параметров режима, а также все преимущества, присущие гибричному подходу к моделированию. Данный комплекс дает представление и о динамической, и о статической устойчивости энергосистемы, обладает большей точностью вычислений по сравнению с ПВК «EUROSTAG».

Исходя из преимуществ данных комплексов, можно сделать вывод, что ПВК «EUROSTAG» более применим при проектировании энергосистем, при расчете уставок автоматики. ВМК РВ ЭЭС больше подходит для подготовки диспетчеров и для задач, в которых необходимо учитывать качания параметров режима.

Список литературы

- [1] Разработка гибридных моделей высоковольтных передач постоянного тока для задач всережимного анализа больших энергосистем / А. В. Прохоров [и др.] // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. — 2014. — Т. 324, № 4 : Техника и технологии в энергетике. — [С. 123-133].
- [2] Виджей К. Суд. HVDC and FACTS Controllers: применение статических преобразователей в энергетических системах: Пер. с англ.: НП «НИИА», 2009. – 344 с.
- [3] Руководство пользователя ПВК EUROSTAG. Отчет о НИР ОАО «НИИПТ» инв. № 125-КТ, СПб, 2007.
- [4] Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем: учебное пособие / М.В. Андреев, Н.Ю. Рубан, А.А. Суворов, А.С. Гусев, А.О. Сулайманов.; Томский политехнический университет. – Томск. Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 112с.

Технико-экономическая модель оценки мероприятий по ограничению токов короткого замыкания

С.А. Ерошенко, А.О. Егоров, М.Р. Загидуллин, М.Д. Сенюк

ФГАОУ ВПО "Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина", Вторая строка - Екатеринбург, Россия

stas_ersh@mail.ru, hiperboreya@yandex.ru, zagidullin_rinat@mail.ru

Аннотация — В настоящее время всё более важной становится проблема высоких уровней токов коротких замыканий на шинах подстанций 110 кВ и выше, что приводит к необходимости разработки мероприятий по их ограничению. Это вызвано тем, что большой объем коммутационного оборудования по отключающей способности не соответствует расчётным уровням токов короткого замыкания. Замена существующих силовых выключателей является дорогостоящей процедурой, в соответствии с чем целесообразно рассмотреть альтернативные технические решения, в том числе реализацию стационарного деления электрической сети, что в свою очередь требует учёта множества критериев влияния на режим электроэнергетической системы. В качестве решения данной проблемы в статье предлагается модель для оценки мероприятий по ограничению токов короткого замыканий в энергосистеме.

Ключевые слова — ток короткого замыкания; стационарное деление сети; коммутационное оборудование; отключающая способность.

Technical and economic model of the actions assesment for short-circuit currents limitation

S.A. Eroshenko, A.O. Egorov, M.R. Zagidullin, M.D. Senuk

Ural Federal University

Yekaterinburg, Russia Federation

stas_ersh@mail.ru, hiperboreya@yandex.ru, zagidullin_rinat@mail.ru

Abstract — At present, the problem of high levels of short-circuit currents on busbars of substations of 110 kV and above becomes more important which results in necessity for development of actions for its limitation. This is due to the fact that the great part of the switching equipment does not correspond to expected levels of short-circuit currents on the breaking capacity. Replacement of the existing power switches is considered to be expensive therefore it is expedient to find alternative technical solutions, including realization of stationary sectioning of electric network that in turn requires to take into account a set of criteria of influence on the mode of electrical power system. As a solution to this problem the article offers the model for actions assessment for limiting short-circuit currents in the power system.

Keywords — short-circuit curretn; stationary network sectioning; switching equipment; breaking capacity.

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время всё более важной становится проблема высоких уровней токов коротких замыканий на шинах подстанций 110 кВ и выше. Поскольку установленная мощность электростанций в энергосистеме и суммарная нагрузка постоянно растут, необходимо увеличивать пропускную способность электрической сети от крупных электростанций до центров промышленной и бытовой нагрузки, что требует строительства новых электросетевых объектов. Увеличение установленной мощности электростанций и интенсивное развитие электросетевой инфраструктуры обуславливают постоянный рост токов коротких замыканий в энергосистеме, что приводит к необходимости разработки мероприятий по их ограничению. Это вызвано тем, что большой объем коммутационного оборудования по

отключающей способности не соответствует расчётным уровням токов короткого замыкания. Замена существующих силовых выключателей является дорогостоящей процедурой, вследствие чего целесообразно рассмотреть альтернативные технические решения, в том числе реализацию стационарного деления электрической сети, что в свою очередь требует учёта множества критериев влияния на режим электроэнергетической системы.

В данной статье предлагается модель для оценки мероприятий по ограничению токов коротких замыканий. В качестве мероприятий рассматриваются различные комбинации точек стационарного деления сети. Критерии оценивания во многом основаны на методике системы подстанций-индикаторов, представленной в [1]. Кроме оценки уровней токов коротких замыканий в энергоаоне также используется критерий для оценки

статической устойчивости. Далее будут представлены подробное описание разработанной методики и краткий расчетный пример оценки мероприятий по ограничению токов коротких замыканий в энергосистеме.

В качестве примера была рассмотрена Региональная энергосистема.

II. МОДЕЛЬ ОЦЕНКИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ ТОКОВ КОРотКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Оптимизация топологии электрической сети заключается в поиске оптимальных точек деления для ограничения токов короткого замыкания, т.е. секционирование шин или размыкание транзитов. Главной целью разработанной модели является оценка каждого мероприятия по ограничению токов короткого замыкания с учётом влияния на статическую устойчивость и токовые перегрузки, возникающие вследствие изменения схемно-режимной ситуации в электроэнергетической системе.

A. Описание критериев оценки мероприятий

Основная идея предлагаемой модели заключается в формировании целевой функции, которая характеризует эффективность мероприятий по ограничению уровней токов короткого замыкания и допустимость режима электроэнергетической энергосистемы. Целевая функция выглядит следующим образом:

$$\begin{aligned} \min(F_i) = & k_1 \sum_{i=1}^{N_b} I_{SC_i} + k_2 \sum_{j=1}^{N_b} I_{in-feed_j} + \\ & + k_3 \sum_{n=1}^{N_b} \Delta I_{max_n} + k_4 \sum_{k=1}^{N_{br}} \Delta T_k + k_5 \sum_{l=1}^{N_{PP}} Z_l, \quad (1) \\ \Delta I_{max_n} \equiv & \begin{cases} 0, I_{SC_n} \leq I_{max_n} \\ \Delta I_{max_n}, I_{SC_n} > I_{max_n} \end{cases} \\ \Delta T_k \equiv & \begin{cases} 0, T_k \leq T_{max_k} \\ \Delta T_k, T_k > T_{max_k} \end{cases} \end{aligned}$$

где, I_{SC_i} - суммарный ток короткого замыкания на подстанции i ; $I_{in-feed_j}$ - суммарная подпитка тока короткого замыкания на подстанции j по транзитным линиям электропередачи от подстанций первого пояса [1]; ΔI_{max_n} - превышение суммарного тока короткого замыкания над коммутационной способностью выключателей, установленных в распределительном устройстве подстанции n ; ΔT_k - превышение токовой загрузки линии электропередачи, трансформатора или автотрансформатора k над длительно допустимой токовой загрузкой; Z_l - эквивалентное сопротивление прямой последовательности короткого замыкания при моделировании короткого замыкания на электростанции l ; $k_{1...5}$ - весовые коэффициенты для соответствующего критерия; N_b - суммарное количество узлов (шины подстанций, электростанций, переключательных пунктов)

в модели исследуемого энергорайона; N_{br} - количество ветвей в модели сети (линии электропередачи, трансформаторы, автотрансформаторы); N_{PP} - количество электростанций в исследуемом энергорайоне.

Как видно из представленного выражения целевой функции, всего для оценки эффективности ограничения токов короткого замыкания используются пять критериев:

- I_{SC_i} - суммарный уровень тока короткого замыкания на подстанции i . С точки зрения ограничения токов короткого замыкания данный критерий является определяющим в связи с тем, что он характеризует уровень токов короткого замыкания на объекте.
- $I_{in-feed_j}$ - максимальное значение подпитки тока короткого замыкания на шинах подстанции j от объектов первого контура, входящих в рассматриваемый энергорайон. Данная величина характеризует степень развития сетевой инфраструктуры в энергоузле и также является важнейшим фактором, влияющим на общий уровень токов короткого замыкания.
- ΔI_{max_n} - превышение суммарного тока короткого замыкания над коммутационной способностью выключателей в распределительном устройстве подстанции n . Данный критерий отражает главную цель оптимизации уровней токов короткого замыкания, а именно снижение уровней токов короткого замыкания для приведения в соответствие отключающей способностью силовых выключателей расчетным уровням токов короткого замыкания. На данном этапе разработки модели рассматривается ток отключения силового выключателя.
- ΔT_k - превышение токовой загрузки линии электропередачи, трансформатора или автотрансформатора k над длительно допустимой токовой нагрузкой. Этот критерий отслеживает выход режима из допустимой области, а именно увеличение токовой нагрузки в продольных элементах сети, вызванные вновь вводимыми точками секционирования.
- Z_l - эквивалентное сопротивление прямой последовательности короткого замыкания при моделировании короткого замыкания на электростанции l . С помощью этого критерия оценивается пропускная способность электрической сети, связывающей электростанцию l с остальными узлами рассматриваемого энергорайона.

B. Принцип работы модели оценивания мероприятий по ограничению токов короткого замыкания

Как было сказано ранее, разработанная методика характеризует уровень токов короткого замыкания и состояние электрической сети и электроэнергетического режима рассматриваемого энергорайона.

На начальном этапе производится расчет значения целевой функции до применения мероприятий по ограничению токов короткого замыкания. Таким образом, фиксируется исходное состояние до выполнения оптимизации топологии электрической сети.

На следующем этапе формируется список разрабатываемых мероприятий по ограничению токов коротких замыканий. В данной статье, как говорилось ранее, рассматривается стационарное деление электрической сети.

Каждое выбранное мероприятие реализуется в расчетных моделях токов короткого замыкания и электрического режима для определения необходимых параметров. Далее производится итерационный расчет целевой функции.

Заключительный этап оптимизационной процедура является ранжирование расчетных значений целевой функции для выявления наиболее эффективных мероприятий. Об эффективности мероприятий можно судить при уменьшении значения целевой функции, что характеризует снижение общего уровня токов короткого замыкания в энергосистеме. Дополнительно требуется отслеживание области допустимых значений каждого критерия по отдельности во избежание технологических нарушений электроэнергетического режима.

III. РАСЧЁТНЫЙ ПРИМЕР ПРИМЕНЕНИЯ РАЗРАБОТАННОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ОЦЕНКИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ ТОКОВ КОРотКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В качестве района электрических сетей, для которого производились расчёты, был выбран ПРЭС (Промышленный район электрических сетей) Региональной энергосистемы. Графическое изображение данного энергорайона изображено на рисунке 1. Расчёты электроэнергетического режима и токов короткого замыкания были выполнены в программном комплексе Rastrwin 3. В качестве мероприятий по ограничению токов короткого замыкания было выбрано СДС (стационарное деление сети) на подстанции 220 кВ Заводская в распределительном устройстве 110 кВ и подстанции 110 кВ Лесная.

Как было сказано ранее, необходимо выполнить расчет для начального состояния энергосистемы до выполнения оптимизации топологии электрической сети. Карта токов коротких замыканий для начального этапа изображена на рисунке 2, где значения токов представлены в килоамперах.

Следует отметить, при расчётах электрического режима токовые нагрузки в продольных элементах сети не превысили длительно допустимые токовые нагрузки. При расчетах токов коротких замыканий суммарные значения тока короткого замыкания на каждой подстанции не превысили отключающую способность силовых выключателей на данных энергообъектах. Таким образом, по критериям №3 и №4 нарушений не было обнаружено до применения мер по ограничению токов коротких замыканий.

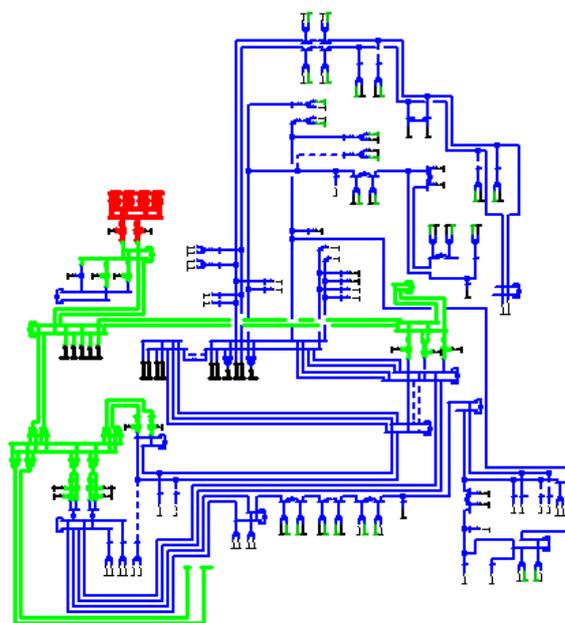


Рис. 1. Графическое изображение Промышленного района электрических сетей в графическом редакторе ПК Rastrwin 3

В случаях применения СДС на подстанциях Лесная и Заводская наблюдается снижение уровня тока короткого замыкания на шинах энергообъектов, расположенных рядом с точками деления сети. По критериям №3 и №4 также не было обнаружено. Значения по каждому критерию для всех случаев приведены в таблице 1. Из данной таблицы можно заметить, что показатели, характеризующие уровень тока короткого замыкания в районе электрических сетей, уменьшаются.

Таблица I. ЗНАЧЕНИЯ КРИТЕРИЕВ ЦЕЛЕВОЙ ФУНКЦИИ ДЛЯ КАЖДОГО СЛУЧАЯ

Этапы оптимизации топологии сети	Критерии				
	I_{sc} , кА	$I_{in-feeds}$, кА	ΔI_{max} , кА	ΔT , кА	Z , Ом
Начальный этап	238,348	191,926	0,000	0,000	20,274
СДС на Лесная	235,218	189,016	0,000	0,000	22,214
СДС на Заводская	236,165	187,494	0,000	0,000	21,499

В процессе расчета значения целевой функции было принято решение представить значение каждого критерия для каждого случая в относительных единицах по отношению к величине критерия на начальном этапе. Данное представление результатов продемонстрировано в таблице 2.

Таблица II. ЗНАЧЕНИЯ КРИТЕРИЕВ ЦЕЛЕВОЙ ФУНКЦИИ ДЛЯ КАЖДОГО СЛУЧАЯ

Этапы оптимизации топологии сети	Критерии				
	I_{sc} , кА	$I_{in-feeds}$, кА	ΔI_{max} , кА	ΔT , кА	Z , Ом
Начальный этап	1,000	1,000	0,000	0,000	1,000
СДС на Лесная	0,987	0,985	0,000	0,000	1,096
СДС на Заводская	0,991	0,977	0,000	0,000	1,061

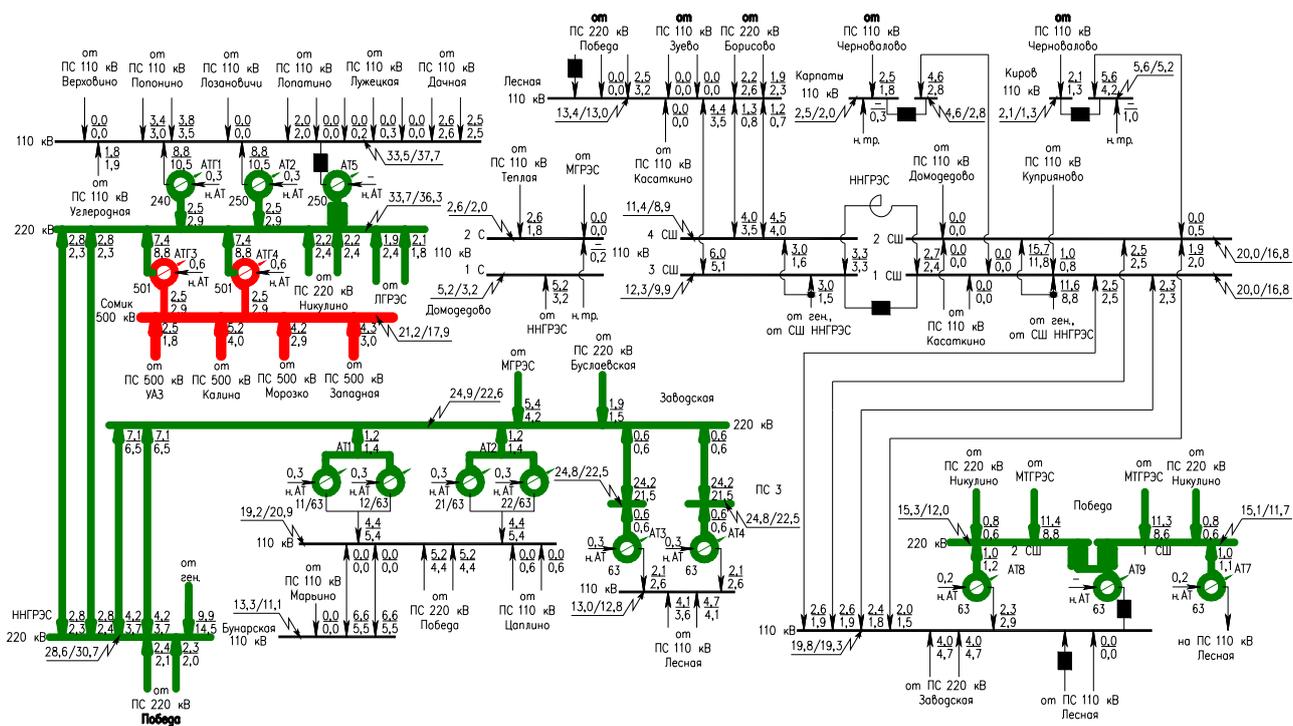


Рис. 2. Карта токов коротких замыканий Промышленного района электрических сетей до оптимизации топологии электрической сети

IV. ВЫВОДЫ

В настоящее время всё более важной становится проблема увеличения уровней токов коротких замыканий на шинах подстанций 110 кВ и выше. Данный факт приводит к необходимости применения мер по их ограничению.

Исследование проводилось на основе расчётной модели региональной электроэнергетической системы. С целью выявления активных критериев влияния расстановки точек секционирования и устройств ограничения токов короткого замыкания на схемно-режимную ситуацию электроэнергетической системы выполнялось последовательное моделирование режимов симметричных и несимметричных коротких замыканий, а также оценка технологических последствий от аварийных отключений поврежденных элементов.

Авторами данной статьи была разработана модель оценки технической эффективности реализации мероприятий по ограничению уровней токов короткого замыкания.

В данной статье предоставлен расчетный пример применения данной модели, который демонстрирует, как влияет на режим работы и уровень токов короткого замыкания в Промышленном районе электрических сетей введение новых точек стационарного деления сети.

Таким образом, разработанная модель позволяет решать важную эксплуатационную задачу электросетевого комплекса – выбор и оценка последствий от реализации мероприятий по ограничению токов короткого замыкания с учётом технологических и факторов.

Список литературы

- [1] S. A. Eroshenko, A. O. Egorov, M.R. Zagidullin, M.D. Senuk. The indicator system for the short circuit currents levels assessment in the power systems. – “2017 15th International Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems (ELMA)”. - Technical University of Sofia, Bulgaria. – 2017.
- [2] Manuelito Y. Del Castillo, Hwachang Song “Tabu search based topology modification for reduction of fault current level in power systems” – Dept. of Electrical and Information Engineering, Seoul National University of Science and Technology, Seoul, 139-743, Korea.
- [3] M. Khorrami, Mohamad S. Nader, and N. Khalil Nejhad, “Short Circuit Current Level Control and its Effects on Circuit Breakers Transient Studies”, *Journal of Electrical Engineering: Theory and Application*, vol. 1, 2010, pp. 4-17.
- [4] 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”
- [5] Короткие замыкания и выбор электрооборудования: учебное пособие для вузов / И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев и др.; под ред. И.П. Крючкова, В.А. Старшинова – М.: Издательский дом МЭИ, 2012.

Мониторинг актуального состояния измерительных комплексов электроэнергии с помощью модифицированного метода контрольных уравнений

Е.С. Кочнева

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
"Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н.Ельцина"
Екатеринбург, Россия
E-mail: e.kochneva@prosoftsystems.ru

Аннотация — В статье предлагается использовать модифицированный метод контрольных уравнений для выявления систематических погрешностей измерительных комплексов учета электрической энергии. Достаточная статистическая выборка измерений позволяет выявить наличие и рассчитать величину систематической погрешности, что в дальнейшем позволяет производить коррекцию измерительных данных.

Ключевые слова — достоверизация, измерение электроэнергии, измерительный комплекс электроэнергии, предельно допустимая погрешность, систематическая составляющая погрешности

AMR complexes actual state monitoring using the testing equations modified technique

Elena Kochneva

Ural federal university named after first President of Russia B.N. Yeltsin,
Yekaterinburg, Russian Federation
E-mail: e.kochneva@prosoftsystems.ru

Abstract — It is proposed to employ the modified testing equations method for detecting the systematic measurements errors of automatic electrical energy meter reading complexes. It is shown and confirmed that provided the sufficient statistical sample it is possible to detect and evaluate the systematic error, which, in turn, allows taking this error into account and adjusting the measurements results.

Keywords — verification, electric energy measurement, AMR complex, maximum admissible error, systematic error.

I. АКТУАЛЬНОСТЬ ЗАДАЧИ

В настоящее время вопрос экономической эффективности находится на первом плане практически для любой отрасли, и энергетика не является исключением. Задачей электросетевых компаний является оказание услуг по передаче электрической энергии (ЭЭ) от места ее производства до потребителей. Услуги по передаче ЭЭ формируют доходы электросетевых компаний. Измерения, поступающие от систем учета ЭЭ, служат базой для осуществления финансовых взаиморасчетов между участниками оптовых и розничных рынков ЭЭ. Источником измерений являются измерительные комплексы электроэнергии (ИКЭЭ), установленные на границах балансовой принадлежности между участниками энергообмена. В связи с

дифференциацией тарифов (цен) на ЭЭ на часовых интервалах времени высокими темпами ведется внедрение и совершенствование автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ). Системы АСКУЭ призваны предоставить надежные и своевременные показания об учете ЭЭ, на основании которых могут быть произведены финансовые расчеты между субъектами рынка.

Измерения ЭЭ помимо нормальных погрешностей могут содержать грубые выбросы, происходящие в результате значительного превышения предельно допустимых погрешностей средств измерений, сбоев в процессе преобразования измеренных величин, помех в каналах связи. Контроль точности и достоверности измерительной информации о потоках ЭЭ является важной составляющей информационно-измерительной системы. Он позволяет минимизировать финансовые

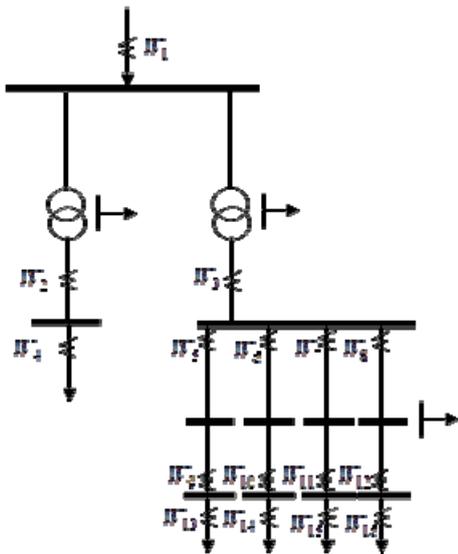


Рисунок 1. Структура системы учета

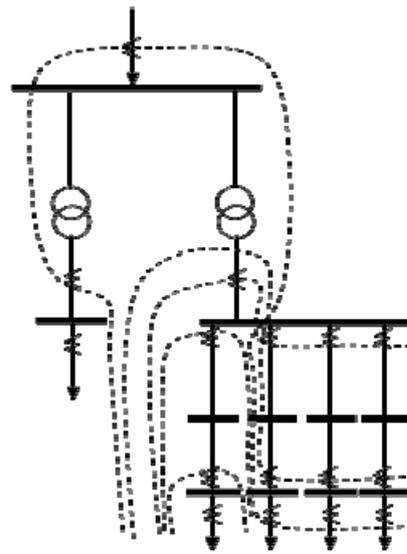


Рисунок 2. Балансовые контуры для измерения 13

риски участников энергетического обмена в случае появления сбойных коммерческих измерений.

Измерения ЭЭ не отражают истинного значения потока в данной точке. В общем виде измерение ЭЭ, как и любое другое, можно представить в виде суммы трех величин: неизвестного фактического значения потока ЭЭ - W_i^{uctm} и двух компонентов погрешностей (систематической ζ_{Wi} и случайной σ_{Wi}):

$$W_i^{izm} = W_i^{uctm} + \zeta_{Wi} + \sigma_{Wi}. \quad (1)$$

Поскольку истинное значение потока ЭЭ неизвестно, следовательно, неизвестны и статистические характеристики. Интересным, с точки зрения повышения достоверности, является получение расчетных оценок всех величин, входящих в выражение. Точность измерения тем выше, чем ближе измеренное значение к истинному. Для выполнения данного условия необходимо, чтобы погрешность ИКЭЭ не превышала сумму систематической и случайной ошибок, это будет критерием достоверности измерения ЭЭ.

Ввиду неизвестности статистических характеристик погрешностей измерения, в практике метрологии введено понятие предельно допустимой относительной погрешности ИКЭЭ. Данная величина соответствует граничным значениям интервала, определяющего достоверное измерение параметра. Вероятность попадания в интервал составляет 95 %.

II. ВЫЯВЛЕНИЕ И КОРРЕКЦИЯ СИСТЕМАТИЧЕСКИХ ПОГРЕШНОСТЕЙ

В электроэнергетике теория оценивания состояния является широко применимой для выявления плохих данных, оценки погрешностей, а также решения целого ряда других задач, связанных с достоверизацией данных телеизмерений [1].

Метрологические способы определения погрешностей измерительных комплексов ЭЭ, особенно на высоких уровнях номинального напряжения, на практике являются весьма проблематичными. Применение математических

подходов выявления комплексов учета, погрешность которых выходит за предельно допустимые границы является перспективным [2-4].

Современные системы учета обеспечивают достаточную избыточность измерений. На рисунке 1 представлена наиболее распространенная структура системы учета, начиная с системы шин 110 кВ.

На приведенном на рисунке 1 тестовом фрагменте первым уровнем измерений является прием на шины 110 кВ (ввод 110 кВ). Уровень два формируется приемом на шины 6/10 кВ (ввод 6/10 кВ). Третий уровень измерения соответствует отпуску по фидерам системы шин 10 кВ. Четвертый уровень представлен эквивалентными (по каждому фидеру СШ 10кВ) суммарными вводами на ТП. Пятый уровень – эквивалентным отпуском по фидерам ТП.

Избыточность измерений позволяет рассчитать один и тот же поток ЭЭ с помощью различных наборов других измерений, что позволяет вычислить несколько расчетных аналогов для каждого измерения с помощью линейной комбинации ряда других измерений.

Одним из вариантов построения выражений для расчетных аналогов является топологический. На первом этапе выбирается измерение, для которого будут вычисляться расчетные аналоги. В данном случае выбрано W_{13} . Далее топологически строятся балансовые контуры, с помощью которых может быть получен этот поток энергии. На рисунке 2 пунктирными линиями приведен ряд подобных контуров. В случае, когда в контур попадают элементы сети, в расчетное выражение добавляется величина технических потерь электроэнергии на этом элементе. Метод расчета потерь может быть любым, его выбор зависит от данных, доступных для расчета. Наиболее распространенным методом является вычисление технических потерь с использованием значений средних мощностей за период расчета.

Алгебраический принцип построения подобных выражений, являющийся более формализованным, подробно описан в [3]. Одному измеренному значению W_{13} соответствуют несколько его вычисленных

Таблица 1. Сравнение значений потерь энергии.

N_нач	N_кон	точные потери	потери по средней мощности	погрешность расчета, (%)
1	2	0,01	0,01	-3,84
1	3	0,00	0,00	13,72
3	4	0,04	0,03	-16,26
3	5	0,19	0,15	-17,65
.....				

аналогов [4]. Точность самого измерения соответствует классу точности его измерительного комплекса.

Далее на основании ряда вычисленных аналогов можно получить расчетную оценку измерения. На первом этапе необходимо рассчитать относительную точность вычисленных аналогов потока W_i , рассчитанных с использованием контрольных уравнений. Для каждого проверочного выражения относительную точность расчета можно рассчитать по формуле:

$$\delta_{W_i} = \sqrt{\sum_{j=1}^n a_j^2 \cdot \delta_{W_j}^2} \quad (2)$$

где δ_{Δ_j} - класс точности измерительного комплекса i .

Выражение для расчетной оценки потока энергии имеет вид:

$$W_{\text{итог_расч}} = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{1}{D_i} W_i^{\text{расч}}}{\sum_{i=1}^N \frac{1}{D_i}} \quad (3)$$

Таким образом, в качестве исходных данных используются измеренные значения потоков ЭЭ $W_i^{\text{изм}}$, на основании которых рассчитываются вычисленные аналоги этих потоков $W_i^{\text{расч}}$.

Получение расчетного аналога измерения с помощью системы проверочных выражений позволяет также вычислить ошибки измерений на каждом из рассматриваемых временных интервалов.

Чем выше точность измерительных комплексов электроэнергии, тем меньше должна быть разница ΔW между измеренным $W_i^{\text{изм}}$ и расчетным $W_i^{\text{расч}}$ значением потока. Таким образом, о фактической погрешности ИКЭЭ можно судить по величине относительного значения остатка оценивания $r^{\text{расч}} = \left(\frac{\Delta W_i}{W_i^{\text{изм}}} \right) \cdot 100\%$.

Критерием достоверности измерения является выражение:

$$r_i^{\text{расч}} \leq \delta_{\text{lim}_i},$$

где δ_{lim_i} - значение максимально допустимой погрешности i -го измерительного комплекса.

Наличие большого количества интервалов для расчета позволяет накопить статистическую информацию о расчетных погрешностях каждого измерительного комплекса. Дальнейшая обработка этих статистических рядов позволяет выявлять наличие и давать оценку

Таблица 2. Результаты расчета проверочных выражений и их погрешности.

№ проверочного выражения	Расчетное значение	Погрешность, кВтч	Погрешность, %
1	3,384	0,038	1,134
2	3,323	0,038	1,134
3	3,398	0,045	1,322
.....			
17	2,488	1,230	49,449
18	2,415	1,252	51,856
19	2,407	1,257	52,216

величины систематических погрешностей отдельных ИКЭЭ. Математическое ожидание ряда остатков оценивания служит оценкой систематической погрешности измерительного комплекса.

Критерием исправности ИКЭЭ является выражение:

$$\bar{r}_i^{\text{расч}} \leq \delta_{\text{lim}_i},$$

где $\bar{r}_i^{\text{расч}}$ - математическое ожидание ряда относительных остатков оценивания для измерения W_i , δ_{lim_i} - значение максимально допустимой погрешности i -го измерительного комплекса.

III. АПРОБАЦИЯ МЕТОДА НА ТЕСТОВОЙ СХЕМЕ

Для тестового фрагмента была рассчитана схема замещения сети, в специализированном программном комплексе запрограммированы и рассчитаны два режима работы сети с различными нагрузками в узлах потребителей.

Классы точности всех измерительных комплексов приняты равными и рассчитаны по РД 34.09.101-94 [13].

$$\delta_W = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_{CO}^2 + \delta_A^2},$$

где δ_I , δ_U - погрешности соответственно измерительных трансформаторов тока и напряжения (δ_I ТТ % по ГОСТ 7746-2001, δ_U ТН % по ГОСТ 1983-2001), %;

δ_{CO} - основная относительная погрешность счетчика, %;

δ_{II} - погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к измерительному трансформатору напряжения ТН, %.

Первые три составляющих в формуле для расчета предельно допустимой погрешности измерительного комплекса приняты равными 0,5, величина падения напряжения 0,25%, что соответствует наиболее распространенным классам точности компонент измерительных комплексов коммерческого учета. Результирующая величина предельно допустимой относительной погрешности:

$$\delta_W = \pm 1,1 \sqrt{0,5^2 + 0,5^2 + 0,5^2 + 0,25^2} = 1,134.$$

Демонстрация работы метода была проведена на суточном интервале, в котором 12 часов продолжался режим номер 1, 12 часов режим номер два.

Таблица 3. Результаты расчета проверочных выражений и их погрешности.

параметр	Интервал 1	Интервал 2	Интервал 3	Интервал 4	Интервал 700
$W_{13}^{измер}$, кВтч	0,113339	0,113565	0,113452	0,111870		0,044974
$W_{13}^{итог-расч}$, кВтч	0,099353	0,100785	0,098752	0,099769		0,039740
$r^{расч}$, %	12,3	11,3	13,0	10,8		11,2

В системе расчетных выражений используются величины потерь электрической энергии на элементах схемы замещения сети. Предлагается расчет потерь проводить с использованием средней мощности за интервал времени. В таблице 1 приведено сравнение точного значения потерь (разница между точными смоделированными потоками энергии) и потерь, рассчитанных по средней мощности (используются зашумленные в пределах классов точности потоки, средние напряжения элемента и параметры схемы).

Для проведения тестовых расчетов по выявлению систематической погрешности составлены 700 30-минутных имитационных режимов. В действительности точно рассчитать величину технических потерь электроэнергии на интервале времени довольно сложно. Технические потери состоят из двух компонент: нагрузочной и условно постоянной. Основная неопределенность состоит в расчете потерь на корону, величина которых значительно зависит от температуры и влажности окружающей среды. В случае если нагрузочные потери рассчитываются с использованием активного сопротивления элемента, значение этого активного сопротивления также неточно. В обычных режимах величина потерь по сравнению с потоком по элементу составляет 1-5 %, поэтому предельная ошибка расчета потерь значительно меньше предельно допустимой ошибки ИКЭЭ.

Погрешность расчета потерь в тестовом примере принята равной 20%. На первом этапе расчет произведен с использованием точных потерь. Для измерения W_{13} , описанным в [4] алгоритмом, составлены 19 проверочных выражений, для которых вычислена погрешность в кВтч и %. Итоговые величины приведены в таблице 2.

Используя выражения, приведенные в предыдущем разделе вычисляется итоговое расчетное значение для потока энергии $W_{13} = 3,363$. В рассматриваемом примере $\delta_{рас} = 0,67\%$ - предельно допустимая погрешность расчетного аналога потока, что практически в два раза ниже погрешности измерительного комплекса. Фактическая величина отклонения расчетного значения от истинного составляет 0,10%, отклонение измерения от истинного 0,70%.

Проведение аналогичных расчетов с использованием значений потерь энергии, вычисленных по средней мощности показало незначительное влияние метода расчета потерь на результат. Аналогичные расчеты проведены на 700 получасовых интервалах. В данном случае была введена систематическая погрешность 13% Часть результатов приведена в таблице 3.

Среднее значение остатков оценивания по всем временным интервалам составляет 11,5%, что достаточно

близко с введенной систематической погрешностью. Значение математического ожидания ряда относительных остатков оценивания является оценкой величины, постоянной во времени составляющей погрешности измерительного комплекса. Таким образом, проведение подобных расчетов позволяет откорректировать показания каждого измерительного комплекса без проведения дорогостоящих и затратных по времени метрологических процедур. Представленные расчеты позволяют выделить комплексы учета, требующие проведения внеочередной поверки, избавляя тем самым от необходимости 100 % поверки всех комплексов учета. В настоящее время, коррекция коммерческих измерений путем введения поправочных коэффициентов невозможна из-за отсутствия нормативно-правовой базы.

Накопленная статистическая информация и вычисление расчетных аналогов измерений на основе метода проверочных выражений позволяет получать оценки систематических погрешностей отдельных ИКЭЭ. Возможно снижение затрат на очередные метрологические поверки путем выявления комплексов, имеющих погрешности, выходящие за предельно допустимое значение.

IV ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Методы оценки достоверности, основанные на системе контрольных уравнений, показали хорошие результаты на тестовом фрагменте сети. Метод контрольных уравнений позволяет выявлять измерения с грубыми ошибками. Для наиболее ответственных коммерческих измерений электроэнергии на основе системы контрольных уравнений могут быть сформированы группы проверочных выражений. Использование метода проверочных выражений позволяет оценивать достоверность наиболее ответственных измерений, снижая тем самым риски электросетевых предприятий. Вычисление величины грубой ошибки позволяет производить коррекцию данных системы учета.

Список литературы

- [1] Gamm A.Z, Kolosok I.N. *Bad data detection in measurements in electric power system*. Nauka, Novosibirsk, Sib. Enterpr. RAS 2000. (in Russian).
- [2] Pazderin, A.V., Kokin, S.E., Egorov, A.O., Kochneva, E.S.: *Solution of energy flow problem using state estimation technique*, ECON Proceedings (Industrial Electronics Conference) 5414817, pp. 1736-1741.
- [3] A.O. Egorov, E.S. Kochneva, A.V. Pazderin. *Improving of metering information validity on the basis of the control equation method*. The first international conference on sustainable power generation and supply, №1, pp.217-222, 2009.
- [4] A.O. Egorov, E.S. Kochneva, A.V. Pazderin. *Detection of systematical errors of AMR system complexes*. Advanced Materials Research 960-961, pp 1342-1346, 2014.

Программный модуль предварительного анализа и фильтрации данных датчика продольного тяжения фазного провода ВЛЭП

Т.В. Корбакова, С.А. Петренко, А.Г. Сошинов
ФГБОУ ВО "Камышинский технологический институт" (филиал)
Волгоградского государственного технологического института, Камышин, Россия
E-mail: liberty.svet@yandex.ru

Аннотация — При анализе опыта разработки и эксплуатации системы мониторинга гололедообразования на воздушных линиях электропередачи (ЛЭП) были выявлены существенные недостатки, касающиеся эксплуатации автономных тензометрических датчиков продольного тяжения фазных проводников и грозотроса ВЛЭП. Главной проблемой является низкая емкость аккумуляторной системы автономных датчиков, что приводит к снижению срока их службы, частой замене и необходимости применения устройств отбора мощности, приводящие к значительному удорожанию оборудования. Для решения проблемы предлагается использовать дополнительный программный модуль проверки и оценки возможности образования отложений на проводах ВЛЭП с целью увеличения интервалов времени между передачей данных с датчика на сервер в летнее время, когда вероятность образования гололеда на проводе минимальна, и уменьшением интервалов времени между передачей данных в зимнее время, когда вероятность образования гололеда растет. Это позволит экономить энергию аккумуляторов.

Ключевые слова — датчик продольного тяжения, программный модуль, алгоритм, анализ и фильтрация данных.

Program module for preliminary analysis and filtration of data of the sensor of longitudinal loading of phase wall line

T. Korbakova, S. Petrenko, A. Soshinov
FGBOU VO "Kamyshinsky Technological Institute" (branch) of the
Volgograd State Technological Institute, Kamyshin, Russia
E-mail: liberty.svet@yandex.ru

Abstract — When analyzing the experience of the development and operation of a system for monitoring ice formation on overhead power transmission lines (LEP), there were revealed significant shortcomings regarding the operation of autonomous strain gage sensors for longitudinal traction of phase conductors and VLEP ground wire. The main problem is the low capacity of the battery system of autonomous sensors, which leads to a decrease in their service life, frequent replacement and the need for the use of power take-off devices, leading to a significant rise in the cost of equipment. To solve the problem, it is suggested to use an additional program module for testing and evaluating the possibility of deposits on the HVLP wires in order to increase the time intervals between the transfer of data from the sensor to the server in the summer, when the probability of ice formation on the wire is minimal, and the decrease in the time intervals between data transfer in the winter. The time when the probability of ice formation increases. This will save battery power.

Keywords — longitudinal traction sensor, software module, algorithm, analysis and data filtering.

1. ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день все большее распространение получают системы мониторинга состояния воздушных линий электропередачи. Данные системы содержат в своем составе датчики контроля различных показателей состояния ВЛЭП [1]. Многие из этих датчиков являются полностью автономными устройствами, питание которых осуществляется от аккумуляторных батарей или батарей рассчитанных на длительный срок эксплуатации. Обычно нормальным считается срок эксплуатации от 5 лет и

выше[3]. Однако добиться таких высоких показателей не всегда получается за счет реализации только аппаратных решений. Суть проблемы заключается в низкой емкости аккумуляторной системы автономных датчиков, что приводит к снижению срока их службы, частой замене и необходимости применения устройств отбора мощности, приводящие к значительному удорожанию оборудования[2].

Авторами была решена проблема питания автономного тензометрического датчика продольного тяжения фазного

провода за счет реализации дополнительного программного кода предвзятельного анализа значений получаемых от тензометрического датчика силы. Код исполняется контроллером модуля управления тензометрического датчика, находящегося под потенциалом провода.

II. АППАРАТНАЯ ЧАСТЬ

В аппаратную часть датчика продольного тяжения фазного провода был добавлен микроконтроллер STM32L151C8T6 в корпусе BGA100 7×7 мм. Его стандартный набор функций включает в себя 12-ти битный аналогово – цифровой преобразователь (АЦП), и встроенную возможность глубоко сна с пробуждением от внешнего тактирующего сигнала. Также в корпус устройства был добавлен цифровой датчик температуры DS18B20U. В устройстве использовался тензометрический датчик силы К 20г 5000кг. Принципиально устройство работает следующим образом. После сборки на производстве тензометрический датчик продольного тяжения фазного провода начинает непрерывную работу. Аналоговый сигнал с тензометрического поста датчика силы К 20г 5000кг поступает на вход инструментального усилителя и после усиления на вход АЦП микроконтроллера. Также на вход микроконтроллера поступает оцифрованная информация датчика температуры, вмонтированного в корпус устройства. Программный модуль, исполняемый микроконтроллером блока управления, последовательно собирает информацию с датчиков. Далее программный модуль проводит анализ полученных данных и подготовку пакета и с помощью радиопередающего модуля отсылается на пост сбора и передачи данных, установленного вблизи на стойке ВЛЭП.

III. ПРОГРАММНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ АЛГОРИТМА ИЗМЕНЕНИЯ ВРЕМЕННЫХ ИНТЕРВАЛОВ

Алгоритм программной части датчика продольного тяжения фазного провода был реализован авторами следующим образом (Рис.1).

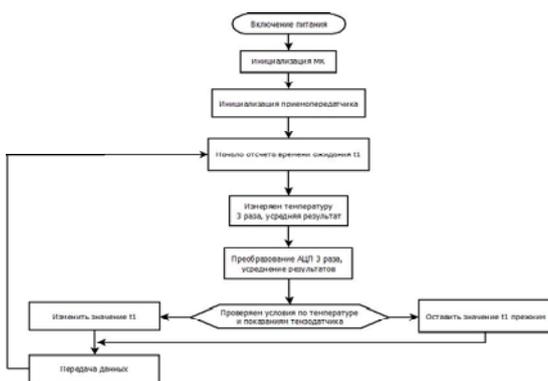


Рис.1. Алгоритм программной части датчика продольного тяжения фазного провода

После подачи питания и начала работы устройства происходит инициализация микроконтроллера и радиопередающего модуля. Далее после временной

задержки происходит измерение температуры воздуха и значения показаний тензометрического моста, затем по заранее заданным условиям проверяется необходимость изменения временной задержки $t1$ и далее передает результаты измерений на пост сбора и передачи данных с помощью радиомодуля.

Поскольку в теплое время года, опасности образования гололедоизморозевых отложений нет, то и нет необходимости частой передачи данных. Таким образом меняя временные интервалы между высылкой данных, получаем возможность в значительной мере сократить потребление электрической мощности отбираемой от аккумуляторной батареи. На практике авторами выявлены оптимальные интервалы времени для разных погодных условий. Так для моментов активного образования гололедоизморозевых отложений он составляет 5с. В теплое время года данный интервал увеличивается до 1ч, и варьируется между максимумом и минимумом в течении всего года.

IV. ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

По результатам проводимых разработок авторам удалось реализовать действующий программный код, исполняемый контроллером платы управления тензометрического датчика продольного тяжения фазного провода ВЛЭП или грозотроса, который позволяет в 6 раз уменьшить емкость используемых аккумуляторов и продлить срок службы датчика до 5 лет. Также по результатам проведенных испытаний добавленный программный модуль повысил точность присылаемых данных и сократил время между пакетами поступающих показаний до 5 секунд во время интенсивного образования гололеда и во время плавки.

Список литературы

- [1] 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.
- [2] Пат. 2145119 Российская Федерация, МПК7 G 08 В 19/02, Н 02 G 7/16. Устройство для контроля гололедной нагрузки на воздушных линиях электропередачи [Текст] / Левченко И. И., Засыпкин А. С., Аллилуев А. А., Лубенец А. В.; заявитель и патентообладатель Новочеркасский политехн. ун-т, Региональное предприятие «Южэнергонадзор». – № 98110632/09; заявл. 03.06.98; опубл. 27.01.2000, Бюл. № 3. – 7 с.: ил.
- [3] Ramsay A.C. Ryerson C.C. Ice accretion measurements from the automated surface observing system (ASOS) // The Eighth International Workshop on Atmospheric Icing of Structures. – Reykjavik (Iceland). – 1998. – P. 127-130.

Устройство отбора мощности с фазного провода воздушной линии электропередачи 6-330 кВ

И.А. Золотарев, М.В. Панасенко, А.Г. Сошинов
Камышинский технологический институт (филиал) ВолГТУ
Камышин, Россия
E-mail: epp@kti.ru

Аннотация — Разработано устройство отбора мощности, отбирающее мощность от фазового провода по принципу трансформатора тока. Приведены его основные элементы и результаты экспериментов пилотного образца. Сделан вывод о эффективности его использования для электротехнических устройств, находящихся под потенциалом провода.

Ключевые слова — воздушная линия электропередачи; устройство отбора мощности; электротехнические устройства, фазный провод.

Power take-offs device from a phase wire of the air transmission line 6-330 kV

I.A. Zolotarev, M.V. Panasenko, A.G. Soshinov
Kamyshinsky Technological Institute (branch) VolgGTU
Kamyshin, Russia
E-mail: epp@kti.ru

Abstract — The device of power takeoff developed that selects the output from the phase conductor according to the principle of the current transformer. Its basic elements and experimental results of the pilot sample. The conclusion about the effectiveness of its use in electrical devices under potential leads

Keywords — overhead power line; power take-offs device; electrotechnical devices; phase wire.

Всё активнее сетевые компании используют устройства контроля температуры провода системы мониторинга интенсивности гололедообразования (МИГ) [1], системы телеметрии гололедной нагрузки (СТГН), автоматизированной информационной системы контроля гололедных нагрузок (АИСКГН) для оценки возможности увеличения потока мощности в линии электропередачи (ЛЭП) при подключении новых потребителей, недопущения перегрева провода нагрузочным током, контроля соблюдения габаритов линии и контроля параметров адаптивности плавки. Так же используются датчики тяжения провода при контроле гололедообразования; системы освещения для обозначения габаритов ЛЭП в ночное время и т.д. [2]. Питание таких устройств осуществляется от аккумуляторов, заряд которых восполняется энергией солнечных панелей. Солнечные панели – очень ненадежный источник питания. Они подвержены загрязнению и обледенению, деградации фотоэлементов; имеют большие габариты и, соответственно, парусность. Многодневные простои из-за пасмурности заставляют

повышать емкость аккумуляторов и еще больше увеличивать установленную мощность панелей. Вместо панелей авторы предлагают применять устройства отбора мощности (УОМ) от провода. Уже существует ряд запатентованных технических решений [3], но по причинам недостаточной отбираемой мощности, работы в узких диапазонах напряжения и тока на воздушных линиях (ВЛ), они на практике не находят применения. Поэтому задача разработки нового устройства отбора мощности, лишённого указанных недостатков, – актуальна.

Предлагаемое авторами устройство – это трансформатор тока особой конструкции, содержащий разъемный сердечник тороидальной формы, на котором располагается вторичная обмотка [4]. Трансформатор тока устанавливается на фазный провод ЛЭП, являющийся первичной обмоткой.

Представленное техническое решение не предполагает резонанс напряжений, как следствие при токах коротких замыканий (КЗ) в линии не наблюдается перенапряжение

во вторичной обмотке. Схема собрана на пассивных элементах для увеличения срока службы устройства.

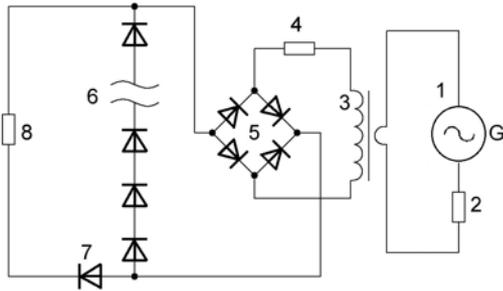


Рис. 1. Схема устройства отбора мощности с фазного провода

В исходном состоянии устройства (Рис.1) (нагрузка 2 источника энергии 1 отключена и ток в первичной цепи отсутствует) напряжение на нагрузке 8 устройства отбора мощности равно нулю. При появлении тока в первичной цепи трансформатор тока 3 весь его вторичный ток протекает через диодный мост 5, ограничиваясь активным сопротивлением вторичной обмотки и добавочным сопротивлением 4 выделяя лишнюю не потребляемую мощность в виде тепла. Выпрямленное напряжение высаживается на n-ом количестве последовательно соединенных полупроводниковых диодах 6, количество которых подбирается на нужное выходное напряжение, и идет через диод 7 на нагрузку 8 устройства отбора мощности.

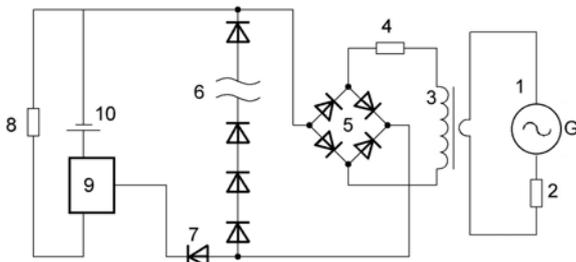


Рис. 2. Схема УОМ с аккумуляторной функцией

Схема устройства отбора мощности с аккумуляторной функцией показана на рис.2. Нагрузка 8 получает питание от аккумулятора работающего в буферном режиме, контроллер заряда-разряда аккумулятора 9 может не использоваться в зависимости от типа аккумулятора. Процессы, протекающие во вторичных ветвях, аналогичны описанным выше.

Авторами проведены испытания устройства в лабораторных условиях. УОМ вырабатывает 5 Вт при токах от 15 до 300 А в проводе. Устройство выдержало испытание на 1000 А.

Изготовлен рабочий образец. Проводятся его натурные испытания на линии 110 кВ в производственном отделении «Камышинские электрические сети» филиала ПАО «МРСК Юга»-«Волгоградэнерго». Устройство на линии работает на выделенную нагрузку (датчик температуры провода в системе МИГ). Первый этап натурных испытаний доказал работоспособность устройства отбора мощности с ВЛЭП. Устройство отбора мощности в данном исполнении с током в линии не менее

10 А способно генерировать мощность 0,125 Вт, чего более чем достаточно для питания модуля измерения температуры и тяжения провода.

Объем рынка устройств отбора мощности по нашим оценкам составляет около 1 млрд. рублей в России, он ограничен объемом рынка слаботочных устройств автоматики ВЛ, который сейчас только формируется. Аналогичным решением, представленным на рынке, являются солнечные панели. Солнечные панели стоят дешевле УОМ, но при сравнении нужной для их ёмкости аккумуляторов картина выглядит иначе (табл. 1).

Таблица 1. СРАВНИТЕЛЬНАЯ ТАБЛИЦА УОМ И СОЛНЕЧНОЙ ПАНЕЛИ

	<i>Солнечная панель, 50Вт</i>	<i>УОМ, 5 Вт</i>
<i>Стоимость</i>	8 тыс.	9,7 тыс.
<i>Ёмкость аккумуляторов</i>	30 А·ч	5 А·ч
<i>Стоимость аккумуляторов</i>	1,8 тыс.	0,3 тыс.
<i>Общая стоимость</i>	9,8 тыс.	10 тыс.

Учитывая, что аккумуляторы нужно менять через каждые 8 лет, стоимость УОМ становится примерно равной стоимости солнечной панели. Но при этом разработанное авторами устройство отбора мощности дает стабильное питание нагрузки, имеет повышенную надежность, сниженные габариты и вес, возможность подключения любой нагрузки.

Список литературы

- [1] Золотарев, И.А. Система мониторинга температуры провода воздушной линии электропередачи/ И. А. Золотарев// Материалы докладов X Международной молодежной научной конференции «Тинчуринские чтения» / под общ. ред. ректора КГЭУ Э.Ю. Абдуллазянова. В 3 т.; Т. 1. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2015. - С.74. ISBN 978-5-89873-430-5
- [2] Золотарев И.А. Сфера применения устройств отбора мощности от фазных проводов воздушной линии электропередачи /И.А.Золотарев, С.А.Петренко// Материалы докладов XI Международной молодежной научной конференции «Тинчуринские чтения» / под общ. ред. ректора КГЭУ Э.Ю. Абдуллазянова. В 3 т.; Т. 1. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2016. – С.91-92. ISBN 978-5-89873-449-7
- [3] Золотарев И.А. Анализ способов организации питания устройств автоматики находящихся под потенциалом фазового провода/ И.А.Золотарев, С.А.Петренко// ВЕСТНИК Российского национального комитета СИГРЭ // Выпуск № 7. Материалы Молодежной секции РНК СИГРЭ: сборник конкурсных докладов «Энергия-2015» по электроэнергетической и электротехнической тематикам по направлениям исследований СИГРЭ. – Иваново: ФГБОУ ВПО Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина, 2015. – С.36-37. ISBN 978-1-4799-5315-8
- [4] Золотарев, И.А. Устройство отбора мощности/ И.А.Золотарев, С.А.Петренко// Десятая международная научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых "Энергия-2015": материалы конференции. В 7 т. Т.3 - Иваново: ФГБОУ ВПО "Ивановский государственный энергетический университет имени В.И.Ленина", 2015.- С. 35-37. ISBN 978-5-00062-071-7

Вопросы построения систем сбора и корреляции событий информационной безопасности

А. Б. Якупов, Н. В. Онищенко
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Урала
Екатеринбург, Россия

Аннотация — Развитие информационных технологий приводит к возрастающей роли различных программных комплексов, используемых в деловых процессах предприятий энергетической отрасли. Вместе с тем растут риски, связанные с вмешательством злоумышленников в работу информационных систем. Поэтому вопросы построения систем информационной безопасности важны с точки зрения обеспечения надежности функционирования энергетических предприятий. Многообразие используемых средств обеспечения информационной безопасности в современных ИТ-инфраструктурах энергетических предприятий может привести к необходимости построения единой системы для централизованного контроля и управления событиями информационной безопасности. В данной статье приводится обзор систем сбора и корреляции событий информационной безопасности и вопросы построения таких систем в диспетчерских центрах.

Ключевые слова — Информационная безопасность, управление инцидентами, диспетчерский центр.

Issues of security information and event management implementation

Artur Yakupov, Natalya Onishchenko
SO UPS, JSC «Branch Interregional Dispatching Office, Energy System of Ural»
Yekaterinburg, Russia

Abstract — The development of information technology leads to the increasing role of various software products used in the business processes of enterprises in the energy sector. At the same time, the risks associated with the intervention of intruders into the operation of information systems are growing. Therefore, the issues of implementing information security systems are important in terms of ensuring reliable functioning of energy enterprises. The variety of information security tools used in modern IT infrastructures of energy enterprises can lead to the need to build a single solution for security information and event management. This article reviews security information and event management solutions and the issues of implementing such systems in dispatch centers.

Keywords — Information security, security information and event management, dispatch center.

1. ОБЗОР СИСТЕМ СБОРА И КОРРЕЛЯЦИИ СОБЫТИЙ

Системы сбора и корреляции событий информационной безопасностью (Security Information and Event Management, SIEM) представляют собой решения, позволяющие агрегировать, нормализовать, фильтровать, устанавливать корреляции и централизованно управлять данными журналов событий для обеспечения мониторинга, сигнализации, управления инцидентами, отчетности, анализа, аудита и управления информацией о состоянии информационной безопасности (ИБ) в организации.

Современные ИТ-инфраструктуры как правило имеют множество средств обеспечения ИБ, каждое из которых генерирует различные события, которые должны отслеживаться администраторами ИБ. Ручной просмотр большого количества журналов событий от различных

систем на постоянной основе является неэффективным, медленным, подверженным ошибкам и весьма трудозатратным. Кроме того, журналы событий, хранимые на устройствах, могут быть перезаписаны новой информацией, что приведет к потере информации о событиях, которые могли бы быть полезны в будущем.

Данные журналов событий могут быть получены посредством разнообразных протоколов, таких как syslog, SNMP, WMI, NetFlow. Поскольку многие источники данных имеют свои уникальные атрибуты событий, передаваемые с использованием нестандартного синтаксиса («сырые» данные), SIEM-системы используют методы нормализации получаемых данных для дальнейшей обработки. Поэтому важно до начала внедрения SIEM определить источники данных, которые должны поддерживаться SIEM, и насколько существующая инфраструктура позволяет SIEM-системе

использовать имеющиеся способы получения данных от источников. Производители SIEM-систем предоставляют постоянно обновляемые списки поддерживаемых устройств. Некоторые SIEM-системы также позволяют самостоятельно добавлять правила нормализации событий для специфичных приложений и устройств.

SIEM-системы предоставляют инструменты для анализа событий в режиме реального времени и исторического анализа. После нормализации данные журналов событий могут быть установлены корреляции между событиями в соответствии с определенными правилами. Эти правила позволяют объединять похожие события и быстро выявлять потенциальные проблемы, атаки и нарушения политик, требующие реагирования (инциденты). Инциденты образуются из одного или более событий, подходящих под условие правила (или под несколько условий нескольких правил). Логика правил может быть достаточно сложной и включать в себя условия для набора разных событий. Также правила могут опираться не на статические условия, а на динамические статистически полученные пороги срабатывания. Способность SIEM-системы к корреляции событий в реальном времени зачастую определяется двумя факторами: количеством событий в секунду, которое SIEM-система способна обработать (нормализовать и проанализировать), и набором атрибутов и логических инструментов, поддерживаемых обработчиком правил SIEM.

SIEM-системы поставляются с многочисленными заранее настроенными правилами для предоставления функционала уже «из коробки», но также предоставляют разнообразные инструменты для редактирования и создания новых правил для обработки специфических для организации сценариев. События и инциденты имеют соответствующую критичность и способ оповещения. Критичность инцидента может соответствовать критичности события на устройстве или автоматически присвоена SIEM-системой на основе правил. Оповещения, генерируемые SIEM-системой, включают в себя подробную информацию о событиях их вызвавших, которая может быть полезна для понимания и расследования инцидента. SIEM-системы обладают функционалом по консолидации событий, генерации оповещений, подавления предупреждений, управлению кейсами, для облегчения процесса реагирования на инциденты.

SIEM-системы не только выполняют корреляцию событий в реальном времени, но и имеют средства для исторического поиска и создания отчетов по сырым и нормализованным данным и инцидентам. SIEM-системы поставляются с общими предустановленными отчетами и способностями по поиску по ключевым словам, а также предоставляют функционал создания запросов для создания собственных отчетов по текущим или историческим данным. Механизмы поиска, генерации отчетов и средств по созданию панелей мониторинга у разных систем будут отличаться.

Сочетая возможности по мониторингу, созданию отчетов и управлению кейсами, SIEM-системы повышают информированность о текущем состоянии ИБ и упрощают

процессы реагирования на инциденты, их расследования и проверки соответствия ИБ установленным политикам.

II. ВНЕДРЕНИЕ И СПОРОВОЖДЕНИЕ СИСТЕМ СБОРА И КОРРЕЛЯЦИИ СОБЫТИЙ

При всех достоинствах SIEM-систем следует понимать, что их эффективность сильно зависит от правильной установки системы, полноты и качества поступающих данных и настройки необходимых правил корреляции.

Рекомендуемые шаги для правильного внедрения SIEM-системы:

- Выполнить планирование: (1) сформулировать цели и задачи внедрения, (2) определиться с требуемым функционалом SIEM-системы, (3) выделить необходимые источники данных и возможные способы их взаимодействия с SIEM, (4) оценить объемы передаваемых данных, (5) выбрать подходящую архитектуру размещения SIEM-системы.
- Сначала внедрить систему сбора событий, затем плавно внедрять функционал SIEM.
- Определить политики реагирования на инциденты, постепенно увеличивать нагрузку на SIEM.

Для оперативного контроля ИБ, генерации отчетов, эффективной корреляции и обработки инцидентов в SIEM-должны передаваться данные о состоянии, изменении конфигураций, нарушениях и аномальной активности следующих компонентов:

- Средства контроля доступа к информационным ресурсам.
- Средства защиты периметров.
- Системы обнаружения/предотвращения вторжений.
- Сетевые и серверные ресурсы.
- Защита от вредоносного программного обеспечения.
- Защита приложений.
- Контроль допустимого использования вычислительных ресурсов.

Следует учитывать, что предустановленные производителем SIEM-системы правила корреляции являются достаточно общими, и для удовлетворения конкретных нужд организации потребуются настраивать корреляционные механизмы для выявления угроз и автоматизации процессов. Аналогично и с запросами для формирования отчетов. Процессы анализа поступающих данных, настройки необходимых правил корреляции и создания отчетов являются весьма трудоемкими и необходимо запланировать выделение человеческих ресурсов под эти задачи.

О моделировании работы устройства АЛАР в процессе автоматической настройки его характеристики

А.Ю. Берг, Д.С. Бухаров, Р.А. Гусев, Е.Т. Танирбергенов
Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ
Иркутск, Россия

Аннотация — Реализованы методы определения принадлежности точек годографа вектора сопротивления к характеристике срабатывания устройств АЛАР, расположения органа направления мощности, вычисления формы характеристики с учетом условий чувствительности устройства АЛАР. Программное обеспечение позволяет оценить время нахождения годографа в характеристике срабатывания и графически отобразить результаты расчетов для возможности анализа полученных результатов и оценки корректности выбранных параметров.

Ключевые слова — моделирование; автоматическая настройка; устройство автоматической ликвидации асинхронного режима; АЛАР; программное обеспечение

On AEAO run-in modeling in the process of computer-aided adjustment of the one characteristic

Aleksey Berg, Dmitry Bukharov, Roman Gusev, Erzhan Tanirbergenov
Branch JSC «SO UPS» «Regional Dispatching Office of Irkutsk region Power System»
Irkutsk, Russian Federation

Abstract — The identifying method of including each points of resistance vector hodograph to the actuation characteristic, the directional element determining method, shape determining method (taking into account restrictions in sensitivity) are carried out. Units of time estimation of location these points into AEAO characteristic and graphic result representation are developed.

Keywords — modeling; computer-aided adjustment; automatics for elimination of asynchronous operation; AEAO; software

I. ВВЕДЕНИЕ

Настройка устройств автоматической ликвидации асинхронного режима (АЛАР) – трудоемкий процесс, сопряженный со значительным количеством ручных операций, автоматизация выполнения которых имеет немаловажное значение.

Получение адекватной настройки устройств АЛАР напрямую связано с многократной имитацией работы устройств АЛАР на совокупности исходных данных, характеризующих собой переходные процессы с возникновением асинхронных режимов (АР).

Моделирование работы устройств АЛАР и автоматическое вычисление параметров их характеристики срабатывания – ключевые процессы, заложенные в основу разрабатываемого программного обеспечения (ПО), позволяющего выполнять настройку этих устройств как вручную, так и в автоматическом режиме [1].

II. ЭТАПЫ НАСТРОЙКИ

В основу разрабатываемого ПО автоматической настройки устройств АЛАР положена итеративная процедура вычисления характеристики, включающая в себя следующие этапы:

- Определение положения органа направления мощности (ОНМ) и высоты трапеции. Алгоритмическую основу данного этапа составляет модификация метода деления пополам [2], позволяющая за конечное число операций вычислить наилучший угол наклона ОНМ [3].
- Определение длины оснований трапеции грубого органа (ГО) и чувствительного органа (ЧО). Алгоритмическую основу данного этапа составляет шаговый метод с инерционной составляющей, позволяющей выходить из области притяжения локальных минимумов.

- Корректировка высоты и боковин трапеции по условию чувствительности.

На каждом из вышеуказанных этапов форма и расположение трапеции изменяется, поэтому возникает необходимость моделирования работы устройства АЛАР с целью своевременного выявления характеристики с наименьшими размерами, при которой на все обрабатываемые годографы АР фиксируется работа автоматики.

III. МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ УСТРОЙСТВА АЛАР

Исходными данными при настройке характеристики являются массивы значений времени, активного и реактивного сопротивления, полученных в результате расчета переходного процесса.

Каждый массив содержит в себе по несколько тысяч временных отсечек и парных им значений активного и реактивного сопротивления. При этом различие в мощности данных массивов может составлять до несколько тысяч значений.

Срабатывание устройства АЛАР фиксируется при последовательном прохождении годографа АР через ЧО и ГО характеристики и пересечении ОНМ (рис. 1), при этом вычисляется время прохождения годографа через область ЧО: $T = t_2 - t_1$, где t_1 и t_2 – моменты времени, в которые зафиксированы соответственно первая и последняя точка последовательности, принадлежащей области ЧО.

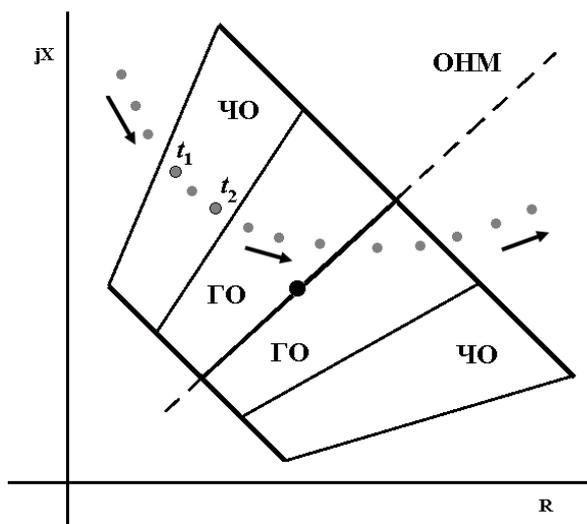


Рис. 1. Моделирование работы устройства АЛАР

Если $T \geq T_{act}$ (T_{act} – минимально необходимое время для фиксации асинхронного режима), то отмечается работа автоматики и годограф маркируется «пойманным».

Если все годографы промаркированы и выполняются необходимые условия [4], то вычисленная на текущем этапе (см. раздел II) характеристика считается окончательной и расчеты останавливаются.

При моделировании работы устройства АЛАР каждая точка годографа:

- Проверяется на принадлежность к характеристике. Если точка внутри характеристики, то она маркируется.
- Проверяется на вхождение в область ЧО/ГО и фиксируется орган, которому принадлежит текущая точка.

В результате обработки исходного массива данных образуется совокупность промаркированных точек, которая в свою очередь используется для проверки соблюдения последовательности прохождения годографом органов характеристики.

Также данная совокупность маркированных точек используется для вычисления координат пересечения годографа с боковинами ЧО/ГО и высотой характеристики, что необходимо для проверки соблюдения условия чувствительности [4].

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

За весь цикл автоматической настройки характеристики выполняется от 10^7 до 10^8 проверок принадлежности точек годографов АР к характеристике.

Вычисление характеристики устройства АЛАР при обработке 500 годографов на компьютере с четырехядерным процессором Intel(R) Core(TM) i7-5600 CPU 2.60 GHz под управлением операционной системы Windows 7 выполняется за 10 минут.

Автоматизация выполнения рутинных операций позволяет специалисту по электрическим режимам:

- Сократить время решения задачи, т.к. прорисовка годографов, оценка времени нахождения годографа в области ЧО, фиксация работы автоматики выполняется программно.
- Облегчить процесс принятия решения по выбору наилучших параметров характеристики устройства АЛАР за счет возможности рассмотрения существенно большего количества АР, чем при «ручной» настройке.

Список литературы

- [1] Берг А.Ю., Бухаров Д.С., Гусев Р.А., Танирберганов Е.Т. Об автоматизации настройки устройств АЛАР // Материалы VII Международной научно-технической конференции Электроэнергетика глазами молодежи – 2016. Том 3. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2016. – С. 20-21.
- [2] Левитин А.В. Алгоритмы. Введение в разработку и анализ. – М.: Вильямс, 2006. – 576 с.
- [3] Бухаров Д.С. О способе определения расположения органа направления мощности устройства АЛАР // Кулагинские чтения: техника и технологии производственных процессов: XVI Международная научная-практическая конференция. Часть 2. – Чита: ЗабГУ, 2016. – С. 209-212.
- [4] Комплекс противоаварийной автоматики многофункциональный. 656455.206-01 РЭ. – Новосибирск: Институт автоматизации энергетических систем, 2013. – 60 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО ОПОВЕЩЕНИЯ «РУПОР II» ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ЕЖЕДНЕВНОЙ АВТОМАТИЧЕСКОЙ ПРОВЕРКИ ОСНОВНЫХ И РЕЗЕРВНЫХ ДИСПЕТЧЕРСКИХ КАНАЛОВ СВЯЗИ С ЭНЕРГООБЪЕКТАМИ

И.В. Шамина, А.В. Беззубов
Филиал АО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ
Екатеринбург, Россия
E-mail: ishamina@sverdu.so-ups.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Во всех диспетчерских центрах организованы диспетчерские каналы связи с энергообъектами, оборудование которых находится в управлении данного диспетчерского центра. Количество диспетчерских каналов связи (с учетом основных и резервных) может достигать более 200. К диспетчерской связи предъявляются жесткие требования в части надежности и безотказности в работе. Отсутствие диспетчерской связи с энергообъектом на время более 30 минут – является аварийной ситуацией. Ежедневная (ежесменная) проверка работоспособности каналов диспетчерской связи входит в обязанности дежурного персонала блока информационных технологий диспетчерского центра. Проверка осуществляется путем ручного обзвона дежурного персонала энергообъектов. На проверку затрачивается примерно 3 часа рабочего времени дежурного по ИТ в смену. Это обстоятельство вызвало необходимость автоматизации данного делового процесса.

Материалы и методы: В Свердловском РДУ, после проведенных исследований, было принято решение использовать для проверки диспетчерских каналов систему автоматического оповещения «Рупор II», производства компании «Центр речевых технологий», г. Санкт-Петербург.

Результаты: Получена значительная экономия времени и трудозатрат дежурного персонала.

Выводы: Ввод в эксплуатацию системы автоматического оповещения «Рупор II» позволяет значительно (с 3 часов до 10 минут) сэкономить время дежурного по ИТ на проверку работоспособности диспетчерских каналов и поднять качество оперативного обслуживания ИУС и ИТ-активов диспетчерского центра за счет сокращения трудозатрат дежурного персонала на выполнение рутинных операций.

Ключевые слова: диспетчерская связь; проверка диспетчерских каналов; система автоматического оповещения;

USING THE AUTOMATIC ALERT SYSTEM "RUPOR II" FOR THE DAILY AUTOMATIC CHECK OF MAIN AND RESERVING CONTROL CHANNELS FOR COMMUNICATION WITH ENERGY OBJECTS

I.V. Shamina, A.V. Bezzubov
SO UPS, JSC «Branch Regional Dispatching Office, Energy System of Sverdlovsk»
Yekaterinburg, Russia
E-mail: ishamina@sverdu.so-ups.ru

Annotation

State of affairs: At each dispatcher center the dispatcher channels are organized for communications with power objects which equipment is under administration of the center in question. The number of dispatcher communication channels (taking into account both main and reserve ones) may achieve more than 200. Dispatcher communication must meet strict requirements concerning their reliable and non-failure operation. The absence of dispatcher communication with a power object for more than 30 minutes period is considered as emergency. Daily (each-shift) check up of the working capacity of the dispatcher communication channels belongs to duties of the personal on duty of the dispatcher center IT-block. Inspection is carried out by manual call-round of the personal on duty of the power objects. It takes about 3 hours per shift of working hours of a person on duty on IT. This circumstance caused the necessity of automation of this business process.

Materials and methods: After studies carried out at the Regional Dispatching Office of Sverdlovsk the decision was made to use the automatic notification system “Rupor II” produced by the company “Center of speech technologies”, Saint-Petersburg, for checking up of dispatcher channels.

Results: Sufficient economy of working hours and labor costs of the personal on duty is achieved.

Conclusions: Commissioning of the automatic notification system “Rupor II” allows to low down sufficiently time (from 3 hours down to 10 minutes) of a person on duty on IT for checking up of the working capacity of the dispatcher communication channels and to increase quality of operational service of the ICS (Information Control System) and IT-blocks of the dispatcher center by reduction of working hours of the personal on duty for routing activity.

Key words: dispatcher communication; dispatcher channels check up; automatic notification system.

I. ОПИСАНИЕ ПРОБЛЕМЫ

Во всех диспетчерских центрах организованы диспетчерские каналы связи с энергообъектами, оборудование которых находится в управлении данного диспетчерского центра. Количество диспетчерских каналов связи (с учетом основных и резервных) может достигать более 200. К диспетчерской связи предъявляются жесткие требования в части надежности и безотказности в работе. Отсутствие диспетчерской связи с энергообъектом на время более 30 минут – является аварийной ситуацией. Ежедневная (ежесменная) проверка работоспособности каналов диспетчерской связи входит в обязанности дежурного персонала блока информационных технологий диспетчерского центра. Проверка осуществляется путем ручного обзвона дежурного персонала энергообъектов. При этом оценивается работоспособность канала по факту ответа абонента, а также качество канала по критерию возможности восприятия речевой информации. На выполнение полного цикла проверки дежурный персонал тратит более 3 часов рабочего времени, а для своевременного выявления неисправных диспетчерских каналов, проверку необходимо выполнять 1 раз в смену.

Таким образом автоматизация процесса проверки диспетчерской связи позволит поднять качество оперативного обслуживания ИУС и ИТ-активов диспетчерских центров за счет сокращения трудозатрат дежурного персонала на выполнение рутинных операций.

II. ОПИСАНИЕ И ЗАДАЧИ ПОСТАВЛЕННЫЕ ПЕРЕД СИСТЕМОЙ

Система диспетчерской связи Свердловского РДУ построена на базе УПАТС Siemens HiPath 4000 и предназначена для организации голосовой связи между оперативным персоналом диспетчерского центра (Свердловское РДУ) и энергообъектами на территории Свердловской и Курганской областей. Диспетчерская связь осуществляется по выделенным каналам связи в протоколах АДАСЭ, BRI, PRI. Исходя из этого, к системе автоматизированного оповещения выдвигается ряд требований:

- Возможность подключения к УПАТС по потоку E1 или по сети Ethernet по протоколу VoIP (SIP, H.323);
- Одновременная работа по нескольким направлениям обзвона;
- Набор номера с программируемой задержкой между цифрами набора;

- Воспроизведение речевого сообщения при голосовом ответе удаленного абонента (без анализа контроля посылки вызова);
- Фиксация работоспособности канала диспетчерской связи по факту голосового ответа (произнесение произвольной фразы или условной);
- Формирование отчета о состоянии каналов диспетчерской связи с отображением информации о работоспособности и качестве каналов связи;
- Возможность работы с программой как администратора системы, так и дежурного персонала с любого рабочего места;
- Работа по расписанию.

Всем этим требованиям соответствует система автоматического оповещения «Рупор II», производства компании «Центр речевых технологий», г. Санкт-Петербург.

В Свердловском РДУ система «Рупор II» инсталлирована на выделенном виртуальном сервере под операционной системой Linux и подключена к УПАТС HiPath 4000 по протоколу SIP. Система осуществляет проверку каналов одновременно по 4-ем линиям (ограничено лицензией).

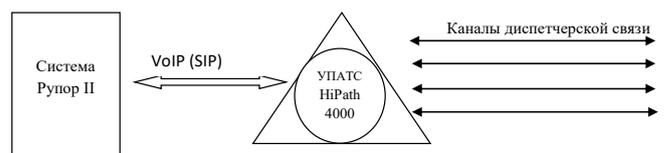


Рис. 1 Структурная схема подключения системы к УПАТС

Система осуществляет голосовые вызовы в указанные диапазоны времени и производит повторные попытки дозвона в случае неуспеха предыдущих. Система «Рупор II» осуществляет оповещения абонентов с помощью голосовых сообщений: при наступлении заданных условий, система инициирует звонок абоненту и через одну секунду после принятия вызова, проигрывает голосовое сообщение с просьбой подтвердить качество канала контрольной фразой («Подтверждаю»). Возможность системы реагировать на контрольную фразу достигается за счет активации функции распознавания речи. Работоспособность канала оценивается по факту ответа.

После успешного оповещения система завершает информирование абонента, фиксирует время и результат выполнения оповещения, формирует отчет. В отчете по

оповещению фиксируются все совершенные попытки с указанием времени и результата оповещения. Отчет доступен для просмотра в веб-приложении и может быть распечатан.

Взаимодействие пользователя с системой осуществляется посредством веб-приложения Рупор II. Работа в веб-приложении осуществляется в многопользовательском режиме, то есть под учетными записями администратора и оператора.

III. ПРИМЕР РЕАЛИЗАЦИИ СИСТЕМЫ

В Свердловском РДУ в системе «Рупор II» запрограммирована автоматическая проверка диспетчерских каналов два раза в сутки - в 01:00 и в 18:00 (можно задать любое время начала проверки).

Для анализа отчета системы Рупор II, дежурный персонал должен выполнить следующие действия:

1. Войти в веб-приложение;
2. Ввести логин и пароль;
3. Найти нужное оповещение:
 - дневная смена – проверяет отчет после 19:00;
 - ночная смена – после 02:00;
4. Провести анализ отчета.

В окне с отчетом представляются результаты проверки каналов с признаком «Не оповещен по телефону» или «Оповещен по телефону».

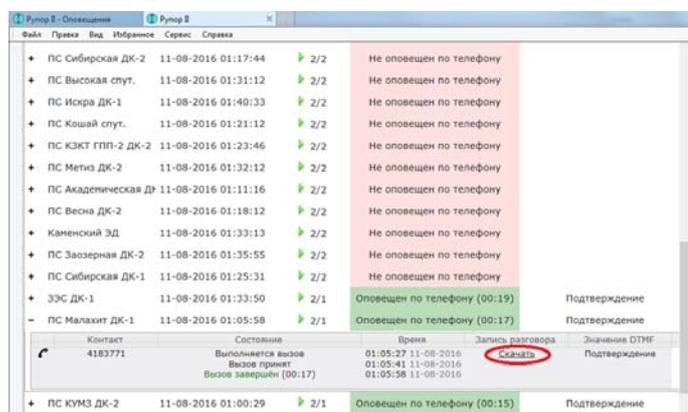


Рис.2 Вид окна с отчетом о результатах проверки.

Ярко-зеленая подсветка означает, что была названа и распознана фраза подтверждающая качество канала - «Подтверждаю», в колонке «Статус DTMF» имеется надпись - «Подтверждение».

Бледно-зеленая подсветка означает, что подтверждающая фраза не была сказана, или Система ее не распознала. В этом случае колонка «Статус DTMF» будет пустой. Для анализа каналов, по которым не сказана (или не распознана) подтверждающая фраза, можно нажать на «+» перед названием канала и в открывшейся табличке выбрать «Запись разговора»\«Скачать». По данной записи есть возможность оценить качество канала, не совершая повторный звонок на объект.

Каналы с признаком «Не оповещен по телефону» отмечаются розовой подсветкой. Данный признак может сформироваться в следующих случаях:

- Если абонент не ответил;
- Если канал был занят;
- Если канал неисправен.

Дежурному персоналу блока информационных технологий необходимо проверить данные каналы вручную.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Системой «Рупор II» проводится автоматическая проверка 190 диспетчерских каналов за 20 минут.

Ввод в эксплуатацию системы автоматического оповещения «Рупор II» позволил значительно сэкономить время дежурного персонала блока информационных технологий Свердловского РДУ на проверку диспетчерских каналов. Ранее дежурному требовалось примерно 3 часа в течении смены, чтобы проверить все диспетчерские каналы. Сейчас на анализ отчета и на перепроверку некоторых каналов уходит время порядка 10 - 15 минут. Это позволяет поднять качество оперативного обслуживания ИУС и ИТ-активов диспетчерского центра за счет сокращения трудозатрат дежурного персонала на выполнение рутинных операций.

Список литературы

- [1] Руководство пользователя.РУПОР II. Система автоматического оповещения по цифровым каналам связи.

Справочник параметров электротехнического оборудования на основе CIM-объектов.

А.Е.Артемов, С. В. Свечкарев

"Национальный исследовательский Томский политехнический университет",

Томск, Россия

E-mail: aea7@tpu.ru

Аннотация — согласно существующей практике в России разработчики каждого программного обеспечения, будь то программы расчета режимов или SCADA-системы, содержат справочники параметров электротехнического оборудования собственного изготовления и наполнения. Поэтому нередко возникают ситуации, когда в параметрах электротехнического оборудования закрадываются различного рода ошибки или неточности, которые сложно выявить и исправить на этапе применения. Ожидание, что с переходом на международный стандарт – Common Information Model (CIM) всех разработчиков программного обеспечения позволит решить все проблемы, не оправдывается – этот процесс долгий и также имеет ряд ограничений. Разработчики электротехнического оборудования являются основными специалистами, способными максимально качественно создать математические модели своего оборудования, определить и задать наиболее точные значения параметров этих моделей. Однако, для этого им необходимо обладать довольно дорогостоящим программным обеспечением и знаниями стандарта CIM. Такие затраты могут себе позволить только довольно крупные организации. Также остается пока не решенным вопрос перевода и описания в терминах CIM-стандарта ранее разработанного и применяемого оборудования. Поэтому создание общедоступного справочника электротехнического оборудования является актуальной задачей.

Ключевые слова — *cim-объекты, информационный ресурс, паспортные данные электротехнического оборудования.*

Handbook of electrical engineering equipment parameters based on CIM-objects.

A.E Artemev¹, S.V Svechkarev

"National Research Tomsk Polytechnic University",

Tomsk, Russia

E-mail: aea7@tpu.ru

Abstract — According to the existing practice in Russia, the developers of each software, whether program calculation modes or SCADA-systems, contain reference books for the parameters of electrical equipment of their own manufacture and filling. Therefore, there are often situations when in the parameters of electrical equipment creep of various kinds of errors or inaccuracies, which are difficult to identify and correct at the application stage. The expectation that with the transition to the international standard - the Common Information Model (CIM) of all software developers will solve all the problems, is not justified - this process is long and also has a number of limitations. The developers of electrical equipment are the main specialists able to create mathematical models of their equipment as high as possible, to determine and specify the most accurate values of the parameters of these models. However, for this they need to have quite expensive software and knowledge of the CIM standard. Such costs can afford only fairly large organizations. Also, the issue of translation and description in terms of CIM-standard of previously developed and applied equipment remains unresolved. Therefore, the creation of a publicly accessible directory of electrical equipment is an urgent task.

Keywords — *CIM-objects, information resource, passport data of electrotechnical equipment.*

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время для организации процесса управления ЭЭС используется большое количество различного программного обеспечения. При этом в большинстве случаев информационное взаимодействие между ними отсутствует, либо используются модули для

преобразования данных из одних форматов в другие. При данном преобразовании может происходить искажение или потеря информации, что затрудняет интеграцию программного обеспечения. Для решения данной проблемы был разработан способ стандартизации архитектуры систем, межуровневых и внутрисистемных интерфейсов, структур данных и др., Иными словами,

теоретически, появилась возможность строить системы, следуя описаниям конструктора с известным набором компонентов. В частности, важнейший и часто упоминаемый стандарт описания общей информационной модели объекта, позволяющий обеспечить эффективное информационное взаимодействие между уровнями и приложениями внутри уровня – CIM (Common Information Model) представленной в стандартах МЭК серий 61970 и 61968 [1]-[2].

CIM или обобщенная информационная модель есть абстрактная модель, которая все множество элементов электроэнергетической системы представляет стандартным образом в виде описания объектов, их свойств и связей между ними. Такое единое описание позволяет осуществлять интеграцию различных приложений, выполненных независимыми изготовителями [3].

II. АКТУАЛЬНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СПРАВОЧНИКА CIM – МОДЕЛЕЙ.

Крупные фирмы-изготовители (в основном западные) выпускают библиотеки CIM-объектов своей продукции. Однако все чаще CIM-объекты представляются в виде «черных ящиков», которые можно использовать для расчета режимов, но нельзя посмотреть математическую модель оборудования. При этом общего специализированного электронного ресурса, где можно сравнить параметры для всех похожих изделий на сегодняшний день нет.

Единый справочник параметров электротехнического оборудования на основе CIM-объектов помог бы решить ряд проблем:

1. Недостоверность информации из нескольких источников. Многократное дублирование информации приводит к появлению ошибок в дублирующих источниках. Например, при перепечатывании справочников особенно на жестком носителе практически всегда появляются отличия от исходной информации, обусловленные внесением ошибок различного рода.

2. Недоступность информации. Опыт поиска параметров электротехнического оборудования показывает, что зачастую найти необходимые данные в открытых источниках практически невозможно. При этом приходится использовать данные из старых справочников, в которых также может отсутствовать часть необходимой информации.

3. Разнородность представления информации. В различных справочниках одни и те же параметры представляются в разном виде. Например, для поперечной емкости ЛЭП и кабелей используются: емкость фазная на землю (Сф) и междуфазная емкость (Смф), или емкостная проводимость или реактивная мощность (МВар). Разнородность представления информации требует определенных знаний по их переопределению, что также является источником ошибок.

Пользователям приходится использовать большой набор специализированных справочников, в которых информация предоставляется по своим правилам.

В данной работе разрабатывается справочник CIM-моделей, который позволяет представлять данные, предоставленные своими CIM описаниями с учетом специфики свойств описания энергетического оборудования в виде таблиц базы данных.

Специфика представления данных состоит в том, что CIM-объект является иерархией классов с определенным набором атрибутов в каждом классе [4]. На рис.1 изображено краткое UML описание CIM-модели трансформатора, как видно из рисунка мы видим большое количество атрибутов, которые описывает модель.

Задача единого информационного ресурса будет заключаться в хранении всей справочной информации и предоставлении её в удобной для пользователя форме (в виде таблиц БД (базы данных) и библиотек CIM-объектов). А так же в стандартизации представления данных (использование одних терминов и математических моделей).

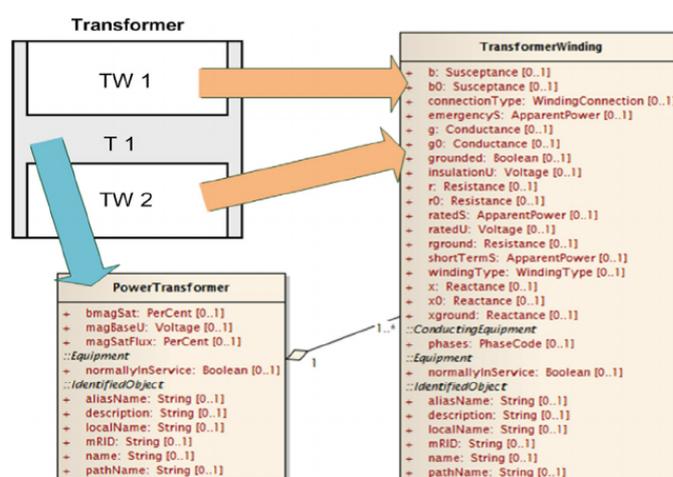


Рис. 1. UML описание CIM-модели трансформатора.

III. ВЫВОД

Создаваемый единый информационный справочник позволит Пользователям получать всю необходимую информацию о паспортных данных электротехнического оборудования в удобной форме (таблицы, библиотеки параметров, библиотеки CIM-объектов).

Список литературы

- [1] IEC 61970-301: Energy management system application program interface (EMS-API) - Part 301: Common information model (CIM) base.
- [2] IEC 61970-302: Energy management system application program interface – Part 302: Common information model (CIM) financial, energy scheduling and reservations.
- [3] Макоклоев Б.И., Полижаров А.С., Литвинов П.В. Современные подходы к построению информационных моделей в электроэнергетике. Проблемы создания Единой системы классификации и кодирования информации // Энергорынок. - 2009. - №2. – С. 59-64.
- [4] “IEC 61970 Energy management system application program interface (EMS-API) - Part 301: Common Information Model (CIM) Base”, IEC, Edition 1.0, November 2003.

Перспективы применения устройств векторной регистрации для оптимизации работы электрической сети в режиме реального времени

В.С. Михайленко, О.С. Рыбасова, С.С. Костюкова
ФГАОУ ВПО «Северо-Кавказский федеральный университет»
Ставрополь, Россия

Аннотация — В настоящее время высокими темпами развиваются системы синхронизированных измерений параметров режимов, получившие название Wide Area Measurement Systems (WAMS), основанные на технологии векторной регистрации параметров электрического режима. Внедрение таких систем дает возможность получать более детальную информацию о параметрах сети в режиме реального времени. Возможность оперативной идентификации параметров режима позволит достичь дополнительного эффекта при оптимизации работы электрической сети.

Ключевые слова — *Smart grid, WAMS технологии, PMU-устройства, векторные регистраторы.*

Determination equivalent circuit parameters overhead line 750 kV according to vector registrars

Victor Mikhailenko, Olga Rybasova, Svetlana Kostyukova
North-Caucasus Federal University
Stavropol, Russian Federation

Abstract — Now high rates the systems of synchronized measurements of parameters of the modes, which have received the name Wide Area Measurement Systems (WAMS), based on technology of vector registration of parameters of the electric mode, develop. Introduction of such systems allows obtaining more detailed information on parameters of network in real time. The possibility of operational identification of parameters of the mode will allow to reach additional effect by optimization of operation of an electrical network.

Keywords — *Smart grid, WAMS, PMU devices, vector registers.*

I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время активно осуществляется переход электроэнергетики России на новую технологическую платформу, в основу которой положена концепция интеллектуальных электрических сетей (Smart Grid). Проектирование и эксплуатация таких сетей требует создания новых подходов к решению задач управления технологическими процессами генерации, передачи и распределения электрической энергии.

Уровень технического развития измерительного обеспечения энергосистем позволяет применять системы синхронизированных измерений, основанных на технологии синхронизированной векторной регистрации параметров электрического режима, получившей название Wide Area Measurement System (WAMS), с применением векторных регистраторов Power Management Unit (PMU). В России аналогичная система получила название Система мониторинга переходных режимов (СМПР).

Внедрение данных технологий дает возможность повысить уровень информационного обеспечения и

качество управления режимами, а также является инструментом исследования динамического поведения больших и протяженных энергообъединений.

II. ПРЕДПОСЫЛКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ WAMS-ТЕХНОЛОГИЙ И ОБЛАСТЬ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

В конце 80-х годов прошлого столетия впервые начала внедряться технология векторного измерения параметров режима электроэнергетической системы (ЭЭС), как подсистема информационного обеспечения управления режимами ЭЭС. Ее появление и развитие было обусловлено несколькими сложившимися факторами, связанными с необходимостью детального анализа динамического поведения энергосистемы (усложнение топологии и структуры электроэнергетических систем, повышение количества и увеличением тяжести крупных системных аварий), а также появлением и широким внедрением технологии глобального позиционирования объектов (Global Positioning System – GPS).

Таким образом, в крупных энергообъединениях мира

активно получили развитие распределенные системы измерения параметров переходных режимов. Новые системы широко используются для повышения уровня информационного обеспечения и качества управления режимами энергообъединений.

С созданием СМПР появилась возможность получать максимально детальную информацию, используя взаимные углы векторов напряжений, о параметрах установившихся и, главным образом, переходных режимов ЭЭС/ОЭС, возникающих вследствие технологических нарушений или аварий. Наличие этой информации позволяет значительно повысить уровень изучения динамических свойств энергообъединения ЭЭС/ОЭС.

Традиционно выделяют два основных направления применения и дальнейшего развития СМПР (рис. 1) [1]:

- использование информации от РМУ вне реального времени (off-line),
- решение задач реального времени (on-line).



Рис. 1. Режимы работы СМПР

Во многих крупных энергообъединениях мира, в том числе и в России, векторные измерения, вне режима реального времени (off-line), используют для решения задач мониторинга и анализа поведения энергосистемы в процессе возникновения и ликвидации аварийных событий, верификации динамических моделей.

Использование векторных измерений в режиме реального времени (on-line) направлено на решение таких технических задач, как мониторинг параметров режимов работы ЭЭС (частоты, перетоков мощности, разности фазных углов), оценивание состояния и противоаварийное режимное управление.

III. ПЕРЕДОВОЙ ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ WAMS-ТЕХНОЛОГИЙ ЗАРУБЕЖОМ И В РОССИИ

Мировыми лидерами в области внедрения WAMS технологий являются США, Китай, Великобритания, Индия и Россия.

Проблемы в обеспечении устойчивого и безопасного функционирования единых энергетических систем США, Китая, Великобритании, возникшие из-за увеличения числа источников распределенной генерации и microgrids, планируется решать за счет установки устройств РМУ, входящих в состав WAMS.

В США в период 2017–2020 годов планируют появление новой конструкции «доступного» РМУ-устройства, которое сделает возможным мониторинг и управление microgrids.

В настоящее время в США уже решают огромный спектр проблем за счет установки и работы

РМУ-устройств [2]:

1. Оценивание состояние на основе измерений, полученных РМУ-устройств. Планируется, что оценивание состояния станет неотъемлемой частью современных систем управления распределения электроэнергии.

2. Динамический мониторинг и защита. Возможность синхрофазоров расширена не только для контроля за установившимся режимом, но и за переходным процессом, чтобы обеспечить возможность динамического мониторинга и работы противоаварийной автоматики.

3. Обнаружение местоположения повреждений. По данным от РМУ-устройств, расположенным по концам линии, можно определять местонахождение повреждения не только в радиальных, но и в сложносвязанных сетях.

4. Оценка гармонических воздействий. Данная разработка является актуальной для потребителей с чувствительной нагрузкой, а также для всех сетей для обеспечения должного качества электроэнергии.

5. Моделирование нагрузки. Необходимость оценки нагрузки в зависимости от частоты, является важной составляющей нормального и переходного режима.

6. Оценка текущих параметров режима. На основании метода Монте Карло с помощью данных, полученных от РМУ-устройств, стала возможным достоверизация параметров линии. Метод нацелен на отфильтрацию шумов, которые могут возникать в измерениях, обусловленных переходным режимом.

7. Синхронизация измерений. Процесс синхронизации измерений внедряется во все энергообъекты, с которых формируется единая база данных, включающая в себя протокол сетевого времени и позволяющая в дальнейшем изучать все воздействия на систему.

Для обеспечения наблюдаемости и контроля за критическими, с точки зрения надежности, местами энергосистемы Китая было принято решение по глобализации применения устройств векторной регистрации в диспетчерских центрах национальной сети и региональных системах классом напряжения 330 кВ и выше. Начиная с 2013 года было принято решение о размещении РМУ-устройств в диспетчерских центрах провинциальных систем выборочно на ПС 110-220 кВ. Динамический контроль за сетями низкого напряжения в Китае стал возможен благодаря новым устройствам РМУ-light и WAMS-light [3].

РМУ-light это фазор, который работает от напряжения 220 В бытовой розетки. Результаты его измерений синхронизируются по GPS и отправляются по интернету или 4G. В РМУ-light усовершенствован алгоритм измерения частоты с целью повышения надежности.

Новая система WAMS-light позволяет получить информацию от всех потребителей, установивших РМУ-light и за счет этого проводить анализ данных, что позволит на ранних стадиях обнаруживать низкочастотные колебания и предупреждать нарушение динамической устойчивости.

WAMS-light и РМУ-light в настоящее время проходят лабораторные испытания в различных университетах

страны. WAMS-light станут дополнением к WAMS технологиям и будут решать ряд задач:

- on-line оценка безопасности частоты;
- on-line идентификация информации возмущения и определения ее места с последующей автоматической сигнализацией;
- on-line мониторинг и предупреждение низкочастотных колебаний.

В Великобритании планируется рост числа устройств PMU, а также их подключение к сетям регионального уровня и на подстанциях, для обеспечения наиболее полной информации о состоянии сети [4].

В режиме лабораторных исследований в 4 университетах страны установлены PMU устройства на напряжение 415 В внутреннего подключения. За счет удачного размещения устройств обеспечивается видимость любого колебательного процесса на граничных положениях сети.

Установка PMU устройств в сетях низкого напряжения является более выгодной за счет снижения стоимости и облегчения технического исполнения, по сравнению с их использованием на подстанциях высокого напряжения.

В Индии в 2012 году получило начало развитие технологии векторной регистрации в связи с крупной системной аварией, которая привела к отключению более 600 млн потребителей электроэнергии. На данный момент установлено 1300 PMU-устройств на 351 подстанции, а в ближайшие 12-13 лет намечено увеличение числа WAMS технологии по всей стране, для связи на подстанциях и объектах генерации. Установка PMU – устройств на всех подстанциях 400 кВ и выше, генерирующих станциях от 220 кВ.

Создание системы мониторинга переходных режимов в России было инициировано АО «СО-ЦДУ ЕЭС» в 2005 году в рамках проекта «ТЭО синхронного объединения энергосистем УСТЕ и ЕЭС/ОЭС» [10, 11].

В 2006 году на 16 энергообъектах ЕЭС была введена в эксплуатацию первая очередь СМПП. Основные направления развития СМПП в ЕЭС России:

- создание и развитие аппаратных средств – отечественных устройств синхронизированных векторных измерений (УСВИ) и концентраторов векторных данных (КСВД);
- создание системы автоматического сбора информации в режимах on-line и off-line для задач оперативно-диспетчерского и автоматического управления ЭЭС;
- разработка нормативно-методической базы применения УСВИ и КСВД;
- организация работ по проектированию и внедрению ПТК СМПП на энергообъектах;
- развитие технологий оперативно-диспетчерского и автоматического управления ЭЭС на базе системы векторной регистрации (СВИ);
- сопровождение эксплуатации ПТК СМПП на объектах электроэнергетики.

В настоящее время в ЕЭС России развернуты комплексы ПТК СМПП на 85 объектах, количество PMU-устройств на энергообъектах составляет 551 устройство (таблица I).

Таблица I. СОСТАВ СМПП ЕЭС РОССИИ НА НАЧАЛО 2017 ГОДА

ОЗ ОДУ	ПТК СМПП	УСВИ	КСВД
ОДУ Урала	29	156	20
ОДУ Центра	15	117	8
ОДУ Юга	10	86	5
ОДУ Сибири	11	76	9
ОДУ Северо-Запада	9	67	6
ОДУ Средней Волги	9	43	5
ОДУ Востока	2	6	1
ВСЕГО	85	551	47

Архитектура СМПП ЕЭС создана по иерархическому принципу (рис. 2) и включает в себя:

- нижний уровень – регистраторы и концентраторы данных на объектах электроэнергетики;
- верхний уровень – программно-аппаратный комплекс СМПП, охватывающий диспетчерские центры Системного оператора РДУ и ОДУ (функции концентраторов данных СМПП регионального уровня) и ЦДУ – Центральное диспетчерское управление (функции концентратора данных СМПП уровня ЕЭС России);
- автоматическую систему сбора и передачи информации с регистраторов СМПП (АС СИ СМПП) в режиме реального времени (on-line) и по запросу (off-line) в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС».

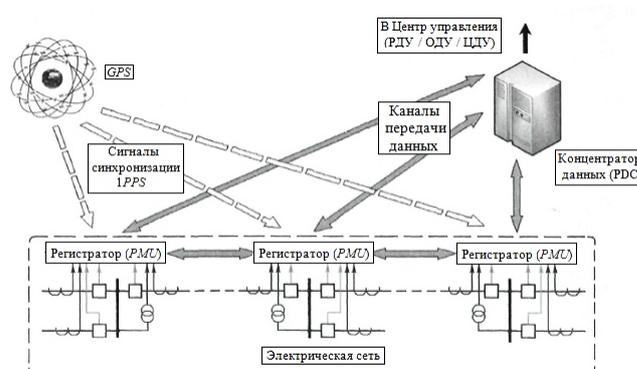


Рис. 2. Структурная схема СМПП

IV. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СМПП ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Векторные параметры электроэнергетического режима предоставляют возможность развития инновационных методов и алгоритмов мониторинга состояния энергосистемы, развития систем оперативно-диспетчерского и автоматического управления для оптимизации работы электрической сети ЕЭС России в режиме реального времени. Основными задачами ПТК

СМРП, позволяющими решить вопросы оптимизации режима работы ЭС являются:

– визуализация динамического состояния энергосистемы, контроля взаимных углов напряжений в узловых точках энергосистемы для оценки тяжести текущего электроэнергетического режима;

– верификация расчетных динамических моделей ЕЭС/ОЭС для обеспечения точности расчета динамической устойчивости и динамического поведения энергосистемы при различных аварийных возмущениях в ней;

– верификация моделей нагрузок для уточнения их статических и динамических характеристик;

– мониторинг динамических свойств энергосистем, в том числе выявления низкочастотных колебаний, опасных для устойчивости энергосистем, и оценки демпферных свойств энергосистем в режиме реального времени;

– повышение достоверности телеметрической информации и развития технологии оценки состояния электроэнергетического режима энергосистемы с использованием векторных параметров режима;

– выявление опасных по режиму энергосистемы сечений, определения максимальных и аварийно-допустимых перетоков мощности в контролируемых сечениях в различных схемно-режимных ситуациях энергосистемы;

– мониторинг функционирования систем возбуждения и автоматических регуляторов возбуждения генераторов электростанций;

– повышение достоверности и оперативности анализа технологических нарушений в энергосистемах;

– актуализация параметров схем замещения элементов электроэнергетической системы на основе текущих данных векторных измерений;

– разработка алгоритмов функционирования программно-технических комплексов ЦСПА энергосистем, ЦС (ЦКС) АРЧМ, технических средств локальной противоаварийной и режимной автоматики с использованием векторных измерений параметров электроэнергетического режима;

– разработка алгоритмов функционирования программно-технических комплексов оперативно-диспетчерского и автоматического управления

энергосистемами с гибкими управляемыми элементами сети FACTS с использованием векторных измерений параметров электроэнергетического режима. [5]

При решении задач оперативной оптимизации режима ЭЭС требуется более высокая точность определения удельных параметров воздушных линий и схем их замещения. В связи с этим актуальной становится задача идентификации параметров линий электропередач в режиме реального времени с использование данных, полученных от ПТК СМРП.

V. ВЫВОДЫ

1. Рассмотрена общемировая картина использования систем измерения параметров переходных режимов, основанных на технологии синхронизированной векторной регистрации. Определены приоритетные направления развития WAMS-технологий как зарубежом, так и в России.

2. Выявлена необходимость применения средств синхронных измерений и рассмотрены возможные направления в использовании полученных данных для оценки текущего состояния работы энергосистемы, что позволит достичь дополнительного эффекта при оптимизации работы электрической сети.

Список литературы

- [1] Кононов, Ю.Г. Применение WAMS/WACS технологий в электрических сетях: учебное пособие/ Ю.Г.Кононов, А.С. Степанов – Ставрополь: Изд-во СевКавГТУ, 2012. -128 с.
- [2] Current Trends on Applications of PMUs in Distribution Systems / Gerardo Sánchez, Julio Romero Agüero, David Elizondo, Muhidin (Dino) Lelic// Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) – 2013 – P.1-6
- [3] WAMS Light and Its Deployment in China /Zongshuai Jin, Hengxu Zhang, Changgang Li // Materials of The IEEE 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies –2015–P. 1373-1376.
- [4] Prospective Wide Area Monitoring of the Great Britain Transmission System using Phasor Measurement Units /P. M. Ashton, G. A. Taylor, M. R. Irving, A. M. Carter, M. E. Bradley// Power and Energy Society General Meeting–2012–P.1-8.
- [5] Программа инновационного развития на 2011 – 2016 годы и на перспективу до 2020 года. Открытое акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы», 2011 г.
- [6] Куликов Ю.А. Технология векторной регистрации параметров и ее применение для управления режимами ЕЭС России // Электро. 2011. №2

Описание системы АРВ синхронного генератора в соответствии с правилами CIM

А.Е. Ащеулов, И.М. Кац
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»
Томск, Россия
E-mail: ashchashch@yandex.ru

Аннотация — в настоящее время на предприятиях электроэнергетики используется большое количество EMS приложений. Для их интеграции между собой необходимо иметь единую информационную модель представления объектов. В качестве такой модели внедряется общая информационная модель (Common Information Model – CIM). В соответствии с правилами CIM в полной мере на сегодняшний день полностью не описаны все элементы ЭЭС. В частности, отсутствует описание системы автоматического регулирования возбуждением генераторов. Данный факт не позволяет использовать CIM описание генераторов при анализе переходных режимов в электроэнергетических системах. При разработке CIM модели АРВ генератора использовались стандарт МЭК 61970-301 и данные о системах АРВ генераторов. Проанализированы системы АРВ и выделены параметры АРВ, которые необходимо описать с помощью CIM модели. Предложен подход для описания основных классов систем АРВ в соответствии со стандартом CIM. На основе анализа существующих устройств АРВ был предложен подход к формированию описания АРВ генератора в соответствии со CIM стандартом. Полученные в результате работы описания АРВ в соответствии с CIM могут быть использованы сторонними производителями для интеграции приложений EMS.

Ключевые слова — CIM, общая информационная модель, АРВ, автоматическое регулирование возбуждения

Synchronous generator's automatic excitation control system description in accordance with CIM

A.E. Ashcheulov, I.M. Kats
National Research Tomsk Polytechnic University
Tomsk, Russian Federation
E-mail: ashchashch@yandex.ru

Abstract — at present a large number of EMS applications are used by electric power companies. That's why for integration of these applications it is necessary to have a general information model. For this purpose, Common information model is used as such model. Currently, elements of United Power System haven't been fully described by CIM. In particular, there is no information model for an automatic excitation control system. Therefore, the CIM description of generators couldn't use for Electric Power System Transient Stability Analysis. Standard IEC 61970-301 and data on AEC generator systems were used during development of the CIM model. The AEC system was analyzed and the parameters of the AEC were identified that should be described using the CIM model. An approach is proposed for describing the main classes of AEC systems in accordance with the CIM's standard. The approach was proposed on the basis of the analysis of existing AEC devices for formation of the description of an AEC generator in accordance with the CIM's standard. The results can be used by third-party manufacturers to integrate EMS applications.

Keywords — CIM, common information model, AEC, automatic excitation control

1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

Одними из основных целей развития электроэнергетики России являются расширение существующей инфраструктуры электросетевого хозяйства, улучшение эффективности и экономичности технологий, а также более широкое использование и дальнейшая интеграция возобновляемых источников

энергии. Для этого необходимо реализовать эффективный и бесшовный обмен информацией на различных уровнях управления энергосистемой как внутри компаний, так и со смежными компаниями.

Для наиболее оптимального решения данной задачи, в настоящее время используется Обобщенная информационная модель (Common Information Model – CIM). CIM представляет собой набор механизмов для

описания данных и их взаимосвязи между собой. Основным достоинством CIM, которое позволяет использовать её как универсальное средство для описания объектов энергетики различного уровня, является возможность модификации и адаптации существующей базовой информационной модели для описания конкретного процесса или оборудования.

По этим причинам, использование CIM, в настоящее время, получило широкое распространение в электроэнергетических системах мира. Различные организации, используя существующие наработки по развитию стандарта, адаптируют его к работе в условиях конкретной ЭЭС.

Наибольшее распространение CIM получила в ЭЭС Европы и США. В США использование стандарта CIM регулируется Федеральной комиссией по регулированию в области энергетики (FERC) в областях EMS, DMS, MMS и автоматизации подстанций [1]. В европейских странах использование CIM модели активно используется Европейской сетью системных операторов передачи электроэнергии (ENTSO-E). Также, использование CIM модели нашло широкое применение для описания объектов электроэнергетики. В настоящее время в ЭЭС России использование CIM модели активно внедряется в деятельность СО ЭЭС. При этом решено большое количество вопросов, касающихся описания элементов ЭЭС для установившегося режима. Однако, в то же время, практически отсутствует описание элементов ЭЭС для обмена информацией, необходимой для анализа электромеханических переходных процессов. В частности, отсутствуют описания синхронных машин, их систем возбуждения, описания турбин и их регуляторов, дополнительных систем регулирования.

Для решения этой проблемы в данной работе разрабатывается механизм, позволяющий дополнить существующую базовую информационную модель СО ЭЭС дополнительной информацией о регуляторах автоматического возбуждения синхронных генераторов и организовать взаимосвязь между элементами.

II. КЛАССЫ И СВЯЗИ CIM

CIM представляет собой информационную модель для описания свойств управления, которая не привязана к конкретной реализации. Это позволяет осуществлять обмен информацией между системами управления и приложениями с помощью диспетчера объектов общей информационной модели.

Стандартная схема CIM содержит набор классов со свойствами и ассоциациями, обеспечивающих концептуальную структуру, в рамках которой можно организовать доступную информацию об управляемой среде.

Каждый класс в CIM обладает атрибутами (свойствами), которые описывают свойства объекта и характеризуют и идентифицируют конкретные экземпляры класса. При этом только те атрибуты, к которым проявляется общий интерес в приложениях EMS, включаются в описания класса.

Каждый атрибут обладает типом, который определяет вид атрибута. Типичные атрибуты – это типы целого числа, плавающей точки, булевой переменной, строки и

перечисления, которые называются простыми типами. Однако множество дополнительных типов определяются как часть спецификации CIM [2].

Взаимосвязи классов определяют то, как они структурированы относительно друг друга. Классы CIM соотносятся друг с другом, в основном путем Обобщения и Ассоциации.

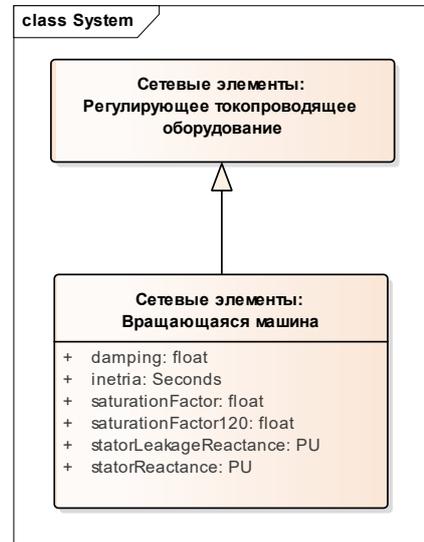


Рис. 1. Взаимоотношение между «Регулирующее токопроводящее оборудование» и «Вращающаяся машина»

Наследование – это взаимоотношение между общим и более специальным классами. Более специальный класс может содержать только дополнительную информацию. Например, на рис.1 элемент «Вращающаяся машина» является специальным классом «Регулирующего токопроводящего оборудования» (общий класс).

Также, класс «Вращающаяся машина» содержит в себе только необходимую дополнительную информацию, которой нет в вышестоящих классах, а механизм наследования обеспечивает наследственность специальным классом атрибутов и связей всех общих классов, которые находятся выше его в иерархии.

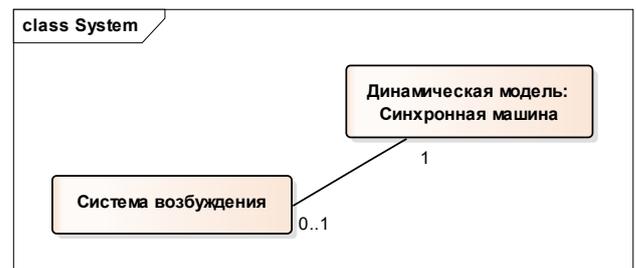


Рис. 2. Взаимоотношение между «Система возбуждения» и «Синхронная машина»

Ассоциация показывает, что объекты одного класса связаны с объектами другого класса. Например, класс «Человек» и класс «Университет» имеют ассоциацию, так как человек может учиться в университете. Ассоциации можно присвоить имя «учится в». На рис. 2 представлен еще один пример ассоциации – класс «Синхронная машина» имеет ассоциацию с классом «Система возбуждения». При этом ассоциация может быть, как одиночная, так и множественная.

III. КЛАССЫ И СВЯЗИ СИМ

В ходе данной работы были проанализированы существующие наработки и исследования по расширению СИМ модели в американских и европейских компаниях в части описания динамических характеристик синхронных машин [3-5].

В данных расширениях предлагается подход, при котором создаётся новый класс «Динамическая модель синхронной машины», который ассоциируется с

классом «Статическая модель синхронной машины». Далее разрабатываются необходимые классы, описывающие различные регуляторы и дополнительное оборудование, которые ассоциируются с классом «Динамическая модель синхронной машины» [5]. От данных классов наследуются классы, описывающие непосредственно модель того или иного регулятора. На рис. 3 приведена UML диаграмма, описывающая предлагаемый подход.

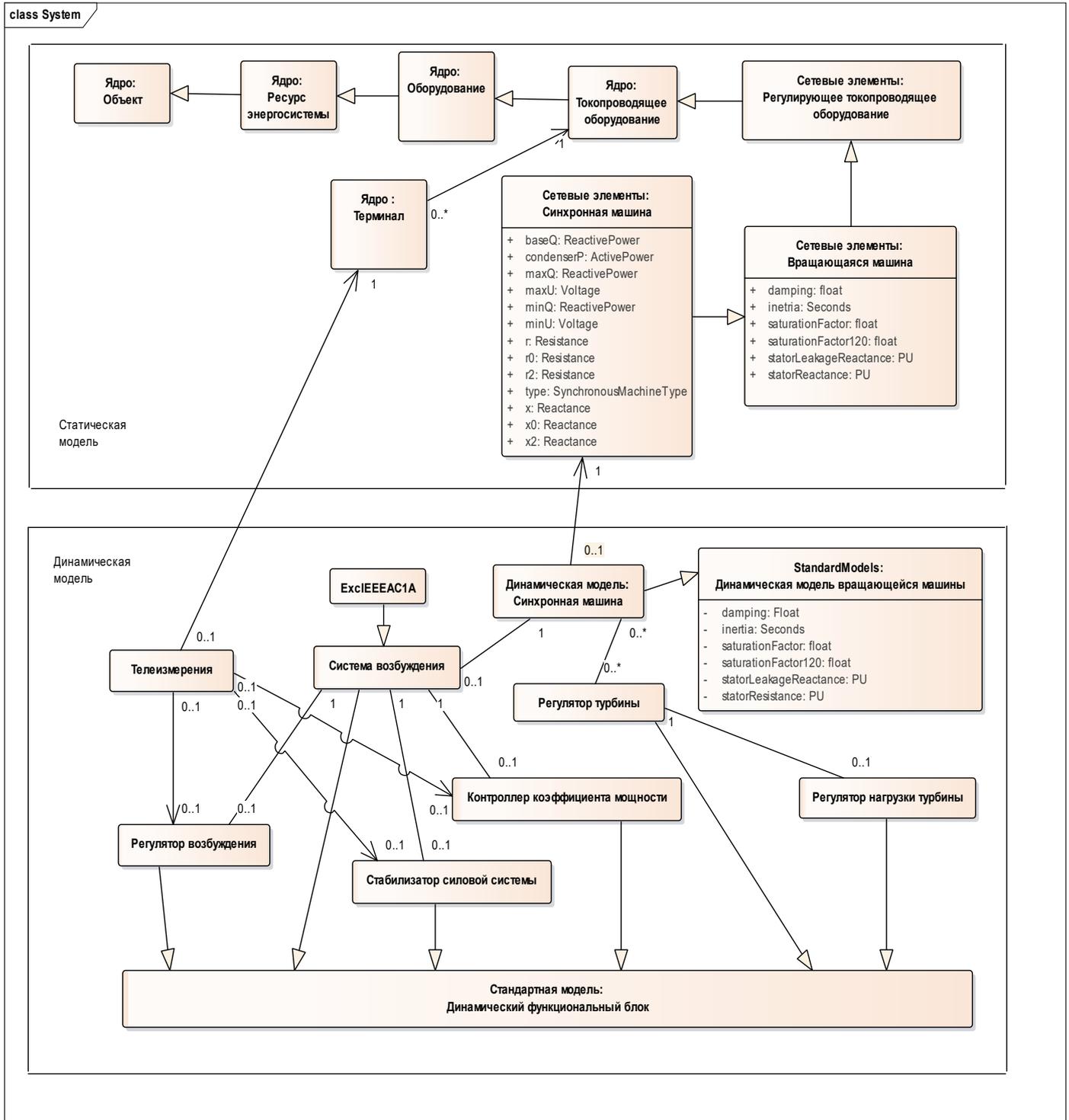


Рис. 3. Динамическая модель синхронной машины

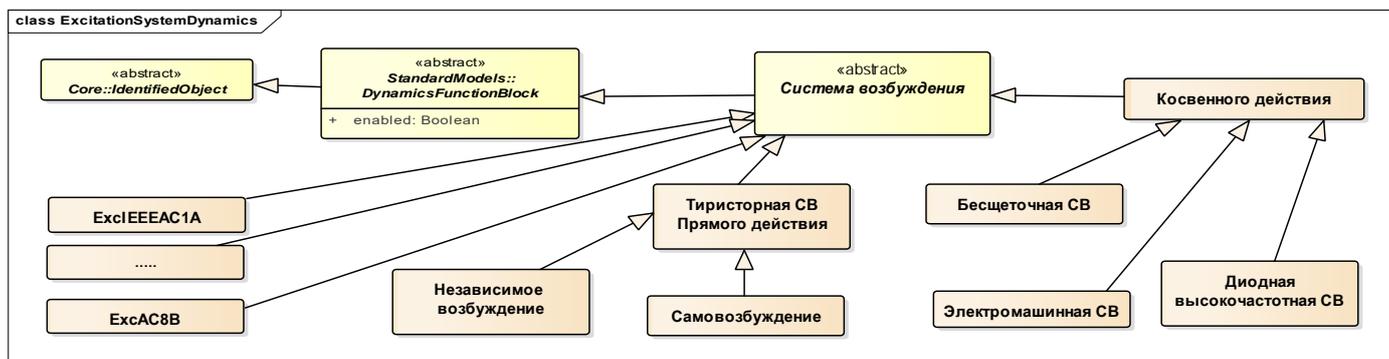


Рис. 4. Динамическая модель системы возбуждения

Сравнение действующей редакции стандарта CIM в СО ЕЭС [2] и ENTSO-E [5] показало схожесть классов информационных моделей синхронных машин для описание их параметров в установившемся режиме и взаимосвязи между классами. Существующие отличия в

описаниях классов в рамках рассматриваемой задачи позволяет применить данный подход к информационному описанию синхронной машины для анализа переходных процессов.

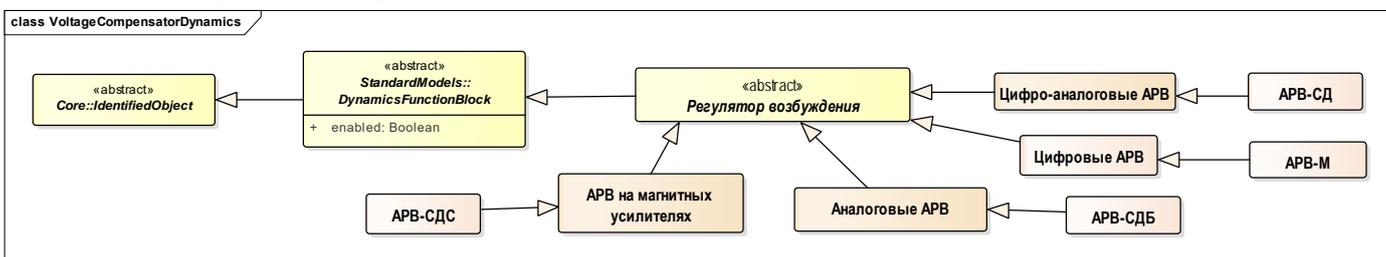


Рис. 5. Динамическая модель регулятора возбуждения

В информационной модели [3-5] системы возбуждения генераторов и их АРВ классифицируются в соответствии со стандартом [6]. Поэтому, для корректного описания системы возбуждения синхронного генератора создаются родительские классы в соответствии со стандартом [6] для каждой системы возбуждения, от которых наследуется класс «Система возбуждения» (см. рис. 4). Далее, классы всех

регуляторов синхронной машины наследует класс «Динамический функциональный блок», который описывает регуляторы и вспомогательное оборудование синхронной машины (см. рис. 3). Таким образом, для применения подхода [3-5] в СО ЕЭС его необходимо расширить классами систем возбуждения и АРВ, используемых в ЭЭС России. На рис. 4 и 5 представлено предлагаемое расширение информационной модели [3-5].

В данной работе на основе анализа существующих реализаций и расширений стандарта CIM, в качестве решения рассматриваемого вопроса был выбран проект расширений стандарта Common Grid Model Exchange Standard [3-5]. Осуществлён анализ и показана применимость данного стандарта к информационному описанию синхронных машин для анализа электромеханических переходных процессов в рамках актуальной редакции CIM стандарта СО ЕЭС. Сделаны дополнительные расширения стандарта Standard [3-5] в части описания основных систем возбуждения и АРВ, используемых в ЭЭС России.

Список литературы

- [1] Patterns and practices for CIM applications [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6039268/>
- [2] Научно-технический отчет по работе «Создание общей информационной модели ЕЭС на основе стандартов МЭК, разработка систем классификации и идентификации объектов электроэнергетики» [Электронный ресурс]. – 2011. – Режим доступа: http://www.ntc-power.ru/media/files/%D0%9F%D1%80%D0%BE%D0%B5%D0%BA%D1%82_%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%BD%D0%B4%D0%B0%D1%80%D1%82%D0%B0.pdf
- [3] EQ Steady State Special Topics. Siemens Power technologies International. [Электронный ресурс]. – 2016. – Режим доступа: <http://cimug.ucaug.org/Meetings/Oslo2014/Presentations/CIM%20University/Track%20Norway%20CIM%20University%20Network%20Model%20EQ%20Profile%20special%20topics.pdf>
- [4] EPRI CIM for Dynamic Models Project Report. [Электронный ресурс]. – 2009. – Режим доступа: <https://ru.scribd.com/presentation/147483003/EPRI-CIM-for-Dynamic-Models-Project-Report-051309>
- [5] Common Grid Model Exchange Standard (CGMES) version 2.4. [Электронный ресурс]. – 2014. – Режим доступа: https://www.entsoe.eu/Documents/CIM_documents/Grid_Model_CI_M/140528_ENTSOE_CGMES_v2.4.14.pdf
- [6] IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies [Электронный ресурс]. – 2016. – Режим доступа: <https://standards.ieee.org/findstds/standard/421.5-2016.html>

Разработка новых методов повышения надежности распределительных сетей

В.В. Быстрых, В.Е. Качесов
Новосибирский Государственный Технический Университет
Новосибирск, Россия
viktoria1453@gmail.com

Аннотация — В работе рассмотрены существующие методы повышения надежности распределительных сетей среднего напряжения в том, что касается дуговых перенапряжений. Выявлены недостатки существующих способов поиска мест однофазных замыканий в распределительных сетях. Показана необходимость метода дистанционного обнаружения места замыкания. Предлагается новый метод дистанционной локализации места повреждения на базе PLC-модемов, предполагающий определение полярности токов нулевой последовательности. Представлены результаты апробации данного метода на компьютерной модели, а также результаты проведенных физических экспериментов.

Ключевые слова — *распределительные сети среднего напряжения; сети с изолированной нейтралью; однофазное замыкание на землю; дуговые перенапряжения; PLC-модемы*

DEVELOPMENT OF NEW METHODS FOR INCREASING DISTRIBUTION NETWORK RELIABILITY

Viktoria Bystrykh, Vladimir Kachesov
Novosibirsk State Technical University
Novosibirsk, Russian Federation
viktoria1453@gmail.com

Abstract — In this paper the existing methods for increasing distribution network reliability in terms of ground fault overvoltage are considered. The disadvantages of existing methods for the single phase-to-earth fault location were revealed. The requirement of method for remote fault location was shown. A new method for remote localization of the fault location based on PLC-modems, which involves determination of zero sequence currents' polarity, is proposed. The test results of the method obtained via computer simulation and the results of experiments carried out are shown.

Keywords — *medium-voltage distribution network; unearthed-neutral network; single phase-to-earth fault; ground fault overvoltage; PLC-modems*

1. ВВЕДЕНИЕ

Общая протяженность распределительных сетей среднего напряжения составляет сотни тысяч километров, около 70% электрических сетей России. При этом такие сети в силу своего функционального назначения, заключающегося в распределении электроэнергии между потребителями, имеют сложную, как правило, древовидную топологию. Также особенностью распределительных сетей является частое изменение их конфигурации, разрастание, связанное с увеличением количества потребителей.

Помимо этого, распределительные сети имеют сравнительно высокую степень износа. По данным за 2013

год, 50% распределительных сетей выработали нормативный срок, а 7% – два нормативных срока [1]. К тому же современное оборудование, обеспечивающее высокую надежность и снижение затрат, пока используется недостаточно широко в этих сетях.

Эти особенности распределительных сетей делают их уязвимыми для возникновения замыканий. Наиболее статистически вероятным видом замыкания является однофазное замыкание на землю (ОЗЗ), на которое приходится не менее 75% повреждений в сетях 6-35 кВ [2]. В то же время в большинстве отечественных сетей среднего напряжения нейтраль изолирована. Токи однофазного замыкания в таком случае сравнительно малы и не превышают десятки ампер, благодаря чему при

возникновении ОЗЗ сеть может оставаться в работе некоторое время.

На практике замыкание обычно происходит через перемежающуюся дугу, которая может привести к возникновению опасных дуговых перенапряжений (ДП) до $3,1U_{\phi m}$ ($U_{\phi m}$ – амплитуда фазного напряжения) [3]. Последние деградируют фазную изоляцию и могут привести к междуфазному короткому замыканию и отключению потребителя. Протекание тока замыкания в месте повреждения фазной изоляции может приводить к человеческим жертвам и гибели животных. Для обеспечения надежной работы сетей среднего напряжения требуется исключить это явление.

II. ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

A. Ограничение кратности дуговых перенапряжений

Во-первых, повышения надежности распределительных сетей можно добиться путем ограничения кратности дуговых перенапряжений. С этой целью нейтраль сети среднего напряжения заземляют через дугогасительный реактор (ДГР) или через неотключаемый резистор. Оба способа имеют свои преимущества и недостатки.

В случае заземления через ДГР наряду с компенсацией емкостного тока замыкания на землю удается снизить кратность дуговых перенапряжений до $(2,2-2,4)U_{\phi m}$ и их количество при коэффициенте компенсации $K_{\perp} \geq 1$. Однако такой способ является капиталоемким из-за необходимости применения устройств автоматической компенсации и требует симметрирования сети до $0,75\%U_{\phi}$ (U_{ϕ} – фазное напряжение) в нейтрали [4].

При высокоомном резистивном заземлении нейтрали с коэффициентом компенсации $K_R \geq 1$ избыточный фазный заряд стекает через резистор в землю, благодаря чему снижается свободная составляющая переходного процесса и, соответственно, кратность дуговых перенапряжений приблизительно до величины такой же, как при установке ДГР. К недостаткам данного метода можно отнести повышение тока замыкания на землю, что снижает электробезопасность сети и ухудшает условия самогашения дуги, а также наличие на подстанции греющего оборудования, в результате чего возрастают технологические потери.

Помимо этих способов существует еще относительно новый способ заземления нейтрали – импульсное резистивное заземление, не получивший пока широкого применения [5]. Суть этого способа заключается в том, что в нейтраль через симисторный ключ включается резистор. Ключ, реагируя на скорость изменения напряжения в нейтрали, замыкается только при неустойчивых дуговых замыканиях на землю, исключая основные недостатки постоянного резистивного заземления. В разработке также находится метод глубокого ограничения ДП [6].

B. Сокращение длительности дуговых перенапряжений

Второй подход к повышению надежности распределительных сетей состоит в уменьшении длительности самих ДП, что подразумевает оперативное отключение поврежденного участка сети. Однако, как

было отмечено ранее, для распределительных сетей характерна разветвленная топология, что делает обнаружение поврежденного фидера довольно затруднительным.

Наиболее распространенным методом решения этой задачи в кабельных сетях является метод, основанный на измерении гармонических искажений токов нулевой последовательности в фидерах сети. Однако, он малоприменим для задачи быстрой локализации кратковременных замыканий. Другие «быстрые методы» базируются на выделении фидера с максимальным переходным током нулевой последовательности или на определении полярности его первой полуволны. Топологические способы локализации однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) в кабельных линиях, например, акустический и индукционный способы, нашли применение только для отключенных линий.

На воздушных линиях измерение токов нулевой последовательности вызывает затруднения, поскольку невозможно применять трансформаторы токов нулевой последовательности (ТТП). Для определения участка с ОЗЗ на воздушных линиях используют иные методы. Самым грубым способом является поочередное кратковременное отключение фидеров на каждой подстанции предполагаемого пути замыкания.

Также возможно использование различных приборов, например, аппаратов «Вектор» и «Сталкер ВЛ», с помощью которых можно установить место замыкания. Недостаток таких приборов состоит в необходимости перемещения оператора вдоль линии. Линии же не всегда находятся в легкодоступных местах, поэтому определение участка сети с замыканием может быть недостаточно оперативным. Следовательно, для повышения надежности распределительных сетей необходим метод дистанционного определения места повреждения.

III. РАЗРАБОТКА МЕТОДА ДИСТАНЦИОННОЙ ЛОКАЛИЗАЦИИ ОЗЗ

A. Принцип работы метода

Для осуществления метода дистанционного обнаружения места возникновения ОЗЗ необходимо разработать устройство, которое будет по некоторому критерию судить о наличии ОЗЗ в сети и его местонахождении и передавать информацию о координатах поврежденного участка на пульт диспетчера. Диспетчер затем должен принять решение о предпринимаемых действиях: либо отключить сеть в целях повышения уровня электробезопасности и временно оставить потребителей без электропитания, либо оставить ее в работе, отключив только поврежденный фидер, определенный по координатам устройства, от которого получен сигнал о замыкании, и отправить ремонтную бригаду по этим координатам.

В качестве критерия определения местоположения ОЗЗ в сети использованы полярности токов нулевой последовательности (НП). В программном комплексе Orcad/PSpice создана модель воздушной распределительной сети 10 кВ с изолированной нейтралью. На полученной по этой модели осциллограмме токов НП (Рис. 1) видно, что при возникновении ОЗЗ симметричность режима нарушается,

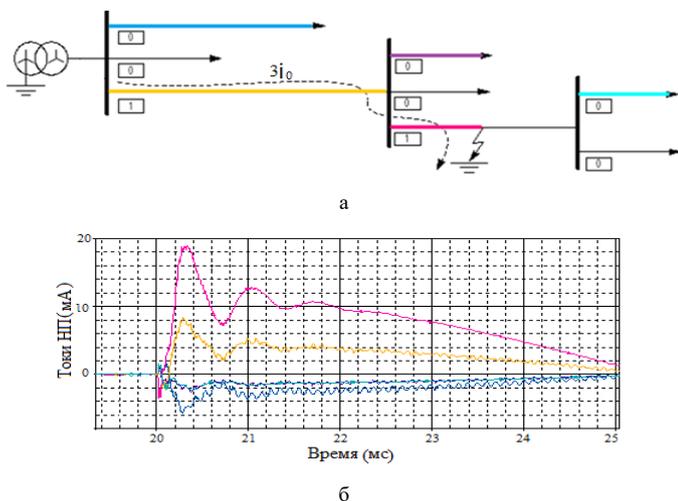


Рис. 1. Распределение токов НП в сети при ОЗЗ: а) схема распределительной сети; б) осциллограммы токов НП этой сети при ОЗЗ и в результате переходного процесса появляются токи НП. При этом ток НП на пути от шин трансформаторной подстанции до поврежденного участка больше по амплитуде и имеет противоположную полярность по сравнению с токами НП смежных линий.

Это различие будет фиксироваться с помощью некоторого устройства, устанавливаемого в начале каждого ответвления (в каждом узле). Работа устройства заключается в измерении фазных токов с помощью аналого-цифрового преобразователя – микроконтроллера, передаче измеренных значений на соседние фазы и вычислении тока НП. Далее закодированная информация о полярности тока НП и координаты устройства регистрации в виде высокочастотного сигнала с помощью PLC-модема (PLC – Power Line Communication) передаются в пункт диспетчерского управления для формирования общей картины распределения тока НП в сети. Принцип работы устройства схематично представлен на Рис. 2.

В. Электропитание устройства

Для микроконтроллеров и PLC-модемов необходимо решить вопрос электропитания. В качестве источника питания решено использовать непосредственно линию электропередачи, так как в этом случае устройство сможет бесперебойно работать при условии нахождения линии в работе.

Рассмотрены два способа подведения электроэнергии от линии к устройству: а) питание электромагнитным способом от тока нагрузки в линии и б) питание за счет электростатического отбора мощности через междуфазную емкость и малогабаритный трансформатор.

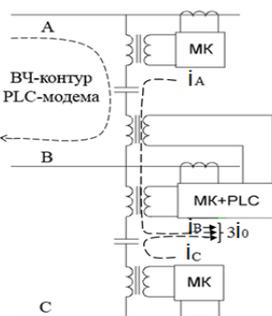


Рис. 2. Принцип работы устройства

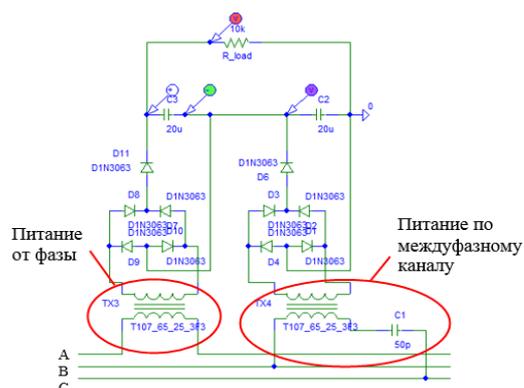


Рис. 3. Электропитание устройства

Для проверки этих способов с помощью выше упомянутого программного комплекса промоделирована схема электропитания устройства, представленная на Рис. 3. В результате проведенных экспериментов и программных симуляций при подборе трансформатора связи удалось получить напряжение 6 В на выводах фазного канала питания, удовлетворяющее требованию электропитания микроконтроллера. Это удовлетворительное значение, так как для питания микроконтроллера требуется напряжение 5 В.

С. Оценка затухания сигнала

Передача высокочастотного сигнала по линии сопровождается его затуханием. Для проверки работоспособности разрабатываемого метода требуется оценить величину этого затухания. С этой целью использована модель исследуемой воздушной сети 10 кВ с изолированной нейтралью.

Для оценки затухания сигнала в программной модели распределительной сети на шинах понизительной подстанции размещен приемник, состоящий из включенного между фазами через емкость трансформатора и нагрузки, представленной активным сопротивлением. На одном из участков наиболее разветвленной линии сети размещен передатчик, отправляющий сигнал источников напряжения по междуфазному каналу. Вся линия условно разделена на 7 последовательных участков, где «1» – наиболее отдаленный участок, а «7» – участок непосредственно у шин подстанции. Топология сети показана на Рис. 5.

Частоту передаваемого PLC-модемом сигнала можно варьировать. Из частотного диапазона выбраны частоты 50 кГц и 100 кГц, для которых переопределены погонные параметры линий и построена зависимость напряжения на выводах передатчика при положениях передатчика с «1» по «7». Эти зависимости приведены на Рис. 4.

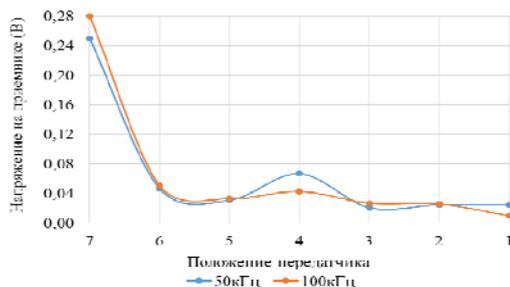


Рис. 4. Зависимость напряжения на приемнике от положения передатчика

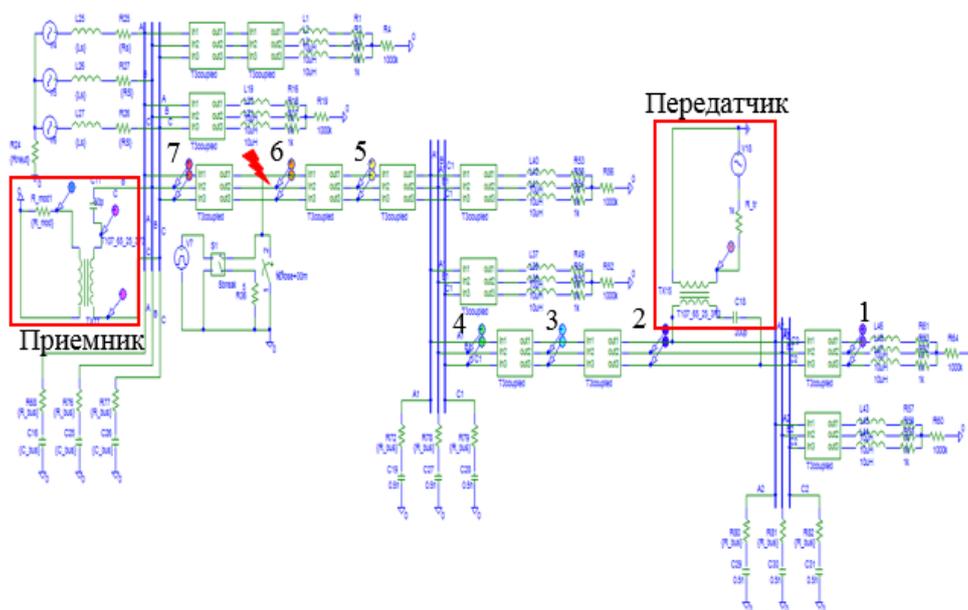


Рис. 5. Оценка затухания сигнала на программной модели распределительной сети

Из Рис. 4 видно, что для данной сети частота сигнала 50 кГц предпочтительнее, так как при более удаленном положении передатчика эта частота обеспечивает большее напряжение у приемника, а именно около 30 мВ. Это значение удовлетворяет требованиям уверенного приема информации приемником, так как сигнал на его входе должен быть не менее 1 мВ.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках данной работы рассмотрены существующие методы снижения дугowych перенапряжений в сетях среднего напряжения и выявлены недостатки существующих способов поиска мест однофазных замыканий в распределительных сетях. Установлено, что для повышения надежности распределительных сетей необходим метод дистанционной локализации места замыкания.

В качестве решения данной задачи предложен новый метод локализации места замыкания (поврежденного фидера), основанный на определении полярности токов НП и передаче информации в виде ВЧ-сигнала с помощью PLC-модемов. Для уточнения метода разработана программная модель воздушной электрической сети, на которой проводятся апробация и оптимизация предложенного способа. Проведено исследование возможности электропитания устройств, необходимых для реализации метода, непосредственно от контролируемой линии, а также оценка затухания ВЧ-сигнала при его распространении вдоль линии. Подтверждена техническая возможность осуществления предлагаемого метода.

Разработанный метод может быть использован в воздушных линиях среднего напряжения для быстрой локализации поврежденного фидера. Внедрение этого метода на практике позволит повысить надежность распределительных сетей среднего напряжения и качество электроснабжения за счет сокращения количества потребителей, испытывающих перебои питания при ОЗЗ, повышения уровня электробезопасности сети и снижения числа аварий, сопровождающихся полным отключением сети.

Список литературы

- [1] Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации : распоряжение Правительства Российской Федерации от 3 апреля 2013 г. N 511-р [Электронный ресурс] – Режим доступа : <https://rg.ru/2013/04/08/elektroseti-site-dok.html> – Загл. с экрана.
- [2] Лихачев Ф. А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов : [монография] / Ф. А. Лихачев – М.: Энергия, 1971. – 152 с.
- [3] Техника высоких напряжений : учеб. для студентов электротехнических и электроэнергетических специальностей вузов / Л. Ф. Домоховская [и др.] ; под общ. ред. Д. В. Развеига. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1976. – 488 с.
- [4] Правила устройства электроустановок.– 7-е изд.,- Новосибирск: Норматика, 2015. – 464 с.
- [5] Пат. на изобретение: РФ № 2454769 (от 19.05.2011), N02H09/00. Устройство заземления нейтрали трехфазной электрической сети/ В.Е. Качесов// БИ №18, 2012.
- [6] Финашин Р. А. Разработка мероприятий по повышению надежности распределительных сетей : дис. магистра : 13.04.02 / Р. А. Финашин ; науч. рук. В. Е. Качесов ; Новосиб. гос. техн. ун-т. - Новосибирск, 2016. – 97 л. : ил., табл.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВРЕМЕННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ ДЛЯ АКТУАЛИЗАЦИИ НАГРУЗОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

С.В. Елкин¹, Ю.И. Демидов¹, Т.Г. Климова¹

¹Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт»
Москва, Россия

E-mail: sergeyyolkin@yandex.ru

Аннотация — на сегодняшний день конфигурация ЕЭС становится более сложной, происходит рост нагрузок, увеличивается их неоднородность в различных узлах системы. Поэтому не всегда удается рационально оценить реальное состояние нагрузки и возможность добавления новых потребителей к той или иной точке сети. Кроме того, в настоящий момент особое внимание уделяется качеству электроэнергии и устойчивости системы, что, в свою очередь, требует постоянного мониторинга соответствующих параметров сети. Для решения данной проблемы могут быть использованы устройства синхронизированных векторных измерений (УСВИ), способные проводить измерения в режиме реального времени.

В ходе проведения научно-исследовательской работы по использованию УСВИ на объектах электросетевого комплекса использовались методы математического моделирования. Основным инструментом моделирования являлся программный комплекс MATLAB, SimPowerSystems+Simulink.

Показана возможность использования векторных измерений токов и напряжения в различных узлах нагрузки, получаемые в режиме реального времени, для актуализации эквивалентных параметров нагрузки. Рассмотрены различные схемы сети и возможные точки включения УСВИ.

Использование УСВИ позволит получать векторные измерения в режиме реального времени и передавать эти измерения в РДУ с целью анализа состояния энергосистемы. Результаты актуализации эквивалентных параметров нагрузки дают возможность уточнять модели, используемые для расчетов переходных процессов, что снижает вероятность ошибки диспетчера, а также дают объективную оценку состояния электрической сети.

Ключевые слова — устройство синхронизированных векторных измерений (УСВИ); мониторинг параметров в режиме реального времени; устойчивость энергосистемы; энергоэффективность; качество электроэнергии.

SYNCHRONISED TIME MEASUREMENTS APPLICATION FOR ACTUALIZATION OF ELECTRICAL POWER AND ENERGY SYSTEM LOADS

Sergey Yolkin¹, Yuriy Demidov¹, Tatyana Klimova¹

¹National Research University Moscow Power Engineering Institute
Moscow, Russia

E-mail: sergeyyolkin@yandex.ru

Abstract — nowadays configuration of United Energy System is becoming more difficult; the value and heterogeneity of loads are rising at different system nodes. Therefore, a rational grade of real load state and ability of new customer connection to random network node are an essential problem. Questions of electric power quality and system stability are being paid special attention today. The solution of these problems requires control of electric system parameters in real-time mode. This function can be realized by Phasor Measurement Unit (PMU) – a special intellectual electronic device for real-time measurements.

Mathematical modeling methods were used during the research about PMU's application at power system objects. The main tool of modeling was software MATLAB, SimPowerSystems+Simulink.

Ability of vector current and voltage real-time measurements use for actualization equal load parameters was demonstrated. Different kinds of electrical network schemes and possible PMU's connection points were considered.

PMU's application gives an opportunity to get vector real-time measurements and transfer them to regional dispatching department to analyze power and energy system state. Equal parameters load actualization results allow to specify electrical transient calculations, that decreases the probability of dispatcher mistake and determine objective grade of grid state.

Keywords — Phasor Measurement Unit (PMU); real-time parameters control; power and energy system stability; energy efficiency; quality of electrical energy.

1. ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день системы телеметрии находят широкое применение в области передачи и измерений параметров электроэнергетических режимов того или иного оборудования ЕЭС. С усложнением

электроэнергетической системы и с ростом нагрузок увеличивается объем телеизмерений, необходимых для анализа режима работы сети и состояния оборудования. Однако передаваемая информация не синхронизирована по времени, имеет недостаточно для современных тенденций развития сети качество и ограничена по скорости передачи, что обуславливает задержку приема

телеизмерений в диспетчерских центрах, которая, в свою очередь, может стать причиной во время принятых персоналом решений и развитию аварийного режима работы в энергосистеме. Для обеспечения постоянного контроля состояния энергосистемы и непрерывного мониторинга ее параметров могут быть использованы устройства синхронизированных векторных измерений (УСВИ).

УСВИ представляет собой устройство, способное измерять комплексные величины токов и напряжения в режиме реального времени. Измерения нагрузок, проводимые в различных узлах ЕЭС, синхронизированы по времени посредством GPS или ГЛОНАСС, обеспечивает высокую степень достоверности контроля параметров режима энергосистемы при наличии электромагнитных или электромеханических переходных процессов. Точность синхронизации составляет порядка $\pm 0,2$ мкс. УСВИ осуществляют корректные измерения параметров нагрузок в диапазоне изменения частот [1] 45-55 Гц. УСВИ можно расположить в разных узлах энергосистемы, что создаст систему мониторинга режимов сети [2].

II. УСТАНОВКА УСВИ В УЗЛАХ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

В программном комплексе MATLAB были осуществлены измерения в возможном месте подключения УСВИ. Возможное расположение УСВИ для мониторинга состояния нагрузки представлено на рис.1.

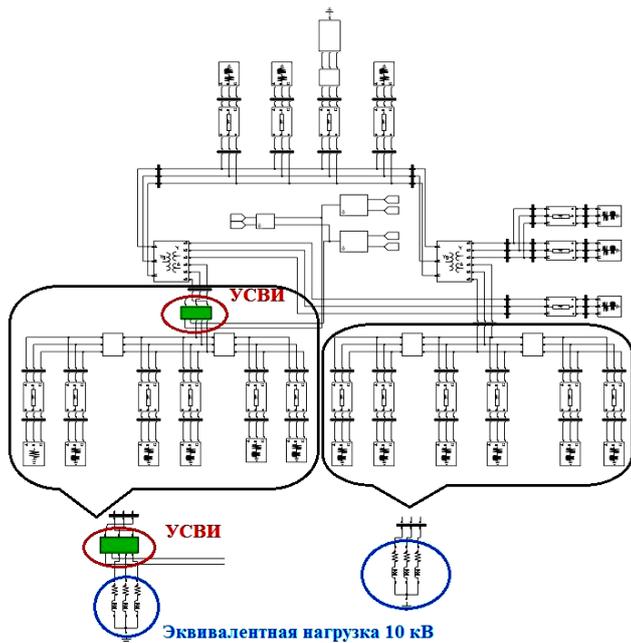


Рис. 1. Возможное подключение УСВИ в узле электрической сети и эквивалентная нагрузка.

В приведенном примере УСВИ установлено на вводе 10 кВ секции шин подстанции, что позволяет осуществлять мониторинг изменения параметров нагрузки, подключенной к данной секции шин.

III. ЭКВИВАЛЕНТИРОВАНИЕ СТАТИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ

Большое количество программных комплексов [3] в качестве исходных данных необходимы значения активных и реактивных сопротивлений. УСВИ

преобразовывает реальные значения мощности нагрузки в эквивалентные сопротивления, состоящие из действительной и мнимой составляющих.

На рис.1 также показана эквивалентная нагрузка, рассчитанная по измерениям УСВИ.

Результаты измерения параметров нормальной и эквивалентированной нагрузки приведены на рис.2 и рис.3. Погрешность измерений в результате преобразования не превышает 0,2%.

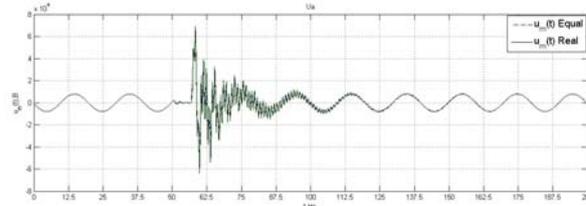


Рис. 2. Измерение мгновенных значений напряжения фазы А реальной и эквивалентированной статической нагрузки.

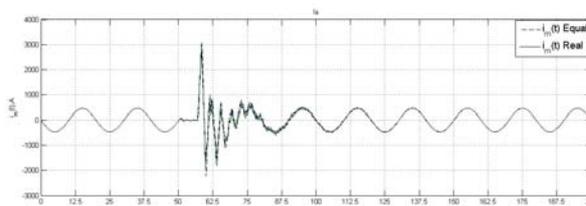


Рис. 3. Измерение мгновенных значений тока фазы А реальной и эквивалентированной статической нагрузки.

Возмущение на представленных графиках вызвано трёхфазным коротким замыканием на стороне высокого напряжения (220кВ) подстанции. Как видно из приведенных рисунков, УСВИ достаточно точно измеряет параметры статической нагрузки как в установившемся режиме, так и при коротком замыкании.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Полученные результаты измерений демонстрируют способность УСВИ измерять параметры нагрузок с точностью в пределах одного периода промышленной частоты и реагировать на отклонения параметров, тем самым, сигнализируя о нарушении установившегося режима в энергосистеме.

В настоящее время проводится исследование в области эквивалентирования нагрузки, в состав которой входят асинхронные двигатели. А также исследуется возможность увеличения точности эквивалентирования с повышением точности измерителей режимных параметров.

Список литературы

- [1] СТО 59012820.29.020.011-2016. Релейная защита и автоматика. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования. –М.: АО «СО ЕЭС», 2016.
- [2] Task Force on Identification of Electromechanical Modes, Identification of Electromechanical Modes in Power Systems, IEEE Task Force Report, 2012.
- [3] Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е. Применение математических моделей электрической нагрузки в расчетах устойчивости энергосистем и надежности электроснабжения промышленных предприятий. –М.: ЭЛЕКС-КМ, 2008.-248с

Использование параллельных вычислений в задачах оценивания состояния и расчета установившегося режима

И.Д. Поляков^{1,2}, А.В. Паздерин²

¹Филиал АО «СО ЕЭС» Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Урала, Екатеринбург, Россия

²ФГАОУ ВО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», Екатеринбург, Россия

E-mail: ilyapol92@gmail.com

Аннотация — При программировании алгоритмов оценивания состояния и расчета установившегося режима должны учитываться возможности современной вычислительной техники. Эти алгоритмы должны быть оптимальными не только с точки зрения разделения задачи, например, на подзадачи по активной и реактивной мощности, но и также ориентированными на многоядерную, многопоточную структуру процессоров. В литературе среди способов повышения скорости решения этих задач в основном представлены методы, значительно снижающие объемы вычислений при выполнении различных математических операций, но обычно не имеющие параллельной реализации. В статье рассматриваются возможности использования параллельных вычислений для решения задачи оценивания состояния и расчета установившегося режима. При проведении исследования была разработана программа с использованием среды разработки Visual Studio 2015, языка C# и библиотеки Math.NET Numerics. Эта программа позволяет выполнять оценивание состояния и расчет установившегося режима на трехфазной модели сети в полярных координатах. Описанные в статье подходы к оптимизации алгоритмов оценивания состояния и расчета установившегося режима могут значительно повысить скорость выполнения вычислений для систем большой размерности.

Ключевые слова — оценивание состояния; установившийся режим; трехфазная модель энергосистемы; параллельные вычисления.

The usage of parallel calculation in state estimation and steady state calculation tasks

Ilya Polyakov^{1,2}, Andrey Pazderin²

¹SO UPS, JSC «Branch Interregional Dispatching Office, Energy System of Ural», Yekaterinburg, Russia

²Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin, Ekaterinburg, Russian Federation

E-mail: ilyapol92@gmail.com

Abstract — Modern computer characteristics must be taken into account for state estimation and steady state algorithms programming. These algorithms should be optimal not only in terms of task dividing, e.g. into real and reactive power subtasks, but also oriented on multicore, multithreaded processor structure. Usually different methods significantly decreasing amount of calculations in performing some mathematical operations are presented in literature. Unfortunately, these methods often don't have parallel realization. Possibilities of using parallel calculations for solution of state estimation and steady state calculation tasks are reviewed the paper. Visual studio 2015 developer tools, C# program's language and Math.NET Numerics library were used for developing program that allows to perform state estimation and steady state calculation of three-phase model in polar coordinates. The describing approaches to optimization of state estimation and steady state calculation tasks can be used to decrease the rate of computing for large-scale systems.

Keywords — state estimation; steady state; three-phase power system model; parallel calculations.

1. ВВЕДЕНИЕ

Оценивание состояния (ОС) предназначено для определения наиболее вероятного режима работы сети по данным телеизмерений, взятых за заданный момент времени с учетом их точности. Идеи ее создания берут свое начало в 60-х годах прошлого века и со временем роль оценивания состояния в управлении энергосистем только возрастала. На настоящий момент в отечественной

и зарубежной практике результаты ОС используются во многих задачах диспетчеризации — для отбраковки недостоверной телеметрии, в программах расчета допустимых перетоков, для решения задачи ввода режима в допустимую область, при прогнозировании, в задачах противоаварийной автоматики, для определения места повреждений. Методы оценивания состояния также нашли свое применение в задаче энергораспределения [1] при достоверизации показаний счетчиков электроэнергии

и выявления недостоверных данных. От точности и скорости выполнения ОС зависит быстрота решения остальных задач, что предъявляет повышенные требования к ее реализации.

Энергосистемы продолжают непрерывно расти и число передаваемых в диспетчерские центры измерений также увеличивается. В сетях появляются новые измерительные комплексы, способные снабжать диспетчерские центры высокоточными данными практически в реальном времени. Тем не менее, полный цикл ОС в большинстве диспетчерских центров занимает от 30 секунд до 5 минут, в зависимости от размерности расчетной модели сети [2, 3], что не позволяет использовать полный потенциал современных измерительных комплексов, зарождающая предпосылки для проведения исследований по повышению скорости решения данной задачи.

За последние годы группой исследователей Тихоокеанской северо-западной национальной лаборатории (Pacific northwest national laboratory, USA) был опубликован ряд работ, посвященных параллельным вычислениям в задаче ОС. В [2] обсуждаются подходы к разделению задачи ОС по подсистемам энергосети и ее совокупному решению в рамках одного высокопроизводительного вычислительного кластера (High-performance computing cluster – HPC кластера). В [3, 4] представлена реализация программного комплекса для ОС, позволяющая решать поставленную задачу с существенным приростом скорости по сравнению с используемыми на практике методами. Для данных исследований использовалась реальная модель сети Бонневильского управления энергетикой (Bonneville Power Administration), содержащая около 7 500 узлов, 9 300 ветвей и 27 000 измерений. В [4] на данной модели ОС выполняется за 5 секунд при использовании кластера из 8 узлов. Каждый узел включает по два 4-х ядерных процессора Intel Xeon 5570, с тактовой частотой 2,53 ГГц и 24 ГБ ОЗУ. В перечисленных выше работах решение системы линейных уравнений выполнялось при использовании метода сопряженных градиентов с предобуславливанием, реализованного с применением параллельных вычислений для повышения скорости расчетов. В [5] ОС выполнялось на суперкомпьютере Olympus HPC, имеющем около 22 100 процессоров с частотой 2,1 ГГц. Это позволило оценить состояние системы на модели сети Бонневильского управления энергетикой менее чем за секунду. В [6] предлагается одна из возможных концепций автоматизированной информационной системы для решения задачи ОС, расчета установившегося режима (УР) и моделирования динамики на единой информационной модели.

Повышенные требования к быстродействию расчетов устанавливаются и в АО «Системный оператор Единой энергетической системы» (Системный оператор). При создании оперативно-информационного комплекса нового поколения планируется внедрение Трехуровневой автоматизированной системы формирования физических и эквивалентных моделей для расчетов и оценивания электрических режимов (ТАС). Одним из ее назначений является предоставление возможности выполнения расчетов УР и ОС по данным телеметрии во всех диспетчерских центрах Системного оператора с использованием единой информационной модели и ее

фрагментов. Согласно эксплуатационной документации ТАС к выполнению расчета и оценивания электрических режимов для модели в 10 000 узлов предъявляются требования, приведенные в таблице 1.

Таблица 1. ТРЕБОВАНИЯ К ТАС

Функция	Максимальное время, с	Примечания
Оценивание состояния	15	Время учитывает все фазы расчета:
Расчет установившегося режима	30	<ul style="list-style-type: none"> • Построение модели (топологический анализ) • Загрузка модели • Расчет • Выгрузка модели • Декомпозиция в исходную модель • Обновление графической информации

Вышеизложенные факторы позволяют судить об актуальности темы данной статьи. Сокращение времени проведения расчетов могло бы повысить качество решений задач по управлению энергосистемой и скорость их выполнения. Далее в статье будут рассмотрены примеры применения параллельных вычислений в программных комплексах, эксплуатируемых в электроэнергетике, а также возможности использования параллельных вычислений в задачах ОС и расчета УР.

II. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПАРАЛЛЕЛЬНЫХ ВЫЧИСЛЕНИЙ В СОВРЕМЕННЫХ ПРОГРАММНЫХ КОМПЛЕКСАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

На настоящий момент параллельные вычисления на практике используются в централизованной системе противоаварийной автоматики (ЦСПА) третьего поколения, эксплуатируемой в Системном операторе. ЦСПА – это программно-аппаратный комплекс, осуществляющий выполнение расчетов управляющих воздействий для заданных пусковых органов на основе текущих значений параметров электрического режима. ЦСПА предназначена для сохранения статической и динамической устойчивости при аварийных возмущениях в энергосистеме. ЦСПА представляет собой комплекс технических и программных средств, образующий двухуровневую систему противоаварийного управления: сервер ЦСПА верхнего уровня и низовые устройства ЦСПА.

В качестве сервера ЦСПА для обеспечения требуемого быстродействия при выборе и расчете управляющих воздействий используется HPC кластер, объединяющий под собой несколько физических или виртуальных компьютеров. В качестве алгоритма анализа статической устойчивости используется подход, базирующийся на традиционных методах решения системы нелинейных уравнений УР.

Согласно документации к ЦСПА наиболее затратным по объему вычислений является расчет переходного процесса. При этом основное его время занимает матричные операции, связанные с итерационным расчетом режима. Применяемые в ЦСПА методы упрощения расчетов, направленные на сокращение времени решения задачи УР и использующие в качестве начальных значений данные, полученные на предыдущих этапах расчета, позволяют ускорить расчет примерно на 50%.

Несмотря на то, что расчет УР на схемах ЦСПА проводится довольно быстро, ввиду многообразия рассматриваемых режимов авторы алгоритма ставят увеличение скорости расчета УР как одну из проблем, что свидетельствует об актуальности выбранной темы.

III. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПАРАЛЛЕЛЬНЫХ ВЫЧИСЛЕНИЙ В ЗАДАЧАХ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ И РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

A. Оценивание состояния

Для проведения анализа влияния параллельных вычислений на время, необходимое для ОС и расчета УР была разработана программа, написанная на языке C# и позволяющая проводить расчеты в полярных координатах на трехфазной модели сети, учитывающей междуфазные связи. Вычисления проводились на компьютере под управлением Windows 10 с 4-х ядерным процессором i7-4770S 3.1 ГГц, 8 ГБ ОЗУ. При анализе использовалась модель радиальной сети IEEE 37 [7], однолинейная схема которой представлена на рис. 1. Высоковольтными линиями в модели были заменены фазоповоротный трансформатор между узлами 799 и 701, а также трансформатор, связывающий узлы 709 и 775. Далее сеть была увеличена в 10 раз путем клонирования всех узлов, кроме балансирующего, их измерений и связей. Итоговая модель включала 361 узел, 360 ветвей и 993 измерения.

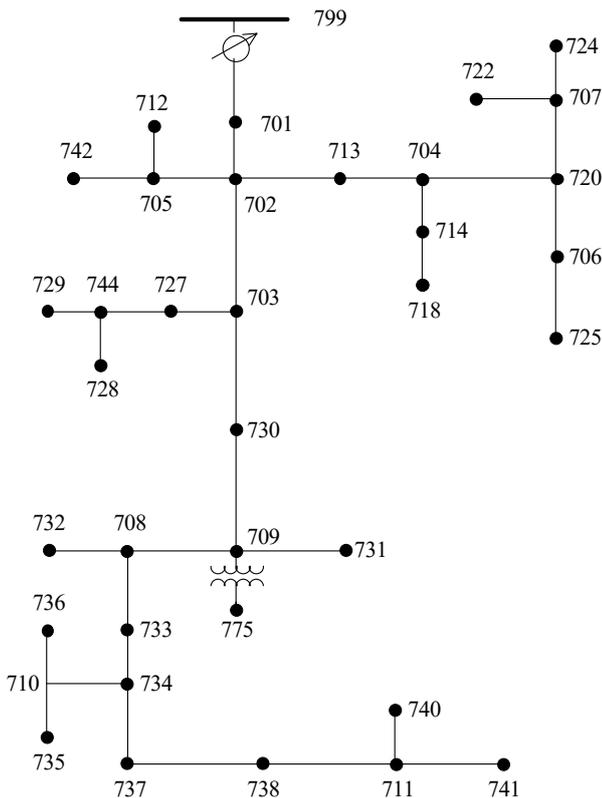


Рис. 1. Однолинейная схема замещения сети 37-узловой сети IEEE.

При исследовании использовался наиболее распространенный метод решения задачи ОС – метод взвешенных наименьших квадратов (МВНК). Подробное описание данного метода можно найти в [8, 9]. В данной постановке решение задачи ОС сводилось к определению вектора состояния системы x , элементами которого выступали модули напряжений и углы фаз узлов, по известному вектору измерений z с учетом их весов.

Вектор измерений содержит модули напряжений, потоки и инъекции активных/реактивных мощностей. МВНК является итерационным методом, на каждом его шаге для получения приращения метода состояния Δx^{k+1} решается уравнение:

$$(H^k)^T \cdot W \cdot H^k \cdot \Delta x^{k+1} = (H^k)^T \cdot W \cdot \Delta z^k, \quad (1)$$

где k – номер итерации; $H = dh(x)/dx$ – матрица частных производных нелинейных функций измерений по переменным вектора состояния (матрица Якоби), используемая для линеаризации системы уравнений измерений; $W = R^{-1}$ – инверсная матрица весов измерений, имеющая диагональную структуру; Δz^k – вектор невязок измерений на итерации k .

При оценивании состояния систем большой размерности наиболее трудоемкими являются операции по формированию Якобиана, перемножению матриц и решению системы линейных уравнений. Ниже будет представлено среднее время выполнения каждого из этих действий для тестовой системы в рамках 10 расчетов.

Полная трехфазная модель сети имеет большую степень нелинейности за счет учитываемых междуфазных связей (Рис. 2) поэтому формирование Якобиана измерений занимает существенное количество времени, в сравнении с другими этапами расчета. В Таблице 2 представлено время, затрачиваемое на построение данной матрицы размерностью 2139x1483 при параллельном и последовательном расчете ее элементов. Параллельный расчет элементов матрицы Якоби может сократить время ее формирования более чем в 3 раза.

Таблица II. РАСЧЕТ ЭЛЕМЕНТОВ МАТРИЦЫ ЯКОБИ

Вид расчета	Затраченное время, мс
Последовательный расчет	1458
Параллельный расчет	454

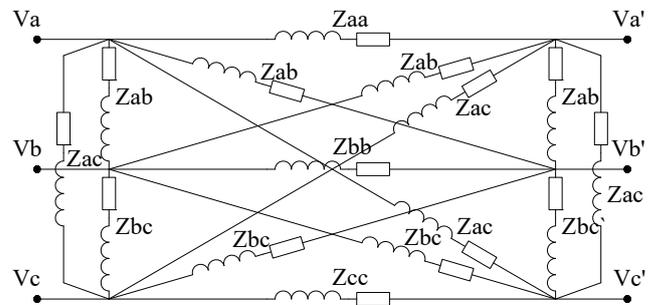


Рис. 2. Схема замещения линии

Операции по перемножению матриц должны учитывать их структуру. В разреженных и диагональных матрицах перемножение должно выполняться только для ненулевых элементов.

Таблица III. ОПЕРАЦИИ ПО ПЕРЕМНОЖЕНИЮ МАТРИЦ

Умножение матриц	Параллельное выполнение операций, мс	Прямое выполнение операций, мс	С применением Math.net, мс
Матрицу Якоби на диагональную	25	26	10
Разреженных матриц	56	195	1193

Из таблицы 3 видно, что перемножение разреженных матриц в расчетной библиотеке Math.net требует

длительного времени, несмотря на хорошую оптимизацию библиотеки. Это связано с тем, что разреженность матриц при перемножении не учитывается, и выполняются лишние математические действия с ее нулевыми элементами. Умножение разреженной матрицы на диагональную, наоборот, в библиотеке Math.net выполняется быстрее. Если рассматривать параллельную и последовательную реализацию методов перемножения матриц, то для больших систем первый метод будет предпочтительней.

На последней стадии получения приращения вектора состояния решается система линейных уравнений (1). Она состоит из разреженной, плохо обусловленной матрицы, стоящей перед Δx^{k+1} , получаемой после выполнения описанных выше математических операций и вектора за знаком равенства. Плохая обусловленность, а также размерность системы негативно влияют на скорость решения системы линейных уравнений.

Обычно выделяют две группы методов, с помощью которых можно решить систему линейных уравнений – прямые методы и итерационные. К первым относятся LU, QR-разложения, разложение Холецкого. Использование данных разложений на практике приводит к решению поставленной задачи практически исключая параллельное выполнение математических операций во время применения этих методов. Итерационные методы дают приближенное решение системы, получаемое с заданной точностью. Одним из них является метод сопряженных градиентов, расчет по которому может иметь параллельную реализацию. Согласно [3, 4] метод сопряженных градиентов является одним из лучших итерационных методов для решения разреженной, положительно определенной системы уравнений. Предобуславливание системы в рамках этого метода позволяет упростить расчеты, связанные с решением плохо обусловленных систем. В таблице 4 представлено время, затраченное на решение системы линейных уравнений с использованием QR-разложения и метода сопряженных градиентов с предобуславливанием.

Таблица IV. РЕШЕНИЕ СИСТЕМЫ ЛИНЕЙНЫХ УРАВНЕНИЙ

Метод решения	Затраченное время, мс
Прямой (стандартный солвер библиотеки Math.Net для разреженных матриц, использующий при решении QR-разложение)	4546
Итерационный (метод сопряженных градиентов с предобуславливанием библиотеки Math.Net)	438

Решение системы линейных уравнений методом сопряженных градиентов с предобуславливанием занимает в 10 раз меньше времени, чем с использованием QR-разложения, хотя требуемое количество итераций для получения вектора состояния с заданной точностью возрастает с 4 до 6. Время вычисления при применении метода сопряженных градиентов с предобуславливанием в меньшей степени зависит от размерности системы, что

также склоняет к его применению для решения систем большой размерности.

В. Расчет установившегося режима

Задача расчета УР может быть сформулирована в форме баланса мощностей в полярной системе координат и решена с использованием метода Ньютона следующей линеаризованной системы уравнений:

$$H \cdot \Delta x^{k+1} = \Delta S^k, \quad (2)$$

где ΔS^k – вектор невязок нагрузок в узлах системы, $H = dh(x)/dx$ – матрица Якоби, используемая для линеаризации системы уравнений режима.

Так как система уравнений (2) имеет аналогичные характеристики, что и (1), для ее решения могут быть применены те же подходы, что были описаны выше для задачи ОС.

IV. ВЫВОДЫ

В статье показано, как использование в некоторых математических операциях параллельных вычислений может сократить время, необходимое для выполнения ОС и расчета УР сети большой размерности. С учетом роста энергосистем, появления высокоточных измерений, передаваемых в диспетчерские центры с минимальными задержками, применение представленных в статье подходов может стать актуальным при модернизации и построении SCADA-систем нового поколения.

Список литературы

- [1] A. V. Pazderin, S. E. Kokin, A. O. Egorov and E. S. Kochneva, "Solution of energy flow problem using state estimation technique," 2009 35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics, Porto, 2009, pp. 1736-1741.
- [2] Y. Liu, W. Jiang, S. Jin, M. Rice and Y. Chen, "Distributing Power Grid State Estimation on HPC Clusters - A System Architecture Prototype," 2012 IEEE 26th International Parallel and Distributed Processing Symposium Workshops & PhD Forum, Shanghai, 2012, pp. 1467-1476.
- [3] Y. Chen, S. Jin, M. Rice and Z. Huang, "Parallel state estimation assessment with practical data," 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Vancouver, BC, 2013, pp. 1-5.
- [4] Y. Chen, M. Rice and Z. Huang, "SCADA-rate parallel state estimation assessed with utility data," 2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition, National Harbor, MD, 2014, pp. 1-5.
- [5] Y. Chen, M. Rice, K. Glaesemann and Z. Huang, "Sub-second state estimation implementation and its evaluation with real data," 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, CO, 2015, pp. 1-5.
- [6] Y. Chen, E. Fitzhenry, S. Jin, etc., "An integrated software package to enable predictive simulation capabilities," 2016 Power Systems Computation Conference (PSCC), Genoa, 2016, pp. 1-6.
- [7] W. H. Kersting, "Radial distribution test feeders," in Proc. IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting, Columbus, OH, 2001, vol. 2, pp. 908-912.
- [8] Abur, A., Gómez-Expósito, A., Power System State Estimation: Theory and Implementation – Marcel Dekker, 2004 – 336 pp.
- [9] P. Chusovitin, I. Polyakov and A. Pazderin, "Three-phase state estimation model for distribution grids," 2016 IEEE International Conference on the Science of Electrical Engineering (ICSEE), Eilat, 2016, pp. 1-5.

Новые технологии фильтрации телеизмерений и оценивания состояния в среде WAMS

П. И. Бартоломей¹, Е. Н. Котова¹, Е. М. Лебедев², С. И. Семенов¹

¹ФГАОУ ВО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»

²Филиал АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Урала»

Екатеринбург, Россия

E-mail: e.n.kotova@urfu.ru

Аннотация — телеметрическая информация (ТИ) перед поступлением на уровень субъекта оперативно-диспетчерского управления подвергается многочисленным преобразованиям и передаче. При этом каждый этап вносит свою составляющую погрешности. Эффективным методом повышения достоверности ТИ является априорная фильтрация, применяемая перед классической процедурой оценивания состояния (ОС) с целью обнаружения грубых ошибок телеметрии. Внедрение устройств PMU существенно повышает эффективность как априорной фильтрации, так и последующей процедуры ОС. Поэтому даже частичное оснащение ЭЭС устройствами PMU, обеспечивающими не только высокоточное измерение фазы напряжения, но на порядок более точные измерения активной и реактивной мощности и модуля напряжения по сравнению с традиционными электромагнитными измерительными комплексами, позволяет повысить качество телеметрии.

Авторами предлагаются алгоритмы априорной фильтрации и ОС, позволяющие обеспечить фильтрацию грубых ошибок систем измерения и ускоренное ОС. В качестве критерия эффективности процедуры априорной фильтрации и ОС используется функция, представляющая собой сумму квадратов отклонений значений активной и реактивной мощностей линий и узловых мощностей. Новые алгоритмы были протестированы на схемах различной размерности, в том числе на широко используемой 30-ти узловой тестовой схеме IEEE-30, а также на реальной сети ОЭС Урала.

При помощи вычислительных экспериментов показано, что наличие устройств PMU даже в нескольких узлах энергосистемы дает возможность существенно повысить достоверность режима энергосистемы в целом. Это также распространяется на априорную обработку информации, поскольку при приближении источника грубой ошибки к узлу с PMU или узлу ему инцидентному, возможность обнаружения данной ошибки резко увеличивается.

Ключевые слова — оценка состояния, векторные измерения, априорная фильтрация.

New technologies of telemetry filtration and state estimation in the WAMS system environment

Petr Bartolomey¹, Elena Kotova¹, Egor Lebedev², Sergey Semenenko¹

¹ «Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin»

² Filial branch of "System Operator of the United Power System", JSC

Ekaterinburg, Russia

Abstract — telemetry data before entering on the operative-dispatching management subject level is subject to multiple transformations and transfer. However, each stage contributes a portion of error. An effective method of increasing reliability is “a priori” filtering applied before the classical procedure of the state estimation (SE) for the detection of gross telemetry errors. The application of PMU devices significantly increases the “a priori” filtering effectiveness, and the subsequent state estimation procedure. Therefore, even a partial equipment of the power system with the PMU devices provides not only high-precision measurement of the voltage phase, but more accurate measurement of active and reactive power and voltage module compared to traditional electromagnetic measuring systems, also, allows to improve the quality of information about the current power system state.

The authors offer algorithms of “a priori” filtering and SE, which allows to provide filtering of gross the measuring systems errors and accelerated SE calculation. As an efficiency criterion of “a priori” filtering procedure, and SE, a function which is the sum of squared deviations of the active and reactive lines power and nodal capacity values where used. New algorithms have been tested on circuits of different dimensions, including the widely used 30-nodes IEEE-30 test scheme, and on the real network of the Urals UES.

The computational experiments have shown that the presence of PMU devices in multiple nodes of the power system grants the possibility to significantly improve the accuracy of the power system SE as a whole. This applies also to the “a priori” information processing, because the ability to detect gross error increases significantly when approaching the source of the gross error to the host PMU or the host it incidents.

Keywords — state estimation, phasor measurement unit, a priori filtering.

1. ВВЕДЕНИЕ

Для надежного и эффективного управления режимами энергосистемы требуется точная информация о состоянии энергосистемы. Однако телеметрия при передаче на уровень субъекта оперативно-диспетчерского управления подвергается многочисленным преобразованиям, вносящим свою составляющую погрешности. Причинами появления таких погрешностей являются: погрешности трансформаторов тока и напряжения, квантование, несинхронность измерений, отказы устройств, накапливаемая статистическая ошибка несоответствий моделирования.

Оценивание состояния (ОС) является основным инструментом повышения достоверности телеметрии [1,2]. Одним из важных недостатков применения ОС является обнаружение ошибочного телеизмерения после выполнения шага ОС, а не до него, что было бы более верным. В результате ошибка в некотором параметре приводит к искажению оцененных параметров режима, то есть имеет место эффект «размазывания» погрешности измерения. Обнаружение ошибки и ее подавление часто требует шага «переоценки».

Исследования показали, что выявление ошибочных данных до этапа ОС (априори) ведет к значительному повышению достоверности режима и снижению циклических операций «переоценки», а следовательно, снижению времени расчета, что имеет особую важность для энергосистем большой размерности [3,4]. Особенностями предлагаемой априорной фильтрации является простота и небольшой объем вычислений. Кроме того, априорная фильтрация грубых ошибок выполняется вне процедуры ОС и не требует внесения каких-либо изменений в существующие программные продукты, предназначенные для оценивания состояния.

Внедрение технологии синхронизированных векторных измерений [5] на базе PMU (phasor measurement unit) позволяет использовать высокоточные данные PMU, принимаемые как постоянные величины, совместно с традиционными данными SCADA при решении задачи ОС [6,7]. Наличие устройств PMU даже в нескольких узлах энергосистемы дает возможность существенно повысить достоверность режима энергосистемы в целом. Это также распространяется на априорную обработку информации.

II. АПРИОРНАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ТЕЛЕИЗМЕРЕНИЙ

При поступлении в оперативно-информационный комплекс (ОИК) диспетчерского центра телеметрическая информация подвергается грубой отбраковке. Следующим шагом, предшествующим процедуре ОС, предлагается выполнять априорную фильтрацию полученной информации.

Представленный алгоритм обнаружения грубых ошибок организован в два этапа и выполняет статическую обработку телеизмерений (ТИ) параметров режима, полученных в текущий момент времени без учета динамики их изменений. В алгоритме используется анализ локальных участков сети. Рассмотрим такой участок сети, соответствующий воздушной линии (ВЛ), представленный с помощью «П-образной» схемы замещения (рисунок 1).

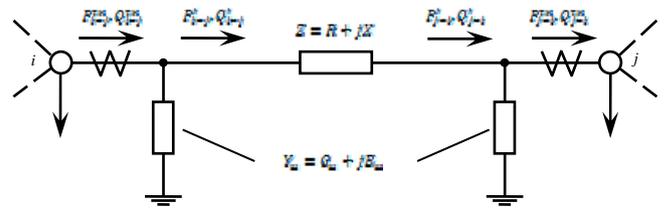


Рис. 1. «П-образная» схема замещения

Для каждой линии анализируются шесть телеизмерений для начала и конца передачи:

$$W = \{P_{i-j}^{TH}, Q_{i-j}^{TH}, U_i^{TH}, P_{j-i}^{TH}, Q_{j-i}^{TH}, U_j^{TH}\}. \quad (1)$$

На первом этапе работы алгоритма выполняется анализ функций, определяющих величину потерь активной мощности ВЛ:

$$F_1 = \Delta P(P_{i-j}^{TH}, Q_{i-j}^{TH}, U_i^{TH}), \quad (2)$$

$$F_2 = \Delta P(P_{j-i}^{TH}, Q_{j-i}^{TH}, U_j^{TH}), \quad (3)$$

$$F_3 = \Delta P(Q_{i-j}^{TH}, Q_{j-i}^{TH}), \quad (4)$$

$$F_4 = \Delta P(P_{i-j}^{TH}, P_{j-i}^{TH}), \quad (5)$$

$$F_5 = \Delta P(U_i^{TH}, U_j^{TH}, \delta_{ij}^{расч}). \quad (6)$$

В функции (6) присутствует угол фазового сдвига между напряжениями по концам линии $\delta_{ij}^{расч}$, который вычисляется по известным тригонометрическим выражениям [3].

Применение мажоритарного принципа позволяет определить функции, которые значительно отличаются от остальных и, соответственно, содержат телеизмерение с грубой ошибкой. В идеальных условиях (при отсутствии известной погрешности телеизмерений) данный механизм позволил бы определить грубую ошибку в любом из параметров множества (1). Однако в реальных условиях различная чувствительность представленных функций к ошибке в используемых измерениях позволяет устойчиво обнаружить грубые ошибки только в параметре активной мощности. В свою очередь значения функций (2) – (6) позволяют сделать предварительный вывод о наличии грубой ошибки в измерении напряжения или реактивной мощности, но не дают окончательного ответа, в каком именно параметре находится ошибка.

Для обнаружения грубых ошибок в параметрах U и Q был разработан дополнительный второй этап в работе алгоритма, в котором выполняется решение задач P-V и P-Q в следующем виде. Предполагается, что известно только три параметра из множества (1), а остальные три параметра условно считаются неизвестными и определяются в результате расчета. Полученные таким образом параметры не зависят от собственных ТИ и могут быть использованы для поиска измерений параметров режима, содержащих грубую ошибку.

После успешных испытаний на тестовых схемах различной размерности следующим шагом стал анализ работы алгоритма в максимально приближенных к реальным условиям. Для этого рассматривается эквивалентированная схема сети ОЭС Урала, содержащая 201 узел. Данная схема состоит из 87 узлов класса

напряжения 500 кВ, 102 узлов 220 кВ и 12 узлов 110 кВ, и применяется для решения задач оперативно-диспетчерского управления, в т.ч. для контроля за перетоками активной мощности в контролируемых сечениях.

Перед тем как рассмотреть второй этап алгоритма на примере одной из ВЛ 500 кВ со следующими параметрами: $R = 5,44 \text{ Ом}$, $X = 58,3 \text{ Ом}$, $B = 7,25 \cdot 10^{-6}$. В первом столбце таблицы I показаны анализируемые шесть параметров, во втором столбце смоделированы ТИ, полученные путем наложения шума на параметры эталонного режима. В третьем и четвертом столбцах представлены результаты решения задачи P-V. При этом в третьем столбце параметры конца линии определены через параметры начала, в четвертом столбце - параметры начала линии через параметры конца. Пятый и шестой столбцы отражают нахождение трех параметров множества (1) через три других параметра решением задачи P-Q. В заголовках столбцов 2-6 указаны параметры, ТИ которых используются в качестве исходных данных для расчета остальных трех параметров. Расчетные величины выделены полужирным.

Таблица I. Работа алгоритма без грубых ошибок ТИ

Параметр	ТИ	$P_{1-1}^m, Q_{1-1}^m, U_1^m$	$P_{1-1}^m, Q_{1-1}^m, U_1^m$	$P_{1-1}^m, Q_{1-1}^m, U_1^m$	$P_{1-1}^m, Q_{1-1}^m, U_1^m$
P_{1-1} , МВт	353,2	353,2	352,0	352,0	353,2
Q_{1-1} , Мвар	-111,7	-111,7	-110,2	-111,2	-111,7
U_1 , кВ	516,5	516,5	515,7	516,5	515,5
P_{1-1} , МВт	349,4	350,7	349,4	349,4	350,7
Q_{1-1} , Мвар	55,1	54,2	55,1	55,1	53,3
U_1 , кВ	515,1	516,0	515,1	516,0	515,1

Вносим грубую ошибку 2% в параметр напряжения конца линии (таблица II) и получаем новое значение ТИ 525,4 кВ (отмечено «!») вместо исходного ТИ 515,1 кВ.

Таблица II. Работа алгоритма обнаружения грубой ошибки в U_1

Параметр	ТИ	$P_{1-1}^m, Q_{1-1}^m, U_1^m$	$P_{1-1}^m, Q_{1-1}^m, U_1^m$	$P_{1-1}^m, Q_{1-1}^m, U_1^m$	$P_{1-1}^m, Q_{1-1}^m, U_1^m$
P_{1-1} , МВт	353,2	353,2	351,9	352,0	353,2
Q_{1-1} , Мвар	-111,7	-111,7	-118,8	-111,1	-111,7
U_1 , кВ	516,5	516,5	525,5	516,5	526,3
P_{1-1} , МВт	349,4	350,7	349,4	349,4	350,8
Q_{1-1} , Мвар	55,1	54,2	55,1	55,1	62,2
U_1 , кВ	525,4 !	516,0	525,4	516,0	525,4

Как видно из таблицы II, в результате расчетов получены не только величины, близкие к телеизмерениям,

но и величины, значительно отличающиеся от телеизмерений (см. выделенные ячейки).

Далее внесена грубая ошибка 2% в параметр напряжения начала линии (таблица III) и получено значение 526,8 кВ (отмечено «!») вместо исходного ТИ 516,5 кВ.

Таблица III. Работа алгоритма обнаружения грубой ошибки в U_1

Параметр	ТИ	$P_{1-1}^m, Q_{1-1}^m, U_1^m$	$P_{1-1}^m, Q_{1-1}^m, U_1^m$	$P_{1-1}^m, Q_{1-1}^m, U_1^m$	$P_{1-1}^m, Q_{1-1}^m, U_1^m$
P_{1-1} , МВт	353,2	353,2	352,0	351,9	353,2
Q_{1-1} , Мвар	-111,7	-111,7	-110,2	-120,0	-111,7
U_1 , кВ	526,8 !	526,8	515,7	526,8	515,5
P_{1-1} , МВт	349,4	350,8	349,4	349,4	350,7
Q_{1-1} , Мвар	55,1	62,9	55,1	55,1	53,3
U_1 , кВ	515,1	525,8	515,1	526,8	515,1

Анализ таблиц II и III показал, что при появлении ошибки в начале или конце линии ряд рассчитанных значений отличается от телеизмеренных. Однако особенностью данных расчетов является то, что при наличии ошибки в начале линии получается ряд значений, отличный от ряда значений в случае с ошибкой в конце линии. Таким образом, существует возможность идентифицировать не только параметр (напряжение, активная или реактивная мощность), содержащий ошибку, но и конкретно указать, что ошибка в параметре начала или конца линии. После обнаружения телеизмеренного значения, содержащего ошибку, данное значение заменяется расчетным.

Алгоритм показывает хорошие результаты в обнаружении грубых ошибок. В вычислительном эксперименте грубые ошибки 2-10% от значения самого параметра вносились последовательно во все ВЛ, а шум моделировался в пределах 1% от значения самого параметра согласно закону нормального распределения. Результаты работы алгоритма представлены в таблице IV. Так, например, грубая ошибка величиной 5% в активной мощности обнаруживается в 67% случаев, а аналогичная ошибка в напряжении обнаруживается в 78% случаев.

Таблица IV. Результаты априорной фильтрации

Вносимая ошибка, %	Количество обнаруженных ТИ в %, содержащих грубую ошибку		
	P	Q	U
2	17	0	25
3	43	1	56
4	63	3	72
5	67	9	78
6	69	16	84
7	75	28	89
8	80	40	90
9	85	50	91
10	87	54	92

III. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ ОТ PMU ДЛЯ АПРИОРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ТИ

Для определения влияния устройств измерения фазового угла на достоверность оцененных параметров режима был проведен ряд экспериментов. В качестве данных, получаемых от устройств PMU, используются значения эталонного режима, т.е. без шума, а в качестве традиционной телеметрии – значения параметров режима с наложенным шумом и отсутствием грубых ошибок, что соответствует значениям, полученным в результате выполнения априорной фильтрации. Ввиду разной погрешности данных от устройств PMU и SCADA в расчете ОС значения параметров PMU участвуют с весовыми коэффициентами на два порядка выше, чем традиционные ТИ. В качестве критерия оценки эффективности алгоритма априорной фильтрации используется функция оценки эффективности, представляющая собой сумму квадратов отклонений значений активной и реактивной мощностей установившегося (эталонного) режима, и значений, полученных после процедуры ОС.

В первом эксперименте устройства PMU установлены по концам всех 117 ВЛ 500 кВ. Остальные значения используются как традиционные ТИ с соответствующим шумом. При этом функция оценки эффективности уменьшилась с 256 до 37. Таким образом, установка PMU позволяет значительно повысить достоверность данных о состоянии режима. Однако ввиду высокой стоимости устройств PMU, предполагается, что их внедрение будет происходить, во-первых, избирательно, а во-вторых, последовательно.

Проблема избирательности или установки ограниченного количества устройств PMU с целью уменьшения капиталовложений в данной работе рассмотрена с двух точек зрения. В первом случае единственным критерием установки PMU является повышение достоверности данных о состоянии режима. Во втором рассматривается комплексная задача, где наравне с повышением достоверности данных критерием расстановки выступает анализ устойчивости энергосистемы. Для этого моделируется установка устройств PMU только на ВЛ 500 кВ, входящих в контролируемые диспетчерским центром сечения. В результате вычислительного эксперимента было выявлено, что: 1) без установки устройств PMU значение функции оценки эффективности составило 256; 2) при установке PMU по критериям анализа устойчивости (установлены по обоим концам 53-х ВЛ 500 кВ, входящих в контролируемые сечения) значение функции оценки эффективности снизилось до 101; 3) то же, но PMU только с одной стороны ВЛ – значение функции оценки эффективности равно 102; 4) PMU установлены по критерию повышения достоверности данных (по обоим концам 55-и ВЛ 500 кВ) – значение функции оценки эффективности равно 74; 5) PMU установлены на всех ВЛ 500 кВ (по обоим концам 117-и ВЛ 500 кВ) – значение функции оценки эффективности равно 37.

Как упоминалось выше, внедрение PMU планируется проводить постепенно. В ходе следующего эксперимента рассматривался принцип установки PMU на ВЛ 500 кВ, входящих в контролируемые сечения. Установка PMU происходит пошагово. Предполагается, что на каждом шаге происходит установка PMU в линиях, входящих в

определенное контролируемое сечение. На каждом шаге выполнялся анализ контролируемых сечений с целью нахождения такого, установка PMU на линиях которого максимально снижала бы функцию оценки эффективности. После чего моделировалась установка PMU в линии данного сечения и производился расчет функции оценки эффективности. На следующем шаге выполнялся анализ следующего сечения с максимальным влиянием на функцию оценки эффективности с учетом устройств PMU, установленных на предыдущем шаге. И так далее по всем 25 контролируемым сечениям. Результаты приведены на рисунке 2.

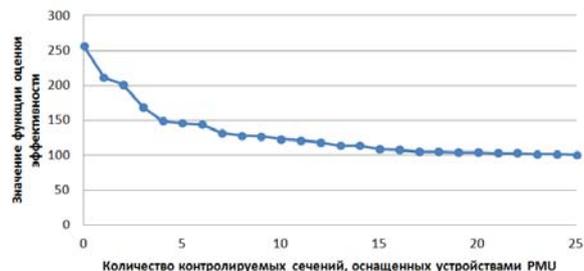


Рис. 2. Влияние PMU на достоверность телеметрии

Из рисунка видно, что установка PMU даже в 4 контролируемых сечениях, что соответствует 17 ВЛ 500 кВ, позволяет снизить значение функции оценки эффективности на 40% и более.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Внедрение устройств PMU является мощным и эффективным способом повышения достоверности телеметрии о состоянии ЭЭС. Однако ввиду высокой стоимости их установка происходит достаточно медленно и выборочно. Предлагаемая априорная фильтрация, характеризуемая простотой расчетов и высоким быстродействием, позволяет отбраковывать плохие данные и может применяться в энергосистемах с любым уровнем оснащенности устройствами PMU.

Список литературы

- [1] А.З.Гамм. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем М.: Наука. — 1976. — 220с.
- [2] Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах / Гамм А.З., Колосок И.Н. Новосибирск: Наука. - 2000. -152с.
- [3] П.И. Бартоломей, Е.Н. Котова, Е.М. Лебедев. Априорное обнаружение грубых ошибок телеметрии для оценивания состояния ЭЭС // Электроэнергетика глазами молодежи: Труды Всероссийской научно-технической конференции: Сборник статей в 2-х томах, Екатеринбург, УрФУ, 2010, Т.1. С.96-101.
- [4] Bartolomey P.I., Kotova E.N., Lebedev E.M.. A Priori Gross Error Identification for the Power System State Estimation. Electrical Power Engineering 2010. Publication of Technical University Varna, Bulgaria, p. 87-03.
- [5] A. G. Phadke, J. S. Thorp, Synchronized Phasor Measurements and Their Applications. *Power Electronics and Power Systems*, 2008, Springer Science+Business Media, LLC, 2008, p. 245.
- [6] Гамм А.З., Глазунова А.М., Гришин Ю.А., Колосок И.Н., Коркина Е.С. "Развитие алгоритмов оценивания состояния электроэнергетической системы на основе интеграции данных SCADA и PMU." *Электричество*. 2009.–№6.С.2-9.
- [7] Бартоломей П.И., Котова Е.Н., Лебедев Е.М., Нелюбин И.С. Исследование влияния априорной фильтрации и синхронизированных векторных измерений на качество оценивания состояния энергосистемы. // *Электроэнергетика глазами молодежи: Труды VI МНТК*, 2015, Иваново.-В 2 т. Т 1.-Иваново: ФГБОУВПО ИГЭУ, 2015. С. 131-134.

Разработка устройства для снижения коммерческих потерь электроэнергии

О.С. Дмитрива¹, В.Э. Зинуров¹, И.И. Валиев²

¹Казанский государственный энергетический университет, Казань, Россия

²Нижекамские электрические сети (ОАО «Сетевая компания»), Нижнекамск, Россия

E-mail: vadd_93@mail.ru

Аннотация — одним из популярных методов хищения электроэнергии является установка электросчетчика с пультом управления, который можно установить за относительно малую сумму денег. Осматривая такой электросчетчик, визуально не наблюдается каких-либо повреждений, и определить недобросовестность потребителя практически невозможно. Решение данной проблемы требует внедрения новых элементов в электрические сети. Для этих целей может быть использовано разработанное электрическое устройство, основанное на анализе излучаемых сигналов от электросчетчиков.

Ключевые слова — электрические сети; электросчетчик; кража электроэнергии; потери электроэнергии; коммерческие потери электричества.

The Development of the Device for Decrease of Commercial Losses of the Electric Power

O.S. Dmitrieva¹, V.E. Zinurov¹, I.I. Valiev²

¹Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russian Federation

²JSK «Grid Company», Nizhnekamsk, Russian Federation

E-mail: vadd_93@mail.ru

Abstract — one of popular methods of plunder of the electric power is installation of the electric meter with the operating console which can be established for rather small sum of money. Examining such electric meter, any damages visually are not observed and it is almost impossible to define dishonesty of the consumer. The solution of this problem demands introduction of new elements in electrical networks. For these purposes, the developed electric device based on the analysis of emitted signals from electric meters can be used.

Keywords — electrical networks; electric meter; theft of the electric power; losses of the electric power; commercial losses of electricity.

I. ВВЕДЕНИЕ

Электрическая энергия является продукцией, которая не требует других ресурсов для ее транспортировки. Для этого используется собственная часть передаваемой электроэнергии. Следовательно, потери электроэнергии будут всегда. Поэтому, необходимо определить потери электрической энергии и обосновать их.

За последнее десятилетие отечественная электроэнергетика претерпела ряд существенных изменений. Государственную энергетическую монополию сначала сменил коммерческий сектор, в котором торговля электроэнергией велась по утвержденным тарифам, а затем наступило время регулируемых двухсторонних договоров [1]. Это привело к существенному упадку энергетического комплекса страны, что привело к ухудшению энергосберегающей политики страны, которая была приоритетным направлением в области

электроэнергетики в предшествующие годы. По данным Ростехнадзора, в настоящее время свыше 30% энергоресурсов в стране безвозвратно теряется или используется неэффективно. Потери электроэнергии в электрических сетях принято условно разделять на технические и коммерческие [1].

II. ПРИЧИНЫ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Технические потери электроэнергии в электрических сетях в основном обусловлены несовершенством оборудования и физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям и выражающимися в преобразовании электроэнергии в тепло в отдельных элементах сети [2].

С каждым годом наблюдается уменьшение технических потерь, ввиду модернизации энергетического комплекса страны, что должно приводить к стабильности

цен на рынке электроэнергии. Однако, в целом потери электрической энергии из года в год увеличиваются. Это вызвано коммерческими потерями электроэнергии – хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков, неоплатой электроэнергии потребителями и др., что приводит к повышению тарифов на электроэнергию.

Одной из весомых причин коммерческих потерь электрической энергии является ее хищение, приобретаая катастрофические масштабы в нашей стране. Популярным способом кражи электроэнергии является установка электрического счетчика с дистанционным пультом управления, применение которого позволяет одним нажатием на дистанционный пульт включить или выключить электрический счетчик. Выявить недобросовестного потребителя практически невозможно, потому что электросчетчик имеет целостный вид, пломба не сорвана и визуально не наблюдается каких-либо повреждений.

Данные приборы можно относительно легко найти и приобрести в сети Интернет, т.к. количество предложений покупки огромное. Также представлены схемы сборки счетчика с пультом управления своими руками, что свидетельствует об относительно простом и дешевом способе хищения электрической энергии. Основной «начинкой» данных приборов служат электрические устройства, предназначенные для автоматических ворот (шлагбаумов), люстр и прочих механизмов.

С каждым годом количество установленных данных счетчиков только увеличивается. Это связано с возрастанием интереса населения к таким приборам, что приводит к росту производства данных счетчиков. В результате конкуренции ценовой диапазон на устройства падает. В результате при такой ценовой доступности вышеуказанные приборы будут появляться все больше, поэтому если не принимать меры, то коммерческие потери будут расти с каждым годом. Поэтому для обнаружения, предотвращения и устранения хищения электроэнергии требуется продолжительная целенаправленная работа.

III. РАБОТА УСТРОЙСТВА ДЛЯ СНИЖЕНИЯ КОММЕРЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Возможным способом решения проблемы уменьшения коммерческих потерь электроэнергии, вызванных установкой счетчиков с дистанционным управлением, авторами было разработано устройство, представленное на рис. 1. Оно служит для выявления и распознавания приемника от дистанционного пульта.

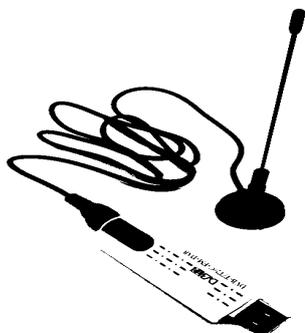


Рис. 1. Вид разработанного устройства для снижения коммерческих потерь электроэнергии

За основу взят цифровой приемник, в который внесен ряд изменений и доработан программный комплекс. Разработанное устройство имеет небольшой размер, крепится на электросчетчик или вблизи него в диапазоне до 15 метров сотрудниками службы контроля. Достоинством устройства является то, что оно выводит на экран монитора сведения, по которым можно определить наличие сторонних конструкций в электросчетчике.

Проведенные опыты с применением разработанного устройства показали, что при включении электросчетчика с дистанционным пультом повышается общий фон и возникают видимые изменения, видимые на графике (рис. 2) регистрации кратковременных импульсов, относительно случая, когда радиоприемник находится в отключенном состоянии.

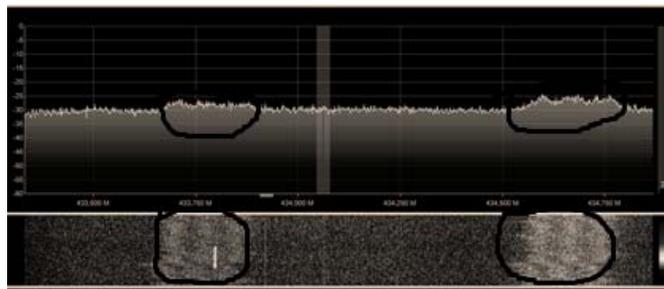


Рис. 2. Мониторинг импульсов с помощью программного комплекса

Рисунок 2 демонстрирует, как изменяется исходящий сигнал при включенном радиоприемнике, что позволяет специалистам, обладающим специальным оборудованием, установить факт хищения и привлечь расхитителя электроэнергии к ответственности.

Таким образом, благодаря разработанному устройству можно обнаружить нарушителей, осуществляющих кражу электроэнергии, предотвратить и устранить случаи ее хищения.

Список литературы

- [1] Красник В.В. 102 способа хищения электроэнергии. – М: НЦ ЭНАС, 2010. – 162 с.
- [2] Шакаев С.М., Федотов А.И., Камалиев Р.Н. Потери электроэнергии в электрических сетях ОАО «Татэнерго» // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2003. – № 3-4. – С. 102-107.

СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

М.В. Панасенко¹, А.Г. Сошинов¹, И.А. Золотарев¹

¹ФГБОУ ВО «Волгоградский государственный технический университет» Камышинский технологический институт (филиал)
ФГБОУ ВО «Волгоградский государственный технический университет», Камышин, Россия

E-mail: panasenkomp@mail.ru

Аннотация - Разработанные и внедренные устройства принципиально не позволяют на необходимом уровне решать задачи предотвращения гололедно-ветровых аварий. Системы мониторинга до сих пор не рассматриваются как средства обнаружения воздействий и распознавания вида отложений. Разработано устройство на основе датчиков крена, которое не только с высокой вероятностью определяет наличие отложений на проводах воздушных линий электропередачи, но определяет и распределение отложений вдоль провода анкерного пролёта, а также не требует внесения изменений в конструкцию траверс воздушных линий. Устройство обнаружения отложений, содержащее датчики крена может быть использовано на вновь устанавливаемых воздушных линиях. Там, где позволяют условия, необходимо применять устройства обнаружения отложений, содержащих Y-образную подвеску силоизмерительных датчиков. Если же точность систем мониторинга, построенных на устройствах по последнему варианту, не удовлетворяет, можно установить датчики крена в эти устройства. Внедрение данных устройств позволит повысить надежность электроснабжения.

Ключевые слова - воздушные линии электропередачи, мониторинг, гололед, устройства контроля гололедообразования, датчики.

THE OUTER POWER LINES MONITORING SYSTEMS

M.V. Panasenko¹, A.G. Soshinov¹, I.A. Zolotarev¹

¹ Federal state budget high educational institute «Volgograd state technical university » Kamyshin technological institute (branch) Federal state budget high educational institute «Volgograd state technical university », Kamyshin, Russian Federation

E-mail: panasenkomp@mail.ru

Annotation - The current devices can't effectively prevent the glaze and wind accidents. Monitoring systems still aren't considered to act effectively in sediments' types and their influence detection. A tilt sensor device which not only defines the sediments' presence at wire and power lines with high accuracy but also marks the sediments' presence along the anchorage wire and doesn't need the change of traverse overhead lines has been worked out. A tilt sensor device can be used at newly installed outer power lines. The sediments recognition devices with Y-shaped force sensors should be used in appropriate meteorological conditions. If the monitoring systems accuracy is not complete, tilt sensors could be installed at these appliances. The mentioned devices' introduction can improve the power supply effectiveness.

Key words - outer power lines, monitoring, ice, glaze formation control appliances, sensors.

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время 90% воздушных линий (ВЛ) электропередачи не оборудованы системами мониторинга, поэтому контроль за метеорологическими воздействиями ведется визуальным способом выездными бригадами служб сетевых районов, а передача полученной ориентировочной информации происходит имеющимися средствами связи. В соответствии с этим способом наблюдателем производится оценка: величины диаметра гололедной муфты, распределения отложений по пролетам ВЛ, вида отложений, направления и скорости ветра. Важно заметить, что при использовании такого перечня оцениваемых параметров и визуальной (приблизительной, качественной) оценке этих параметров только до 12-15% всех проводимых в настоящее время плавков проводятся именно тогда, когда отложения на проводах и грозотросах ВЛ, в сочетании с ветром, действительно могут разрушить линию (вероятность

разрушения конструкции находится в пределах 0,80...1). Остальные же 75-80% плавков являются, как правило, перестраховочными и упреждающими; даже, несмотря на это, при осуществлении такого большого количества перестраховочных и упреждающих плавков, проводимых чаще обоснованных (потребных) в 10-12 раз, не удается избежать разрушений опор и падений линий [1]. Также следует заметить, что в результате «перегрева» проводов и грозотросов происходит разрушение кристаллической решетки металлов, что приводит либо к необратимой деформации материала провода, либо в конечном итоге к его полному разрушению. Проведение большого количества необоснованных плавков объясняется не только и не столько большими ошибками субъективных визуальных оценок параметров отложений из-за практической не реализуемости принятых инструментальных методик, сколько в неправильном выборе параметров, по которым оценивают отложения.

Из теории механической прочности конструкции ВЛ известно, что разрушение наступает в случае превышения внешней силы, действующей на элемент конструкции, предела прочности этого элемента. При воздействии гололедно-ветровых нагрузок на провода и грозотросы ВЛ внешней силой является суммарная сила, обусловленная весом отложений и неизменным (ламинарным) потоком ветра - статическая составляющая нагрузки; и обусловленная наличием отложений определенной формы и ветра определенной скорости и направления - динамическая составляющая нагрузки или пляска провода (грозотроса). В силу этого, при научно обоснованном прогнозе силового (разрушительного) воздействия отложений и ветра на ВЛ нужно, по крайней мере, измерять вес отложений, силу и направление ветра. Используя же визуальный способ, по приблизительным диаметрам муфт намерзаний оценивают только объем отложений. Именно такой подход и обуславливает такое большое число необоснованных плавов, т.к. удельный вес отложений в зависимости от условий их формирования отличается в 6-8 раз, а, следовательно, при одном и том же объеме отложений их силовое воздействие на ВЛ будет отличаться также в 6-8 раз [2]. К увеличению ошибок приводит также и то, что оценка объема ведется по разности диаметра провода и отложений на нем (модель отложений в виде полого цилиндра), притом, что фактически отложения не могут быть цилиндрическими и всегда имеют сложную неправильную форму. Кроме того, в принятой методике оценки не учитывается неравномерность толщины слоя отложений по длине пролета.

Таким образом, к главным недостаткам визуального способа можно отнести следующие: во-первых, то, что точность способа из-за визуальной оценки («на глаз») принципиально невысока; во-вторых, он требует непосредственного присутствия наблюдателя в месте контроля, что в условиях зимнего бездорожья, небольшой продолжительности светового дня, труднодоступности большинства участков линий значительно усложняет прогнозирование вида отложений на проводе, основанное на решении многомерной задачи термодинамического обменного процесса; в-третьих, практически не реализуем в условиях плохой видимости.

II. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР СПОСОБОВ И УСТРОЙСТВ МОНИТОРИНГА ПРОМЕЖУТОЧНОГО ПРОЛЕТА ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Анализируя всю известную до настоящего момента информацию об инструментальных параметрических способах и устройствах мониторинга гололедно-ветровых нагрузок на провода и грозотросы ВЛ, ее можно систематизировать по основным способам обнаружения отложений [9], основанным на измерениях:

- Плотности (проводимости) отложений на специальных поверхностях, размещенных рядом с проводом ВЛ (на расстоянии обеспечивающим электробезопасность).
- Веса провода с отложениями на нем.
- Прогнозирования вида отложений на проводе, основанное на решении многомерной задачи термодинамического обменного процесса.
- Электрического потенциала наведенного в приемной антенне (грозотросе) от фазного провода.
- Разности напряженностей электрического поля в точке гололедной муфты и за ее пределами.
- Проводимости промежутка между датчиком и проводом.
- Светового потока, проходящего через отложения.
- Приращения затухания непрерывных зондирующих ВЧ сигналов при прохождении их в проводе ВЛ за счет поглощения поверхностного электромагнитного ВЧ поля в неидеальном диэлектрике отложений.
- Приращения волнового коэффициента затухания в полуволновом вибраторе, образованном короткозамкнутыми проводами расщепленной фазы, за счет отложений на нем.
- Временной задержки импульсных сигналов, отраженных от муфт отложений, относительно зондирующих сигналов и отношение амплитуд этих отраженных импульсов.
- Ёмкости «фаза-земля».

III. СОВРЕМЕННЫЕ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА

При этом, как показывает практика, те линии, которые оборудованы устройствами обнаружения воздействий, объединённых в систему (т.е. системой мониторинга ВЛ), в значительно меньшей степени подвержены разрушениям от «непредвиденных» природных воздействий.

Под мониторингом воздушных линий понимается специально организованное, систематическое наблюдение в реальном масштабе времени за гололедно-ветровыми, температурными и другими воздействиями на ВЛ, с целью их оценки, контроля и прогнозирования.

В настоящее время на рынке устройств, получивших распространение в сетях 35-500 кВ, устойчивое положение занимают устройства, принцип обнаружения воздействий, которых основан на прямом измерении массы провода. Из них чаще всего встречаются устройства с одним силоизмерительным датчиком на каждую фазу. Это были одни из первых устройств [3].

К достоинству данного вида устройств можно отнести лишь только минимум изменений в конструкции ВЛ (в цепочку «траверса-гирлянда-провод» добавляется силоизмерительный датчик, к которому предъявляется требование прочности: усилие на разрыв должно быть не менее усилия на разрыв самой арматуры ВЛ).

К недостаткам относится: низкая вероятность правильного обнаружения отложений 40-50%, большая неточность в определении скорости нарастания отложений и как результат – невозможность определения времени начала принятия мер по удалению отложений (сборки схем плавов), что может приводить к неверной оценке опасных ситуаций, и соответственно, либо к ненужной плавке, либо к разрушению ВЛ.

На смену предыдущим появились устройства с двумя силоизмерительными датчиками на фазу, которые устанавливаются между траверсой опоры и гирляндами изоляторов на расстоянии друг от друга равном длине гирлянды изоляторов с датчиком, а нижние концы

гирлянд соединены между собой шарнирно, образуя Y- или V-образную подвеску провода [5].

Вероятность правильного обнаружения отложений данным устройством доходит до 90%. При такой вероятности определения наличия отложений, с большой точностью определяются скорость их нарастания и время до начала сборки схем плавки отложения. Помимо этого, Y-образная подвеска проводов, благодаря более жесткому подвесу провода, снижает такое явление как «пляска проводов» [4].

К основным недостаткам, по которым такие устройства не получили широкого применения относятся необходимость конструктивного вмешательства в траверсу (устройство дополнительных точек для крепления датчиков) или ее замена.

Рассмотрев и проанализировав инструментальные параметрические способы и устройства обнаружения отложений на проводах ВЛ можно отметить следующее: в большинстве работ задача обнаружения, измерения и обработки совмещены в едином устройстве — релейном силоизмерительном датчике [6].

Для передачи первичной информации и результатов обработки используются провода ВЛ. Обработка сведена к решению простой задачи обнаружения по параметрам, на которые в разной степени влияют некоррелированные параметры, например, при обнаружении по гололедно-ветровой нагрузке она должна определяться по массе отложений, воздействию ветра и его относительному направлению, температуре провода и динамической составляющей колебаний провода (вот почему нужно их по возможности разделять на отдельные составляющие).

Из всего перечня разработанных учеными практических решений и технических устройств реальное внедрение и практическое применение нашли лишь системы и устройства, основанные на гравитационном способе обнаружения отложений на проводах промежуточного пролета ВЛ и на явлениях затухания сквозного зондирующего высокочастотного сигнала, импульсного высокочастотного зондирования проводов ВЛ.

Остальные предложенные устройства обладают серьезными недостатками, препятствующими их массовому внедрению, кроме того необходимо учитывать мероприятия по снижению гололедно-ветровых аварий при их разработке [7].

Как один из вариантов, рассмотрим новое устройство обнаружения отложений с датчиками крена [8], разработанное авторами.

Увеличение точности измерения гололедно-ветровых нагрузок связано с тем, что помимо силовых нагрузок измеряется угол наклона гирлянды изоляторов α под действием силы ветра (рис. 1, 2).

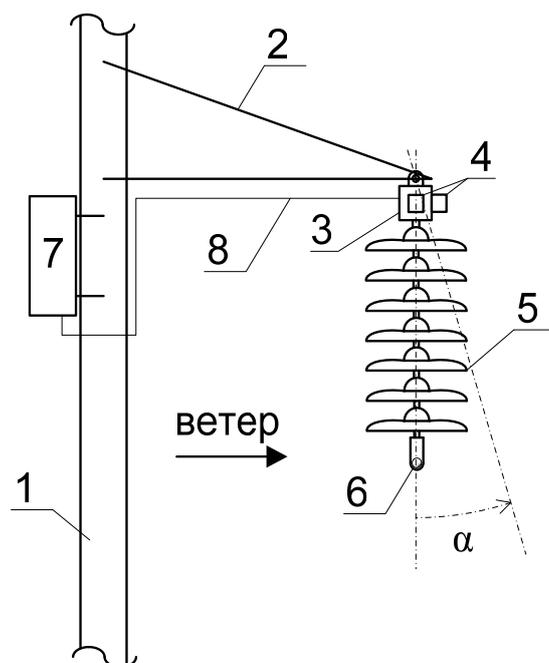


Рис. 1. Устройство обнаружения отложений с датчиками крена: 1 – тело опоры ВЛ; 2 – траверса; 3 – силоизмерительный датчик; 4 – датчики крена, расположенные в перпендикулярных плоскостях; 5 – гирлянда изоляторов; 6 – провод воздушной линии; 7 – блок питания, опроса, сбора, хранения и передачи информации; 8 – соединительные кабели.

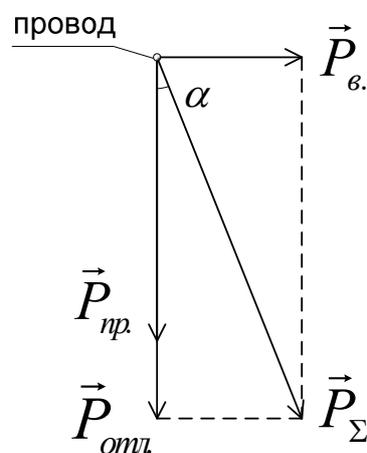


Рис. 2. Векторная диаграмма распределения отложений: \vec{P}_Σ - общая нагрузка, измеряемая силоизмерительным датчиком; $\vec{P}_{пр}$ - нагрузка, вносимая проводом ВЛ; $\vec{P}_{отл}$ - масса отложений (гололедно-изморозевых, например); $\vec{P}_в$ - нагрузка, вносимая ветром.

Благодаря измеренному углу α создаются условия для определения массы отложений по формуле:

$$P_{отл} = P_\Sigma \cdot \cos \alpha - P_{пр} \quad (1)$$

А нагрузка, вносимая ветром, будет определяться по формуле:

$$P_{\text{в.}} = P_{\Sigma} \cdot \sin \alpha \quad (2)$$

Второй датчик крена измеряет наклон гирлянды изоляторов вдоль оси визирования ВЛ. По его показаниям определяют распределение отложений в анкерном пролёте ВЛ, что помогает лучше «увидеть» картину природного явления и предотвратить возникновение аварийной ситуации [10].

Кроме того, по показаниям датчиков крена, можно определить (примерное время) возникновение такого вредного явления как «предвестник» пляски проводов и заблаговременно принять меры по ее предотвращению.

IV. ВЫВОДЫ

Причина незащищенности ВЛ от гололёдно-ветровых аварий прежде всего заключается в отсутствии эффективной информационно-измерительной системы мониторинга ВЛ. До сих пор в известных работах системы мониторинга не рассматриваются как средства обнаружения воздействия и распознавания его вида, распознавания вида отложений. Мало изучена задача разделения гололёдно-ветровой нагрузки на гололедную и ветровую. Известных исследований воздействия динамических нагрузок пляски проводов не достаточно для разработки способов и устройств обнаружения пляски, являющейся основной причиной аварий ВЛ.

Оценка состояния элементов ВЛ по параметрам, контролируемым существующими в настоящее время системами мониторинга гололёдно-ветровых нагрузок ВЛ, принципиально не позволяет на необходимом уровне решать задачу предотвращения гололёдно-ветровых аварий. Поэтому необходимо ввести перечень новых дополнительных и синтезированных параметров, совместно с известными, которые позволят получить более информативную характеристику состояния ВЛ как механической системы.

Для оценки, контроля и прогнозирования состояния ВЛ, и принятия решения о наличии опасности возникновения аварии на ВЛ достаточно обладать информацией о текущем состоянии каждого из промежуточных пролетов ВЛ. При этом целесообразно применять системы мониторинга только на тех промежуточных пролетах, на которых по данным опыта эксплуатации при прочих равных условиях метеорологические воздействия проявляются раньше и нарастают стремительнее, чем на остальных пролетах контролируемой линии.

Там, где позволяют условия, необходимо применять устройства обнаружения отложений, содержащих Y-образную подвеску силоизмерительных датчиков. На вновь устанавливаемых воздушных линиях - использовать устройства обнаружения отложений, содержащие датчики крена. Если же точность систем мониторинга,

построенных на устройствах по первому варианту, не удовлетворяет, можно установить датчики крена в эти устройства. При этом в программное обеспечение системы мониторинга нужно лишь ввести алгоритм расчёта массы отложений и нагрузки от ветра.

Таким образом, мы имеем устройство, разработанное авторами, которое не только с высокой вероятностью определяет наличие отложений на проводах ВЛ, но определяет и распределение отложений вдоль провода анкерного пролёта ВЛ, а также не требует внесения изменений в конструкцию траверс ВЛ [11].

Список литературы

- [1] Диагностика, реконструкция и эксплуатация воздушных линий электропередачи в гололедных районах: учеб. пособие / И.И.Левченко, А.С. Засыпкин, А.А. Аллилуев, Е.И. Сацук.– М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 448 с.: ил.
- [2] Кузнецов П.А. Совершенствование мониторинга воздушных линий электропередачи при экстремальных метеорологических воздействиях: диссертация кандидата технических наук: 05.09.03 / П.А. Кузнецов; [Место защиты: ГОУВПО "Саратовский государственный технический университет"]. – Саратов, 2008. – 173 с.
- [3] Панасенко М.В., Брыкин Д.А. Обзор используемых устройств обнаружения отложений для систем мониторинга воздушных линий электропередачи // Воздушные линии.- 2012. - №3. - С. 79-82.
- [4] Панасенко М.В. Состав информационно-измерительных систем мониторинга воздушных линий электропередачи // Инновационные технологии в обучении и производстве : матер. VIII Всерос. науч.-практ. конф. (Камышин, 23–25 ноября 2011 г. В 3 т. Т. 1 / ФГОБОУ ВПО ВолгГТУ КТИ (филиал) ВолгГТУ.). - Волгоград, 2012. - С. 145-148.
- [5] Панасенко М. В., Хромов Н. П. Современные системы мониторинга воздушных линий электропередачи // Электроэнергетика глазами молодежи : науч. тр. IV междунар. науч. - техн. конф. (Новочеркасск, 14-18 окт. 2013 г. : Т. 1 / Южно-Российский гос. политехн. ун-т (НПИ) им. М.И. Платова.). - Новочеркасск, 2013. - С. 529-532.
- [6] Панасенко М.В. Устройство для измерения гололёдной и ветровой нагрузок на провода и тросы воздушных линий электропередачи // Современные проблемы науки и образования. - 2013. - № 6. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.science-education.ru/113-11277>.
- [7] Панасенко М.В., Шевченко Н.Ю., Хромов Н.П., Сошинов А.Г. Мероприятия по снижению гололёдно-ветровых аварий в электрических сетях // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. - 2014. - № 8. - С. 30-37.
- [8] Панасенко М. В. Системы мониторинга воздушных линий электропередачи // Moderni vymozenosti vedy-2013 : mater. IX mezinar. vedecko-prakticka konf. (27 ledna-05 unora 2013 r.). Dil 75. Technicke vedy. - Praha, 2013. - S. 91-93.
- [9] Панасенко М. В. Ways end device for measurement of klimatik loads of wires and cables of air-lines // Scientific enquiry in the contemporary world: theoretical basics and innovative approach: Research articles. Vol. 5. Technical Sciences / Science editor: A. Burkov ; B&M Publishing ; Research and Publishing Center «Colloquium». - San Francisco (California, USA), 2014. - P. 162-166.
- [10] Патент РФ №2 145 758, mi.H02G7/16. Оpubл. 20.02.2000г. Бюл.№5
- [11] Патент РФ №2 291 536, kn.H02G7/16, H04B3/54. Оpubл. 10.01.2007г. Бюл.№1

ИЗМЕРЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО РЕЖИМА И РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ 110 кВ

А.О. Егоров, Н.А. Морозенко, А.В. Паздерин

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

E-mail: a.o.egorov@urfu.ru, ingenirium@mail.ru, a.v.pazderin@urfu.ru

Аннотация — По действующим правилам функционирования розничного рынка электроэнергии (Постановление Правительства РФ №442 от 04.05.2012 г.) узлы учета необходимо располагать непосредственно на границе балансовой принадлежности разных субъектов рынка. Однако, по объективным причинам, реализация этих правил часто затруднена или вовсе нереализуема. Данное обстоятельство часто приводит к возникновению небалансов электроэнергии по линиям электропередачи или по районам электрических сетей, при этом не представляется возможным найти и устранить причины возникновения небалансов по расходу электроэнергии. Данная ситуация особенно характерна для сетевых компаний МРСК, осуществляющих транспорт электроэнергии на уровне 110 и 35 кВ. Экспериментальная эксплуатация новейших устройств учёта, устанавливаемых (подвешиваемых) на воздушных линиях электропередачи позволяет решить задачу поиска, локализации и устранения существенных небалансов электроэнергии и позволяет перейти к задаче устранения нетехнических потерь в электрических сетях. Интеграция таких устройств в действующие системы АИИС КУЭ позволяет привести места установки учёта электроэнергии в соответствии с границами раздела балансовой принадлежности предприятия. Такая «дооснащённая» система АИИС КУЭ позволяет вести оперативные вычисления баланса электрической энергии в режиме онлайн с дискретностью в один час и оперативно реагировать на любые изменения в балансе электроэнергии и мощности.

Ключевые слова — коммерческий учёт электроэнергии; граница раздела балансовой принадлежности; I-TOR, устранение небалансов электроэнергии, устранение нетехнических потерь электроэнергии

MEASUREMENTS OF PARAMETERS OF ELECTRIC MODE AND ELECTRICITY CONSUMPTION ON AIR LINES 110 kV

A. O. Egorov, N. A. Morozenko, A. V. Pazderin

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

E-mail: a.o.egorov@urfu.ru, ingenirium@mail.ru, a.v.pazderin@urfu.ru

Abstract — According to the current rules for the functioning of the retail electricity market (RF Government Decree No. 442 of 04/05/2012), the accounting points must be located directly on the balance participation boundary belonging to different market participants. However, for objective reasons, the implementation of these rules is often difficult or completely unrealizable. This fact often leads to the emergence of unbalanced electricity through power transmission lines or by electric grid regions, and it is not possible to find and eliminate problems of unbalances in electricity consumption. This situation is especially typical for grid companies of IDNC, which carry out electricity transmission at 110 and 35 kV. Experimental operation of newest accounting devices installed (suspended) on overhead power transmission lines allows solving the problem of searching for, localizing and eliminating significant unbalances of electric power and allows us to proceed to the task of eliminating non-technical losses in electric networks. Integration of such devices into the existing systems of automated informative electric power accounting system allows to bring the places of installation of electricity accounting in accordance with the boundaries of the division of the company's balance sheet. Such a "pre-equipped" AIMS CAE system allows for the on-line calculation of the electric energy balance online with discreteness of one hour and promptly respond to any changes in the balance of electricity and capacity.

Keywords — commercial accounting of electricity, balance participation boundary, I-TOR, elimination of unbalanced electricity, elimination of non-technical power losses

I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в энергосистеме России эксплуатируются различные системы учёта электрической энергии. Также типична иерархическая структура хозяйствования в ЕЭС России, когда различные субъекты оптового и розничного рынков электроэнергии – генерирующие компании и потребители электроэнергии, владеют различными энергообъектами, входящими в состав региональных и объединённых энергосистем и связанными в единый технологический режим производства передачи и распределения электроэнергии. Также субъектом технологического процесса являются электросетевые компании ПАО «ФСК ЕЭС», ОАО «МРСК» и другие региональные сетевые операторы. Бизнес-процессы, функционирующие на рынках электроэнергии строятся в интересах субъектов – генерирующих компаний и потребителей, при этом финансовое обслуживание бизнес-процесса выполняют энергосбытовые компании. В тоже время, важной частью технологического и бизнес процессов являются сетевые компании, интересы которых, часто рассматриваются в последнюю очередь, в то время как весь транспорт и распределение электроэнергии выполняют именно они. Такая постановка функций и приоритетов часто приводит к серьёзным, высоким отчётным потерям электроэнергии в электрических сетях, в том числе, к высоким коммерческим потерям электроэнергии – т.е. к хищениям.

II. НЕБАЛАНСЫ И КОММЕРЧЕСКИЕ ПОТЕРИ

В качестве экспериментального случая рассматривается ЛЭП-110 кВ, находящаяся в Московской энергосистеме. При этом начало этой ВЛ отходит от ОРУ-110 кВ крупной электростанции, конец линии заходит прямо на ОРУ 110 кВ ПС, принадлежащей потребителю. Коммерческий учёт на входе в ВЛ находится на балансе генерирующей компании, коммерческий учёт на ПС 110/10 кВ – находится на балансе потребителя. Сама ЛЭП 110 кВ находится на балансе сетевой компании МРСК (Рис.1). В целях сохранения коммерческой тайны, названия ПС и ВЛ 110 кВ изменены:

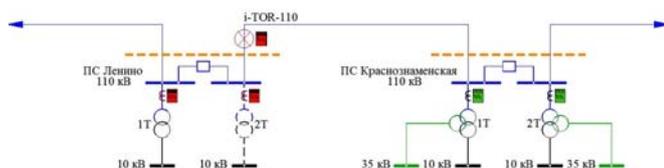


Рис.1. Исследуемая ВЛ-110 кВ в энергосистеме Москвы

В течение 2016 года эксплуатации указанной ЛЭП-110 кВ электросетевая компания, сводя балансы на основе информации, поступающей от АИИС КУЭ генерирующей компании и промышленного потребителя систематически наблюдала существенные небалансы. На рис.2 представлен профиль нагрузки по ВЛ-110 кВ за апрель 2016 г., с дискретностью измерений 30 мин. (получасовки). Видно, что график нагрузки является неравномерным и неустойчивым, нагрузка колеблется в диапазоне 0 – 5000 кВтч за 30 мин и имеет серьёзные нерегулярные колебания на уровне 4000 кВтч. В тоже время при сравнении объемов отпущенной в ВЛ-110 кВ электроэнергии на входе (красный цвет) и объёма отпускаемой электроэнергии потребителю на выходе (зелёный цвет), видно относительно хорошее совпадение геометрии профиля графика нагрузки.

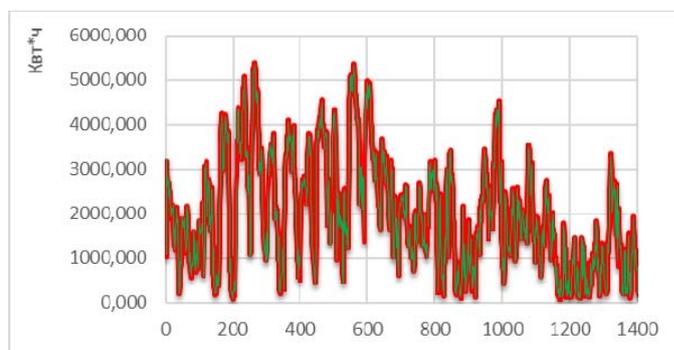


Рис.2. Профиль АИИС КУЭ по линии электропередачи ВЛ-110 кВ. Апрель 2017, дискретность – 1 час

Несмотря на видимое кажущееся совпадение профилей графика нагрузки на входе и на выходе исследуемой ВЛ-110 кВ, целесообразно рассмотреть разницу между приёмом электроэнергии в ЛЭП и отпускаемой электроэнергии из ЛЭП. Такая относительная разница (вход-выход) изображена на рис.3:

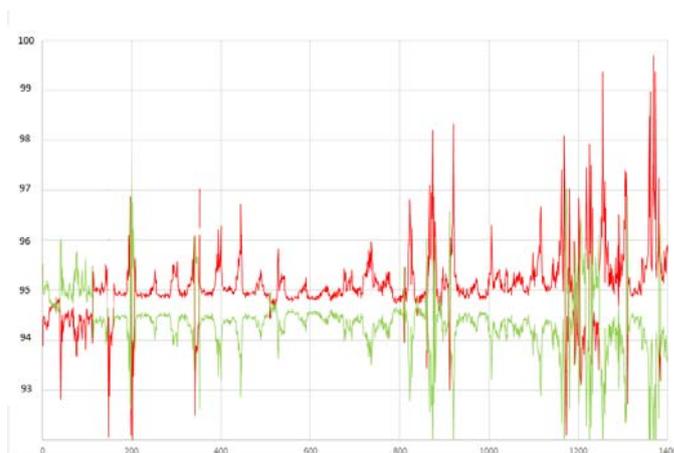


Рис. 3. Процентное соотношение разности по профилям АИИС КУЭ (начало-конец) по исследуемой линии электропередачи ВЛ-110 кВ. Дискретность – 1 час

Из относительных отклонений объёма учтённой энергии на входе и на выходе видно, что диапазон колебаний составляет в целом около 5%, при малых величинах, когда нагрузка по ВЛ-110 кВ очень низкая, наблюдаются серьёзные различия на входе-выходе, вплоть до 90%.

Данный факт говорит о наличии в линии электропередачи серьёзных коммерческих потерь. В то время как нормальный уровень в ЛЭП-110 кВ оценивается на уровне до 3-4%, в ЛЭП наблюдаются более высокие потери. Более того, современные системы АИИС показывают, что на коротких ВЛ-110 кВ технические потери составляют на самом деле 1,5-2%, что существенно ниже ранее допустимого уровня технологических потерь. Данный факт говорит о том, что при устойчивом уровне потерь электроэнергии в ЛЭП-110 кВ на уровне ~5%, реальные технические (технологические) потери составляют до 2%. Оставшиеся 3% потерь являются коммерческими потерями, т.е. в ЛЭП присутствуют хищения электроэнергии на уровне 3%. Остаётся установить, деятельность какого конкретно субъекта энергообмена приводит к хищениям электроэнергии – генерирующей компании или потребителя. Также важно установить, является это хищение осознанным или нет.

III. ГЛУБОКИЙ АНАЛИЗ КОММЕРЧЕСКИХ ПОТЕРЬ

Для более чёткого и ясного понимания процесса хищения электроэнергии рассмотрен недельный интервал времени за июнь 2016 г. Красным цветом обозначен приём в ЛЭП со стороны генерирующей компании. Измерительные трансформаторы тока и напряжения (ТТ и ТН) измерительного комплекса коммерческого учёта установлены на ОРУ 110 кВ электростанции. Зелёным цветом обозначена отдача электроэнергии потребителю. Измерительные ТТ и ТН установлены на ОРУ 110 кВ ПС потребителя, в составе коммерческого ИКЭЭ используются встроенные в выключатели ТТ (рис.4).

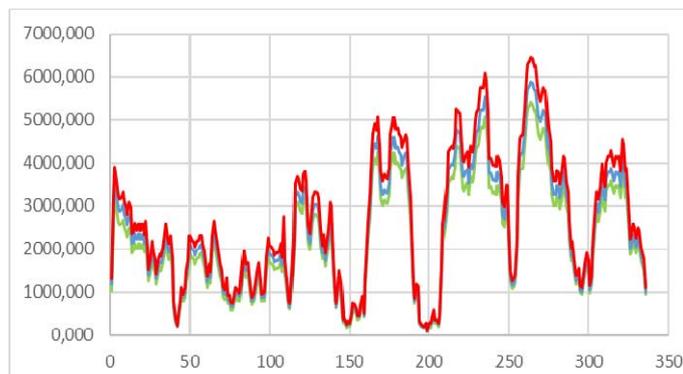


Рис. 4 Профили АИИС КУЭ по исследуемой линии электропередачи ВЛ-110 кВ. 2я неделя июня 2016, интервал измерений – 30 мин. На графике присутствуют три профиля ИКЭЭ: генерирующей компании, сетевой компании и потребителя.

Для возможного решения задачи локализации очага коммерческих потерь и устранения хищения электроэнергии на границе раздела балансовой принадлежности между электросетевой компанией и подстанцией потребителя 110 кВ, на концевой анкерной опоре, веред порталом ячейки ВЛ-110 кВ, летом 2016 г. был установлен автономный пункт коммерческого учёта электроэнергии I-TOR. При этом, после ввода его в работу и начала передачи измерений с него по специальному каналу связи, получен третий профиль расхода электроэнергии, обозначенный на рис.4 голубым цветом. Из рисунка видно, что голубой профиль также повторяет геометрию обоих профилей действующих АИИС электростанции и потребителя, находится между красным и зелёным профилем, что говорит либо о завышении отпускаемой электроэнергии в ВЛ-110 кВ со стороны электростанции, либо о занижении отпускаемой потребителю электроэнергии. Сам факт присутствия голубого профиля между красным и зелёным цветом говорит о потерях в линии на уровне 2%, что является высоковероятным, достоверным результатом. При детальном рассмотрении такого профиля в увеличенном масштабе разница видна ещё более наглядно (рис.5):



Рис. 5. Увеличенный фрагмент профилей АИИС вместе с профилем ИКЭЭ I-TOR электросетевой компании

С учётом того, что новый ИКЭЭ коммерческого учёта I-TOR, установленный электросетевой компании, установлен на границе раздела балансовой принадлежности электросетевой компании с промышленным потребителем, подозрение на хищение электроэнергии потребителем более высока, т.к. потери на уровне 2,5% более вероятно наблюдать на разных концах ВЛ-110 кВ, нежели в одном пролёте, длиной 300 метров. С высокой степенью уверенности можно утверждать что хищение электроэнергии осуществляется потребителем. Данный факт также подтверждается тем, что разница в потерях между профилями I-TOR и ИКЭЭ потребителя может отличаться только на величину потерь в ошиновке и аппаратных зажимах с допустимым уровнем до 0,1%. То есть на графике нагрузки оба профиля должны находиться вплотную, рядом друг к другу, чего не наблюдается. Таким образом, показания по расходу электроэнергии занижены потребителем в среднем на 2-3% и это длилось достаточно долго, по всей видимости с момента установки системы АИИС - более 3х лет. Так, при нагрузке 6 МВт, за один час недоучитывалось до 200 кВтч (3%). За месяц объём недоучёта составил 134 тыс.кВтч, за год объём недоучётной энергии, отпускаемой потребителю может составлять более 1,6 млн.кВтч. При простом тарифе на транспорт электроэнергии в объёме 1 руб/кВтч годовой ущерб от недоучёта электроэнергии составил 1,6 млн.руб. Однако, с учётом того, что по исследуемой ЛЭП-110 кВ электросетевая компания оплачивает коммерческие сверхнормативные потери электроэнергии энергосбытовой компании по тарифу на компенсацию потерь, такой недоучёт дополнительно привёл ещё большим финансовым потерям сетевой компании. Таким образом, реальные потери электросетевой компании в течение года только от одного потребителя с нагрузкой 6 МВт и недоучёте в 3% привели к ущербу до 2-х млн.руб. В данном случае имеется ввиду, что коммерческие потери электроэнергии для электросетевой компании будут приводить к ещё большим потерям когда присутствуют а) недоучёт отпускаемой потребителю электроэнергии б) оплата сверхнормативных потерь в линии электропередачи сетевой компанией энергосбытовой. Очевидно, выходом из такой нежелательной для электросетевой компании является перевод коммерческого учёта электроэнергии на свой баланс.

IV. ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ

Технологическим решением задачи перевода коммерческого учёта электроэнергии вблизи границы раздела балансовой принадлежности с потребителем является установка инновационного автономного пункта учёта электроэнергии 110 кВ I-TOR. Для установки такого пункта учёта необходимо произвести соответствующие изыскания по обоснованию и установлению факта присутствия коммерческих потерь электроэнергии и наличия факта хищения электроэнергии потребителем. Данная ситуация в меньшей степени относится к границам между ПАО «ФСК ЕЭС» и МРСК, или между электростанциями и МРСК. Вполне логично, что коммерческий учёт должен быть на балансе и обслуживании продавца электроэнергии (по аналогии весов в магазине, находящегося на балансе и принадлежащих продавцу, задача покупателя оплатить выставленный ему счёт). И наоборот, с точки зрения

рыночных взаимоотношений, недопустимо, чтобы коммерческий учёт находился на балансе покупателя. Однако с учётом особенностей функционирования электроэнергетики и особенностей построения аппаратной части и установки информационно-измерительной аппаратуры это не всегда возможно. Однако в настоящее время это ограничение уже не является сдерживающим и в случае присутствия подозрений к системам АИИС потребителя, даже если системы АИИС аттестованы администратором торговой системы НП АТС, целесообразно заниматься переводом учёта на свой баланс. При этом варианты развития событий могут быть самыми разнообразными. Например, когда ОРУ-110 кВ находится на балансе сетевой компании, а Силовой трансформатор и ЗРУ находится на балансе потребителя. При этом на ОРУ-110 кВ отсутствует измерительный ТН и нет возможности выполнять измерения. В таком случае компоновка решения установки I-TOR может быть реализована по принципу отображённому на рис.7:

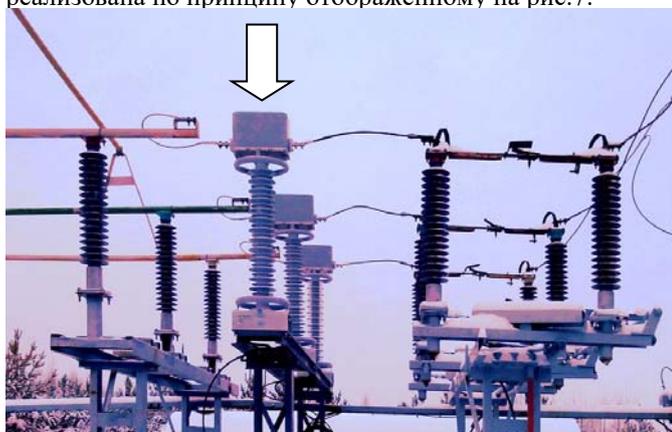


Рис.7 Автономный пункт коммерческого учета I-TOR-110 на ОРУ 110 кВ подстанции

В другом, часто встречающемся случае, когда ПС 110 кВ полностью находится на балансе потребителя и на неё затруднён доступ, I-TOR может быть установлен на опоре ЛЭП-110 кВ и подвешен на траверсах в местах перехода провода с гилянды на гилянду, в обход траверса (рис.8)

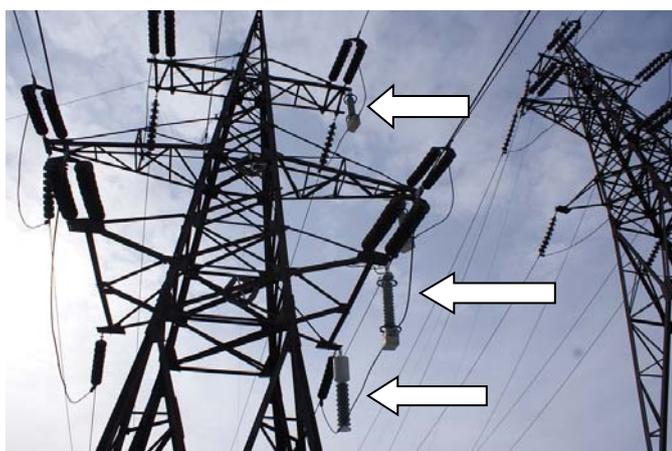


Рис.8 Три фазы I-TOR-110, подвешенные на траверсах двухцепной опоры ЛЭП-110 кВ

Для электросетевой компании крайне важно заниматься наведением порядка в системах учёта АИИС и балансах электроэнергии. С учётом того, что отчётные потери

электроэнергии в России составляют 10-12% установка собственного учёта электроэнергии сетевой компании на границе с потребителем обоснована не только по требованиям к коммерческому учёту электроэнергии, когда его необходимо устанавливать на границе раздела балансовой принадлежности, но и по соображениям борьбы с хищениями электроэнергии. С учётом того, что реально электросетевая компания не обладает собственным учётом, необходимо проводить экспансию в область учёта с потребителями с которыми ГРБП проходит на уровне 110 кВ и далее, на следует опускаться на уровень 35 кВ. Особенность потребителей на таком уровне напряжения такова, что таких потребителей относительно немного, у них относительно немного точек коммерческого учёта электроэнергии, у них есть АИИС, но на таких потребителей приходится 60-80% всей полезно отпускаемой электроэнергии и поэтому «навести порядок» и сделать процессы транспорта электроэнергии и контроля балансов проще, нежели пытаться навести порядок в сетях 10(6) и 0.4 кВ, где присутствуют сотни тысяч потребителей – юридических и физических лиц и установлены сотни тысяч точек коммерческого учёта, но в тоже время на эти классы приходится 20-40% полезно отпускаемой электроэнергии потребителям.

Выводы

1. Нормальный уровень технических потерь электроэнергии в линиях электропередачи 110 кВ составляет 1,5%, технологических потерь – до 2%. В случае, когда этот уровень превышен, высоковероятно, что в ЛЭП присутствуют хищения электроэнергии.
2. Наиболее вероятным и наиболее распространённым является хищение электроэнергии потребителем на границе раздела балансовой принадлежности между электросетевой компанией МРСК и потребителем. Факт, изложенный в статье показывает что при нагрузке 6 МВт на подстанции годовой недоучёт электроэнергии в 3% может привести к ущербу в 2 млн.руб в год, что весьма существенно.
3. Для электросетевой компании факт отсутствия коммерческого учёта на своём балансе нежелателен и неудобен. Такая ситуация всегда будет приводить к хищениям электроэнергии со стороны потребителя.
4. Электросетевым компаниям необходимо осуществлять экспансию в области классов напряжения 110 и 35 кВ и переводить коммерческий учёт на свой баланс в соответствии с принципом «весы должны быть у продавца». Наведение порядка в балансе 110 и 35 кВ является приоритетным. Технологические решения такой задачи могут быть реализованы путём установки автономного пункта учёта электроэнергии I-TOR.

Список литературы

- [1] Медведев, А.С. *Опτικο-электронный трансформатор тока и напряжения оригинальной конструкции.* – Москва: Энергоэксперт(4), 2012.
- [2] Афанасьев, В.В., Адоньев, Н.М., Кибель, В.М. *Трансформаторы тока* // Л.: Энергоатомиздат. Ленинградское отделение – 1989. – 2 изд. – С. 81-93.
- [3] Raymond F. Ghajar, Joseph Khalife, *Cost/benefit analysis of an AMR system to reduce electricity theft and maximize revenues for Electricité du Liban*, Lebanese American University, 2013.

РАЗРАБОТКА МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЙ ВЛ 10 КВ

Д.В. Армеев, Д.А. Сагайко, Я.А. Фролова, Е.И. Эрекайкин
ФГБОУ ВО "Новосибирский государственный технический университет"
Новосибирск, Россия
E-mail: armeev@corp.nstu.ru, erekaikin96@mail.ru

Аннотация – одной из важных актуальных задач остается задача определения мест повреждений (ОМП) в распределительных сетях. Существует большое количество известных методов ОМП, которые требуют использования дополнительного оборудования либо установки специальных устройств в электрических сетях, что существенно удорожает решения, часто требует значительных затрат времени и квалифицированных специалистов.

В рамках национальной технологической инициативы предполагается развитие платформы EnergyNet, в частности интеллектуальное управление сетями, основанное на большом количестве датчиков в электрических сетях, создании новых алгоритмов и методов обработки данных. Это позволит разработать и реализовать новый метод ОМП дистанционно, автоматически, без дополнительного оборудования, в разветвленных сетях и за минимальное время.

При разработке метода ОМП основными элементами являются методы статистического анализа. При выполнении экспериментальной части исследования применялось математическое моделирование. В качестве инструмента моделирования использовано программное обеспечение MatLab.

Получены алгоритмы определения мест повреждений ВЛ 10 кВ. Обнаружены точки неоднозначности.

Разработанный алгоритм может быть использован для определения мест повреждений ВЛ 10 кВ. Реализация алгоритма позволит существенно снизить время поиска мест повреждений, издержки на ОМП, а также исключить потери от перерыва питания.

Ключевые слова: определение мест повреждений; национальная технологическая инициатива; EnergyNet; распределительные сети; изолированные электрические сети.

DESIGN OF THE METHOD OF DETERMINING FAULT LOCATIONS OF AIR LINES 10 kV

D.V. Armeev, D.A. Sagaiko, Ya.A. Frolova, E.I. Erekaikin
Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk
Russian Federation
E-mail: armeev@corp.nstu.ru, erekaikin96@mail.ru

Abstract – one of the important actual tasks remains the problem of determining fault locations (DFL) in distribution networks. There is a large number of known methods of DFL that require the use of additional equipment or the installation of special devices in electrical networks for their implementation, which significantly increases the cost of solutions, often requires considerable time and qualified specialists.

Within the framework of the national technology platform for energy development, EnergyNet, in particular intelligent network management, is based on a large number of measurements in electrical networks, the creation of new algorithms and data processing methods. This allows us to develop and implement a new DFL method remotely, automatically, without additional equipment, in branched networks and for a minimum time.

In developing the DFL method, the main elements are methods of statistical analysis. Mathematical modeling is the method of research when performing the experimental part. MatLab software was used as a modeling tool.

Algorithms for determining fault locations of air lines 10 kV have been obtained. Points of ambiguity were discovered.

The developed algorithm can be used to determine the fault locations of air lines 10 kV. The realization of the algorithm will significantly reduce the time of search for the fault locations, the costs of DFL, and eliminate losses from power interruption.

Key-words: The determining fault locations; National technology initiative; EnergyNet; Distribution networks; Isolated electrical network.

1. ВВЕДЕНИЕ

Распределительные сети являются самыми распространенными в энергосистеме. При этом наиболее частое повреждение в них - однофазное замыкание на землю (ОЗЗ), составляющее порядка 80-90% от общего числа нарушений нормального режима работы сети [1]. Несмотря на то, что в ряде случаев при ОЗЗ распределительная сеть может работать продолжительное

время, его необходимо своевременно обнаруживать и устранять, чтобы не допустить развития аварии [2].

Существует большое количество известных методов определения мест повреждений (ОМП), включая ОЗЗ.

Различают дистанционные и топографические методы. Дистанционные методы, такие как импульсный, петлевой и емкостной позволяют определить зону повреждения. В импульсном методе зона повреждения определяется по времени и характеру поданного и отраженного сигнала. В

петлевым для тех же целей измеряется омическое сопротивление жил кабеля, а в емкостном, соответственно, емкости между жилами и заземленной металлической оболочкой. Индукционный и акустический методы относятся к топографическим. При применении индукционного метода место повреждения определяется путем детектирования магнитного поля вокруг кабеля специально поданным током высокой частоты. Акустический метод основан на слышимости искусственно создаваемых электрических разрядов в месте пробоя. И тот и другой методы предполагают перемещения оператора аппаратуры вдоль линии для поиска повреждения [3].

Эти и другие методы требуют либо установленного дополнительного оборудования в электрической сети и на подстанциях, либо применения специализированных устройств и процедур для поиска повреждений уже после их возникновения. Все это приводит к значительным затратам средств, времени необходимости привлечения квалифицированных специалистов [4].

В случае если сеть разветвляется, то определение зон повреждений дистанционными методами становится затруднительным. Существуют эффективные решения, к примеру, компании “DiMRUS”[5], которая предполагает монтаж специальных подвесных датчиков на провода вдоль линии, передающих информацию на контрольно-измерительные приборы, анализирующие поступающую информацию, что также усложняет и удорожает монтаж, наладку и эксплуатацию.

В то же время развиваются и приобретают популярность телекоммуникационные технологии. Для разного рода нужд в центрах питания (ЦП), распределительных пунктах (РП) и подстанциях (ПС) устанавливаются контрольно-измерительные приборы, информация с которых могла бы естественным образом быть использована для ОМП.

По этим причинам оказывается целесообразным разработка новых методов ОМП, которые не требовали бы специализированного оборудования и опирались только на информацию установленных контрольно-измерительных приборов в узлах сети.

II. ГРАФОАНАЛИТИЧЕСКИЙ МЕТОД ОМП

В настоящей работе приведены результаты разработки нового метода определения мест повреждений линий электропередачи на основе замеров величин напряжений по концам схемы сети. В качестве объекта исследования выступал участок распределительной сети (“Рис. 1”), состоящей из пункта питания (ПП) и нескольких подстанций (ПС), на которых установлены комплекты контрольно-измерительных приборов.

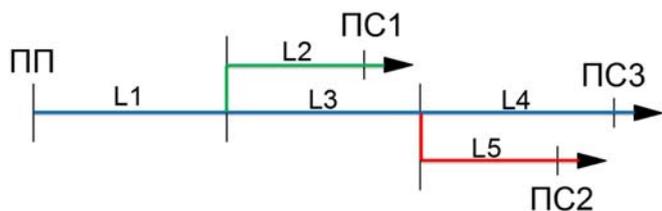


Рис. 1. Принципиальная схема сети

Модель сети создана в ПБК MatLab Simulink (“Рис. 2”) [6].

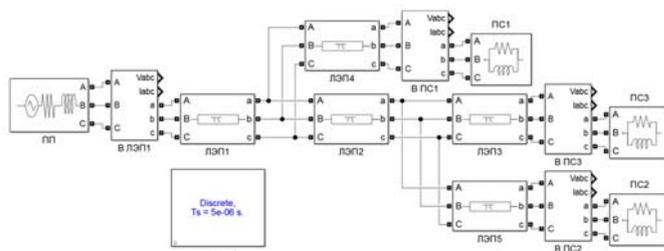


Рис. 2. Модель сети в среде MatLab Simulink

В качестве рабочей рассматривалась гипотеза о том, что каждому замыканию соответствует своя точка в пространстве состояний режимных параметров сети. Другими словами, каждому случайно взятому месту ОЗЗ соответствуют свои уровни значений напряжений, измеренных в узлах сети.

Для данной сети были проведены серии опытов, в которых в результате расчета получены значения напряжений при металлических ОЗЗ в точках сети с шагом в 1 км – первоначальная выборка. В качестве классифицирующей функции выбрана зависимость измеренных напряжений поврежденной фазы на ПП и ПС1-3 от дальности ОЗЗ [7].

На “Рис. 3” представлены напряжения в узловых точках (ПП, ПС1, ПС2 и ПС3) в поврежденной фазе в нагрузочном режиме.

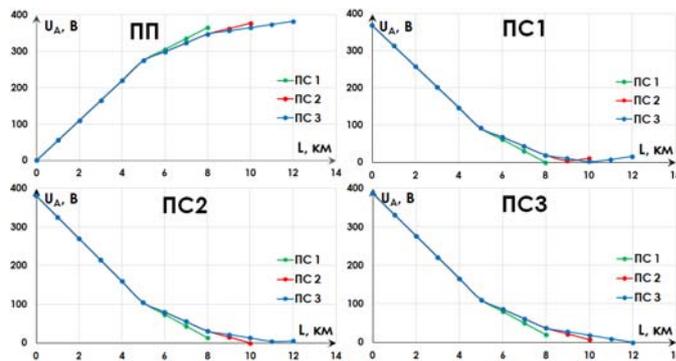


Рис. 3. Кривые напряжения при однофазном замыкании на землю в нагрузочном режиме

Замеренное напряжение в узловых точках может соответствовать повреждениям в разных ветвях, т.е. количество потенциально возможных мест повреждений может быть меньше либо равно числу отходящих линий к подстанциям.

В качестве примера для подтверждения выдвинутой гипотезы были взяты случайным образом несколько точек сети – контрольная выборка. Каждая из выбранных точек отличалась от точек первоначальной выборки. Из них отобрана часть показательных – К1 (8,8 км) и К2 (9,55 км), отмеченных на схеме (“Рис. 4”).

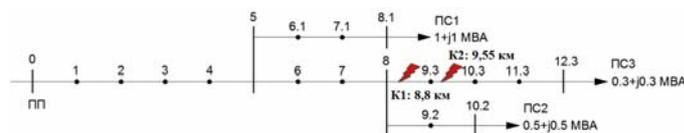


Рис. 4. Расчетная схема сети

При ОЗЗ в номинальном нагрузочном режиме в К1 распределение напряжения в поврежденной фазе по контрольным точкам составило:

Таблица I. Значения напряжений в контрольных точках

Параметр	ПП	ПС1	ПС2	ПС3
Напряжение, В	354,5	12,36	23,54	29,4

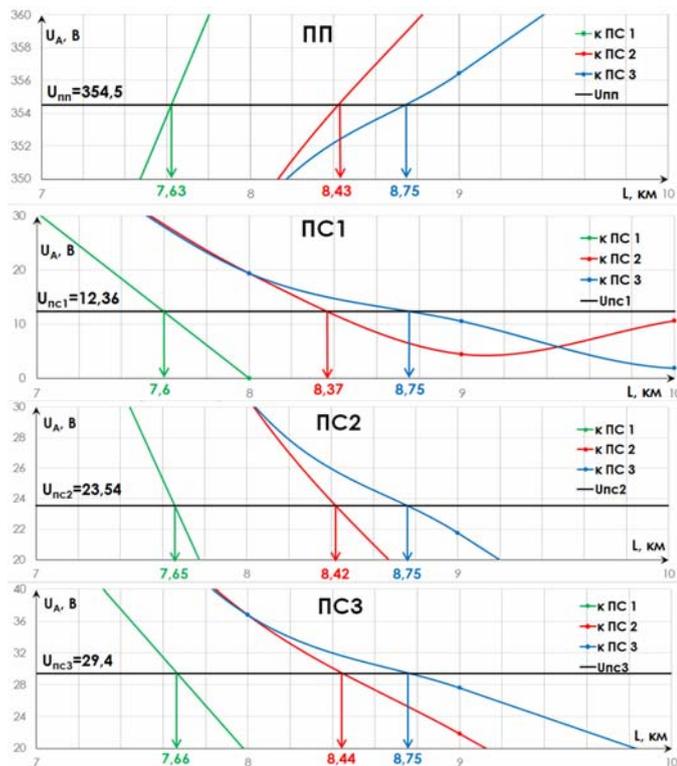


Рис. 5. Определение координат возможных мест повреждения на примере точки К1

Значения из таблицы I отмечены уровнями на кривых напряжения при ОЗЗ в НР (“Рис. 3”), как показано на “Рис. 5”. В результате пересечения уровней и классифицирующих функций получают точки, соответствующие потенциально возможным местам повреждения. Для К2 точки пересечения определялись аналогично.

Результаты определения расстояний, соответствующих точкам пересечения, сведены в таблицы II и III, соответственно для К1 и К2. Для определения ветви, в которой случилось замыкание, использованы средства статистического анализа: среднеквадратическое отклонение (СКО) и среднее значение (Среднее) [8]. Критерием определения ветви является минимум СКО, а удаленность замыкания от ПП определяется по среднему.

Таблица II. Потенциально возможные места для К1

Для К1	ПП	ПС1	ПС2	ПС3	СКО	Среднее
Ветвь до ПС1	7,63	7,6	7,65	7,66	0,023	7,64
Ветвь до ПС2	8,43	8,37	8,42	8,44	0,027	8,42
Ветвь до ПС3	8,75	8,75	8,75	8,75	0	8,75

В таблице II СКО стремится к нулю в строке «Ветвь до ПС3». Это означает, что замыкание произошло в направлении к ПС3 на расстоянии 8,75 км. Погрешность составила 0,05 км.

В таблице III в каждой строке СКО достаточно велики и нельзя с уверенностью утверждать, в каком из трёх направлений произошло повреждение.

Таблица III. Потенциально возможные места для К2

Для К2	ПП	ПС1	ПС2	ПС3	СКО	Среднее
Ветвь до ПС1	7,84	7,81	7,88	7,89	0,032	7,855
Ветвь до ПС2	8,9	8,82	8,89	8,95	0,046	8,89
Ветвь до ПС3	9,54	9,46	9,55	9,55	0,037	9,523

Точки, для которых нельзя однозначно определить, в какой ветви произошло ОЗЗ, получили название - точки неоднозначности. Большинство таких точек находится вблизи ответвлений в электрической сети, что связано с близостью к общему узлу и, соответственно, небольшим отличием параметров. Для того чтобы понять причину сравнительно большой величины СКО, найдены абсолютные отклонения от средних значений.

Таблица IV. Абсолютные отклонения от средних для К2

Для К2	ПП	ПС1	ПС2	ПС3
Ветвь до ПС1	0,015	0,045	0,015	0,035
Ветвь до ПС2	0,01	0,07	0	0,06
Ветвь до ПС3	0,0075	0,0625	0,075	0,075

Из-за достаточно больших значений в столбце ПС1 в таблице IV, значения в столбце с аналогичным названием таблицы III являются нетипичными. Значения этого столбца были заменены на среднее значение оставшихся столбцов (ПП, ПС2 и ПС3) [8].

Таблица V. Вероятное расстояние от ПП до точки К2

Для К2	ПП	ПС1	ПС2	ПС3	СКО	Среднее
Ветвь до ПС1	7,84	7,87	7,88	7,89	0,019	7,87
Ветвь до ПС2	8,9	8,91	8,89	8,95	0,023	8,91
Ветвь до ПС3	9,54	9,54	9,55	9,55	0,008	9,54

Таким образом, следует отметить, что СКО для всех ветвей существенно уменьшилось и минимальное значение сформировалось для линии, идущей до ПС3. Это означает, что наиболее вероятное место ОЗЗ находится именно в направлении к ПС3 и на расстоянии 9,54 км от ПП, что отличается на 0,01 км от фактического значения.

Разработанный метод позволил определить место повреждения для всех точек контрольной выборки, включая точки неоднозначности, для которых оказалось недостаточно критерия минимума СКО, и была применена замена нетипичных, выбивающихся значений.

III. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ТЕОРИИ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

Для поиска решений в сложных ситуациях мест повреждения была применена теория нейронных сетей.

В качестве вычислительной базы выбран пакет расширения MatLab – Neural Network Toolbox, позволяющий создать модель нейронной сети. Использована структура простой многослойной нейронной сети прямого распространения [9].

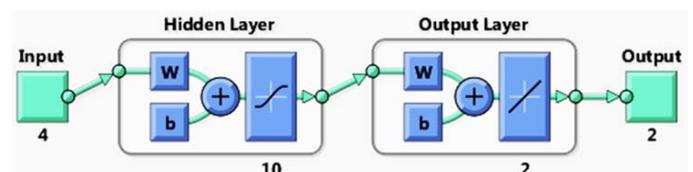


Рис. 7. Модель нейронной сети

Обучающей выборкой являлись точки металлических замыканий на землю с шагом в 1 км, по которым построены кривые напряжения при ОЗЗ в НР (“Рис. 3”). Таким образом, на вход сети подавались четыре значения напряжения в контрольных точках, а в качестве выходных данных выступали номер ветви и удаленность от ПП.

Для удобной работы с НС участок распределительной сети был разбит на пять ветвей (“Рис. 8”).

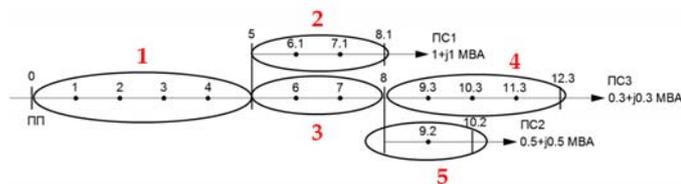


Рис. 8. Схема для применения нейронной сети

В качестве контрольной выборки выступали значения напряжений в контрольных точках при замыкании в К1 и К2 (“Рис. 4”).

Таблица VI. Результат работы нейронной сети

		Нейросеть	Факт
Для К1	№ ветви	3,43	3
	Расстояние	8,59	8,8
Для К2	№ ветви	3,64	4
	Расстояние	9,05	9,55

В результате расчетов НС позволила получить верное представление о номере поврежденной ветви. Однако расстояния до места повреждения определены с значительной погрешностью, превосходящей результаты графоаналитического метода.

Точность определения повреждений может быть повышена с усложнением архитектуры нейронной сети и увеличением объема обучающей выборки [9].

IV. Выводы

В результате работы был разработан графоаналитический метод с применением элементов теории нейронных сетей для определения мест повреждения, рассмотренный на примере воздушных линий класса напряжения 10 кВ. В результате

контрольной проверки были обнаружены точки неоднозначности, которые вызывают затруднение в определении ветви и расстояния от ПП до места замыкания. Тем не менее, метод решает поставленную задачу, в том числе в точках неоднозначности.

Разработанный метод может быть использован в интеллектуальных распределительных сетях с изолированной нейтралью, в которых на подстанциях установлены контрольно-измерительные приборы и датчики и это оборудование позволяет дистанционно получать значения режимных параметров и обрабатывать данные в режиме on-line под напряжением и нагрузкой.

Реализация метода позволит существенно снизить время поиска мест повреждений, издержки на ОМП, а также свести к минимуму потери от перерыва питания.

Список литературы

- [1] Качесов В.Е. Однофазные повреждения в электрических сетях среднего и высокого классов напряжения (теория, методы исследования и меры предотвращения повреждений): Автореф. дис. на соиск. учен. степ. д-ра техн. наук: 05.14.02, 05.14.12. – Новосибирск, 2008. – 40 с.
- [2] Правила устройства электроустановок. М.: Энергосервис, 2006. – 285 с.
- [3] ООО «Энерготехнологическая компания «Ангстрем»: [Электронный ресурс]. Ярославль, 1992-2017. URL: <http://angstremip.ru/> (Дата обращения: 23.05.2017).
- [4] Борухман В. А., Кудрявцев А. А., Кузнецов А. П. Устройства для определения мест повреждения на воздушных линиях электропередачи 6-750 кВ. – М.: Энергия, 1980.
- [5] ООО «DiMRUS»: [Электронный ресурс]. Пермь, 2009-2017. URL: <https://dimrus.ru/> (Дата обращения: 23.05.2017).
- [6] Power System Blockset User’s Guide for use with Simulink © COPYRIGHT 1998-2001 by TEQSIM International Inc., a sublicense of Hydro-Quebec, and The Mathworks Inc.
- [7] Факторный, дискриминантный и кластерный анализ: Пер. с англ./Дж.-О. Ким, Ч. У. Мьюллер, У. Р. Клекка и др.; Под ред. И. С. Енюкова. — М.: Финансы и статистика, 1989.— 215 с.
- [8] Дьяков А. Ф. Основы вероятностной теории, статистического анализа и интервального прогнозирования режимов потребления электроэнергии в электрических системах / А. Ф. Дьяков, Б. Д. Сюткин, В. Ф. Тимченко // Изв. АН. Энергетика. – 1992. – № 5. – С. 45–73.
- [9] Хайкин, Саймон. Нейронные сети: полный курс, 2-е издание : Пер. с англ. – М. : Издательский дом «Вильямс», 2006. – 1104 с. : ил. – Парал. тит. англ.

Моделирование кибернетических угроз в системах электроэнергетики

К.В.Суслов, Д.О.Герасимов, В.М.Пискунова

ИрНИТУ "Иркутский национальный исследовательский технический университет"

Иркутск, Россия

E-mail: vitapiskunova98@gmail.com

Аннотация – современные информационные технологии (ИТ) являются неотъемлемой частью построения современных электроэнергетических объектов. Круг задач, решаемых данными технологиями, связан с мониторингом и управлением параметрами электроэнергетических объектов в режиме реального времени. Однако, использование современных ИТ приводит к возникновению нового класса угроз, именуемых кибератаками. Исследование киберугроз на практике связано со значительными технологическими трудностями и материальными затратами. В данной работе предлагается метод имитационного моделирования с интеграцией моделей в SCADA-систему для исследования киберугроз в системах электроэнергетики.

Ключевые слова – моделирование электроэнергетического объекта; моделирование SCADA-системы; киберугрозы в электроэнергетике; кибербезопасность в электроэнергетике.

Modeling cyber threats in power systems

K. V. Suslov, D. O. Gerasimov, V. M. Piskunova

The Irkutsk national research technical University

Irkutsk, Russian Federation

E-mail: vitapiskunova98@gmail.com

Abstract – modern information technology (IT) are an integral part of building modern electricity facilities. The range of tasks performed by these technologies is associated with the monitoring and control of parameters of electric power objects in real-time. However, the use of modern it leads to the emergence of a new class of threats known as cyber-attacks. The study of cyber threats in practice is associated with significant technological difficulties and cost. In this work, a simulation method integrating models in SCADA system for studying cyber threats in power systems.

Keywords – modeling power of the object; simulation of SCADA systems; cyber threats in the power sector; cybersecurity in the power industry.

I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время одним из перспективных направлений развития современной энергетики является применение концепции активно-адаптивных сетей. Данная концепция подразумевает под собой внедрение современных информационных технологий. [3]

Под современными информационными технологиями будем понимать совокупность программных и технических решений, таких как организация промышленных сетей при помощи протоколов ModBus, Profibus, CANopen, так и построение систем диспетчерского управления, а так же сбора данных – SCADA систем.

Применение современных информационных технологий позволяет решить широкий круг задач, связанный с мониторингом и управлением параметрами электроэнергетических объектов в режиме реального времени. Подобные технологии повышают надежность функционирования сети, качество электроэнергии, а также позволяют проводить оптимизацию параметров энергетических систем. Вместе с тем использование информационных технологий делает энергетическую систему подверженной угрозам, именуемым кибератаки.

II. АНАЛИЗ УЯЗВИМОСТИ В СЕТЯХ ПРЕДПРИЯТИЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Существуют различные уязвимости в сетях предприятий электроэнергетики, основными из которых являются:

Все уязвимости можно разбить на 3 типа[5]:

1. Низкий уровень защиты оборудования Remote Terminal Unit (RTU) и Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA) от внешнего проникновения.

Код программного обеспечения оборудования RTU и SCADA, широко применяемого в электроэнергетике, – высокочувствителен. Это служит причиной тому, что у операторов сетей предприятий энергетики в большинстве случаев нет возможности внесения изменений в ПО. По этой причине система безопасности и стандартная ОС RTU и промышленного оборудования на данный момент уязвима для киберугроз.

2. Уязвимость на уровне управления сети (control plane)

Сети предприятий энергетики содержат большое количество физически незащищённых мест. Это даёт возможность хакеру внести вредоносную программу в сеть, проникнув на автоматическую подстанцию.

3. Уязвимость на уровне передачи данных (data plane)

Одним из типов атак является DoS (Denial of Service). Такие атаки отправляют цели множество запросов на соединение, что приводит к перегрузу сети.

Существуют разные технологические возможности реализации кибератак, например, удаленные атаки (проводятся из другого местоположения), атаки MITM (Man In The Middle – «человек посередине»), атаки на уровне управления сети и другие. [1]

III. ПОДХОДЫ К МОДЕЛТРОВАНИЮ ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБЪЕКТА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ УЯЗВИМОСТИ СЕТИ

Исследование киберугроз на практике связано со значительными технологическими трудностями и материальными затратами. Для устранения этих недостатков предлагается реализовывать следующий подход: моделирование работы электроэнергетического объекта и низкоуровневой системы сбора и передачи данных. [4]

В качестве энергетического объекта будет использована упрощенная модель, выполненная в системе SimScare системы Matlab Simulink. MATLAB — это высокоуровневый язык и интерактивная среда для программирования, численных расчетов и визуализации результатов. Simulink – это графическая среда имитационного моделирования, позволяющая при помощи блок-диаграмм в виде направленных графов, строить динамические модели энергетических систем.

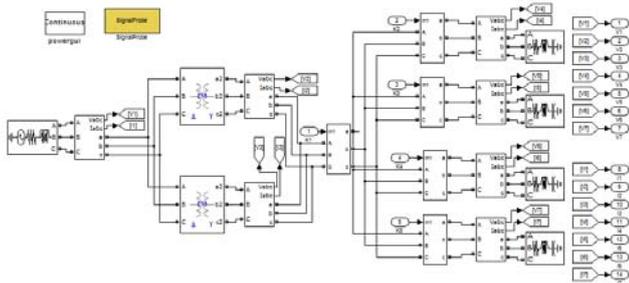


Рис.1. Имитационная модель энергосистемы

В качестве сборщика данных выступает модель SCADA-системы, выполненная в LabVIEW. Это среда графического программирования, которую используют технические специалисты, инженеры, преподаватели и ученые по всему миру для быстрого создания комплексных приложений в задачах измерения, тестирования и управления.

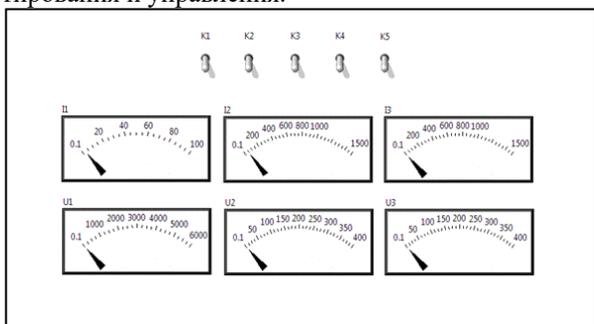


Рис.2. SCADA система LABView

Для того, чтобы связать MATLAB и LabVIEW используется набор средств LabVIEW SIT (Simulation

Interface Toolkit), который позволяет напрямую объединить пакеты Simulink компании MathWorks и LabVIEW. Пакет SIT автоматически создает код LabVIEW для взаимодействия с модулем Simulink при помощи простого пользовательского интерфейса. Сначала необходимо построить модель Simulink для связи с LabVIEW. Затем можно создать сервер в LabVIEW, который автоматически вызывает, запускает и взаимодействует с моделью Simulink. [2]

Для реального моделирования протоколов передачи данных возможно использование нескольких подходов. На персональном компьютере установить несколько виртуальных операционных систем, на которых раздельно функционируют имитационная модель энергетического объекта и SCADA система.

Для реализации второго подхода необходимо использовать несколько персональных компьютеров с установленным соответствующим программным обеспечением, которые реализуют модель электроэнергетического объекта и SCADA системы.

IV. ВЫВОДЫ

Данная концепция позволяет легко реализовать атаки типа MITM, удаленный доступ к сети, другими словами исследовать систему на уязвимость удаленного доступа.

Так же возможно проводить диагностику работы сетей, относящихся к классу уязвимостей оборудования, путем сравнения результатов функционирования моделей энергетических объектов в штатном режиме с работой имитационных моделей на уровне уязвимостей оборудования.

В качестве операционной системы, с помощью которой будет получен удаленный доступ, планируется использовать систему Kali Linux. Kali linux представляет собой дистрибутив, содержащий множество утилит для проведения тестирования на проникновение — от анализа уязвимостей веб-приложений, до взлома сетей и сервисов и закрепления в системе.

На данный момент подход апробирован. В дальнейшем предполагается исследование имитационной модели реальных электроэнергетических устройств, в частности КРУ (комплексные распределительные устройства) а протоколов сбора данных и управления.

Список литературы

- [1] Кибербезопасность сетей предприятий электроэнергетики. Защита служебной сети. www.rad.com
http://xn----btbckrbjfwgebbsllec.xn--p1ai/upload/u0017.pdf
- [2] Building a LabVIEW User Interface for a Simulink® Model with LabVIEW Simulation Interface Toolkit / tutorial_for_sit_2.0.pdf, pp.5
- [3] Problem of cyber security in power supply systems/ Solonina N.N./ Res electricae Magdeburgenses. 2013. T. 52. C. 46-48.
- [4] A principle of power quality control in the intelligent distribution networks/ Suslov K.V., Solonina N.N., Stepanov V.S./ В сборнике: international symposium on smart electric distribution systems and technologies EDST 2015 Proceedings. 2015. C. 131-137.
- [5] PMU for detection of short-circuit point in the transmission line/ Suslov K.V., Stepanov V.S., Solonina N.N./ В сборнике: SMARTGREENS 2014 - Proceedings of the 3rd International Conference on Smart Grids and Green IT Systems 2014. C. 63-67

Создание платформы для "умных сетей" с использованием беспроводных технологий

Д.А. Иванов, Д.А. Ярославский, М.Ф. Садыков, Н.А. Григорьева
ФГБОУ ВО "Казанский государственный энергетический университет"
Казань, Россия
E-mail: divanale@gmail.com

Аннотация В статье описано создание новой технологии построения интеллектуальных проводов на базе существующих воздушных линий путём разработки системы на основе беспроводных датчиков, устанавливаемых на ВЛ с последующей интерпретацией и визуализацией результатов мониторинга ВЛ.

Ключевые слова — умные сети, обследование, диагностика, мониторинг, воздушная линия электропередачи, беспроводная передача данных, модуль беспроводного интерфейса, линейка модулей, беспроводная сеть, система автоматизации, способ передачи информации

Creating a platform for "Smart Grids" using wireless technologies

Dmitry Ivanov, Danil Yaroslavsky, Marat Sadykov, Nadezhda Grigorieva
Kazan State Power Engineering University
Kazan, Russian Federation
E-mail: divanale@gmail.com

Abstract — The article describes the creation of a new technology for building intelligent wires based on existing air lines by developing a system based on wireless sensors installed on an overhead line with subsequent interpretation and visualization of the results of monitoring the overhead transmission line.

Keywords — smart grids, examination, diagnostics, monitoring, overhead power line, wireless data transmission, wireless interface module, line of modules, wireless network, automation system, information transfer method.

I. ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день в различных регионах РФ идет реализация ряда пилотных проектов по внедрению элементов интеллектуальной сети (установка интеллектуальных приборов учета электроэнергии, переход на цифровые подстанции, цифровые устройства сбора данных, приборы определения места повреждения на ВЛ и т.п.). Однако для мониторинга состояния ВЛ используются обычные стационарные приборы, которые разработаны под конкретные задачи: устройства ASTROSE, LINDSEY и др. Недостатками данных приборов является то, что функциональные возможности данных устройств не подлежат изменению, а для решения широкого спектра задач необходимо приобретение и обслуживание не одного, а нескольких устройств; информационный канал закрыт, что препятствует его использованию в качестве информационной инфраструктуры; применение данных приборов возможно

лишь на линиях 110 кВ и выше, что связано со способом их питания и дороговизной.

II. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Технология «умный провод» это концепция создания интеллектуальной воздушной линии на основе существующих сетей. Для этого воздушные линии оснащаются модульными устройствами - датчиками, позволяющими в режиме реального времени получать информацию о ее состоянии, и служить информационным каналом для передачи данных.

Модульное устройство (рис.1) состоит из основной платы, на которой установлен микроконтроллер с необходимой обвязкой и модуль связи [1]. Датчик устанавливается непосредственно на фазный провод. Возможны модификации с модулем автономного питания, модулем электростатического питания – для линий 110 кВ и выше с отбором мощности от ВЛ, модулем

электромагнитного питания – для линий до 110 кВ с отбором мощности от ВЛ.



Рис. 1. Структурная схема модульного устройства

Модульное устройство конфигурируется в зависимости от решаемых задач:

- Локализация места короткого замыкания, обрыва, удара молнии – модуль определения КЗ и обрывов, модуль системы глобального позиционирования.
- Определение электрических нагрузок на проводе – модуль определения температуры провода.
- Определение механических нагрузок на проводе – модуль определения стрелы провиса.
- Контроль нагрузки транзитных ВЛ – модуль определения температуры провода.
- Контроль гололёдообразования – модуль определения стрелы провиса и модуль высокочастотного зондирования ВЛ.
- Контроль плавки гололёда – модуль определения температуры провода.
- Определение условий возникновения гололёдообразования – модуль определения параметров окружающей среды.
- Диагностика подвесных изоляторов – модуль измерения ЧР.

Система на основе модульных датчиков, устанавливаемых на ВЛ, представляет собой установленные в каждом пролёте и на каждой фазе датчики, передающие информацию друг через друга, питающиеся от линии (также предусмотрен модуль автономного питания). При этом реализуется резервирование каналов связи, что подразумевает передачу данных, минуя неисправное устройство, не только в пределах одного фазного провода, но и через устройства на соседних фазных проводах. Модуль сбора информации может быть заменён на другой, в зависимости от задач мониторинга, а неизменный модуль связи может быть использован в качестве инфраструктуры для передачи данных [2]. Данные с модульных устройств собираются на «облачном» сервере, где обрабатываются.

Обработанные данные доступны для диспетчеризации и наблюдения посредством web-интерфейса. При необходимости интеграции данных в ОИК «Диспетчер» возможна установка устройства сопряжения.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

На данный момент определены топологические особенности построения интеллектуальной ВЛ; исследованы возможные варианты реализации диагностического модуля в зависимости от решаемых задач и проанализированы места возможной установки устройств на ВЛ.

Таким образом, мы получаем «умные провода» с уже заложенной информационной инфраструктурой, т.е. информационную систему сбора и передачи данных, которая может быть использована не только для мониторинга состояния ВЛ, но и для прочих нужд (сбор данных с цифровых устройств, обмен данными с системой освещения и др.).

Сенсорная сеть, созданная на базе разрабатываемых модульных устройств, станет отличной инфраструктурой для внедрения и развития интеллектуальной электрической сети. По предварительной оценке, внедрение технологии «умный провод» на базе модульных устройств, установленных на фазных проводах, составит 30-50 тыс. руб. на один километр воздушной линии.

IV. ВЫВОДЫ

На основе результатов исследования будут созданы модульные устройства, открывающие широкие возможности для мониторинга состояния ВЛ путём применения различных наборов датчиков, подключаемых по модульному принципу. Это позволяет без серьёзных финансовых затрат превращать обычный провод в умный путём простой установки на него устройства, конструкция которого позволяет изменять конфигурацию оборудования и решать широкий спектр задач в режиме реального времени.

Работа по исследованию топологических особенностей сенсорных сетей и разработке интеллектуальной воздушной линии электропередач выполняется при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований в рамках проекта 17-48-160878 p_a.

Список литературы

- [1] Иванов Д.А., Савельев О.Г., Садыков М.Ф. Датчик системы мониторинга гололедно-ветровой нагрузки // В сборнике: Интеллектуальные энергосистемы труды IV Международного молодёжного форума: в 3 томах. Томский политехнический университет. 2016. С. 138-140.
- [2] Yaroslavsky D.A., Ivanov D.A., Sadykov M.F., Goryachev M.P., Savelyev O.G., Misbakhov R.S. Real-time operating systems for wireless modules // Journal of Engineering and Applied Sciences. 2016. T. 11. № 6. С. 1168-1171.

Виртуальное моделирование электрических сетей на основе табличных методов

Д.А. Гнетова, В.Г. Гольдштейн, В.Д. Можяев
ФГБОУ ВО "Самарский государственный технический университет",
Самара, Россия
E-mail: gnetova-aees-2015@yandex.ru

Аннотация — Анализ надежности, построение схем электрических сетей (ЭС), а также организация их эксплуатации и диспетчерского управления требуют значительного пересмотра, в связи со стремительным развитием электроэнергетики. Кроме того в условиях развития интеллектуального подхода к ЭС меняется специфика определения и использования расчетных параметров режимов, а также решения задач экологии и электромагнитной совместимости, подготовки оперативного и ремонтного персонала посредством интерактивных информационных средств и т.д. Поскольку современные диспетчерские и коммутационные схемы ЭС состоят из большого количества элементов, следовательно, для решения вышеперечисленных задач необходима гибкая управляемая схемная графика, взаимодействующая с их виртуальными информационными представлениями. Основа виртуального моделирования ЭС - табличные методы анализа топологических структур и их графических моделей, положения теории «распознавания образов» и виртуальных имитационных моделей на базе табличного представления, а также соответствующие информационные банки данных с гибкой диалоговой системой управления. Представлены основные положения табличных методов к решению задач виртуального моделирования электрических сетей для решения задач проектирования, эксплуатации, диагностики состояния и управления современных ЭС.

Ключевые слова - виртуальное моделирование, теория распознавания образов, виртуальная имитационная модель, электрические сети, диспетчерские и коммутационные схемы.

Electric power system virtual modelling on the basis of diagram method

D.A. Gnetova, V.G. Goldstein, V.D. Mozhaev
Samara State Technical University,
Samara, Russian Federation
E-mail: gnetova-aees-2015@yandex.ru

Abstract — The security analysis, electric power system creation and their operation organization and dispatching management demand considerable revision, in connection with rapid development of power industry. Besides in the conditions of development of intellectual approach to electric power system specifics of definition changes, and calculated parameters of the modes using and also ecology problems solutions and electromagnetic compatibility, training of operation and repair personnel by means of interactive information means, etc. As modern dispatching offices and circuit diagrams electric power system consist of the large elements number, therefore the flexible operated circuit graphics interacting with their virtual information representations is necessary for the solution of above-mentioned tasks. Basis of virtual modeling of electric power system is the tabular methods of the topological structures analysis and their graphic models, the provision of the theory of "pattern-classification" and virtual imitating models on the basis of tabular representation and also the corresponding information databanks with a flexible dialogue control system. The modified methods and algorithms realizing solutions of classical nodal and planimetric equations of electric power system state for the analysis of their set standard and emergency modes in case of topology change of electric power system diagrams. Basic provisions of tabular methods to the virtual modeling problems solution of electric networks for the solution of design, operation, diagnostics problems of a state and management of modern electric power system are presented.

Keywords — virtual modeling, image discrimination theory, virtual imitating model, electric networks, dispatching offices and circuit diagrams.

I. ВВЕДЕНИЕ

В процессе современного развития систем электроснабжения (СЭС) возникает необходимость в пересмотре традиционных подходов к решению ряда задач таких, как проектирование электрических схем энергообъектов и анализ их надежности, организация диспетчерского управления и эксплуатации, получение объективной информации об измеренных и расчетных параметрах режимов, расчет и анализ топологически близких режимов, подготовка персонала и проведение тренировок посредством тренажеров и аниматоров, диагностика оборудования. Для эффективного решения этих задач необходима гибкая схемная графика, при применении которой возникает специфичная ситуация, когда диспетчерские (ДС) и коммутационные (КС) схемы содержат до нескольких тысяч элементов, что значительно превышает топологические размеры традиционных расчетных схем. Можно констатировать актуальность возникающих при этом проблем:

- создание модели, которая наиболее полно отражает реальное состояние сети;
- гибкий учет всех происходящих в ней изменений;
- реализация ее преобразования в расчетную схему замещения и выполнение на ней расчета режима;
- переход и отражение результатов анализа режима на исходную схему для их оперативного использования в процессах управления, в тренажерах и др. (Не перечисляю)

II. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Проведенный анализ показал возможность коррекции традиционных подходов к проблемам анализа, оценки и контроля состояния СЭС на основе совместного применения положений теории «распознавания образов» (ТРО) и виртуальной имитационной модели (ВИМ) на основе табличного представления, которые являются в этом направлении одними из наиболее эффективных методологических инструментов. Системы электроснабжения (СЭС) являются сложными многокомпонентными технологическими комплексами, ориентированными на транспорт, распределение и потребление электрической энергии. Реализация этих основных функциональных назначений производится при проектировании и эксплуатации на основе упорядоченного и целенаправленного взаимодействия отдельных элементов и частей СЭС в рамках решения разнообразных производственных задач. Их основными направлениями:

1. Паспортизация оборудования – сбор, обработка и накопление разнообразных паспортных данных, характеристик и других сведений об элементах, комплексах и других составляющих СЭС.

2. Составление строительных, рабочих, диспетчерских и других схем СЭС – топологических представлений об объединениях технологических элементов СЭС в комплексы, реализующие основные функциональные направления, названные выше.

3. Получение информации о технологических параметрах СЭС, учет и контроль электроэнергии с

помощью измерений и различных видов расчетов и моделирования.

4. Оценка параметров режима на основе таблично-топологических методов и реализация мероприятий, позволяющих повысить достоверность и оперативность получения информации от системы учета электроэнергии, в частности, АСКУЭ, и каналов телемеханики для обеспечения надежной работы диспетчерского управления СЭС.

5. Своевременное и качественное отслеживание и устранение сбоев ошибок в измеряемой и анализируемой информации о режимах СЭС.

6. Подготовка, повышение квалификации, тестирование персонала и другие способы подъема технического уровня, эффективности принимаемых текущих и перспективных технологических решений в условиях оперативного управления СЭС – на базе совершенствования и использования разнообразных тренажеров [6].

Основным в работе современного диспетчера СЭС и функциями тренажера является: наблюдение за состоянием объекта; диагностика и анализ различных ситуаций; планирование и выполнение действий по нормализации ситуации и принятие решений. Причем вся информация об операциях накапливается в соответствующих журналах и базах данных.

Суть ИМ заключается в создании объектов, физических, информационных процессов, документов, аудио и видеоизображений и др., которые, отражая реальные объекты, приводят в соответствие им конкретное отображение или имитацию. Условиями обеспечения необходимой эффективности новых разработок в этой области является реализация основополагающего принципа ИМ - построения ЕИТП. Идея ЕИТП в сочетании с применением широко распространенных в настоящее время в эксплуатации СЭС графических редакторов основана на концепции табличных методов ИМ.

На данном слайде отмечены положительные свойства табличных списочных структур.

- Исчерпывающее математическое описание стандартизованного представления графических схем соединений СЭС, с необходимой полнотой описывающее топологию схем замещения.

- Однозначный переход от графического представления схемы к ее математическому списочному описанию.

- Связь табличных списков с базами данных и паспортами оборудования, обеспечивающая, соответственно, каждый элемент топологического описания значениями необходимых параметров.

- Отображение в неявном виде основных законов электротехники, используемых в качестве математической основы для расчетов режимов. Иначе говоря, таблицы соединений дают возможность получения решений уравнений состояния СЭС без их составления и подготовки.

В качестве математического описания ЕИТП, можно предложить имитационную модель СЭС в виде глобального информационно-топологического множества,

$$M \rightarrow \{M_e, M_{my}, M_{mk}, P_o, X_o, P_c, P_p, P_w \dots\}, \quad (1)$$

представленного здесь следующими подмножествами:

M_z – виртуальная графическая схема замещения, состоящая из множества графических изображений элементов СЭС, соединенных между собой в соответствие с реальным состоянием СЭС;

$M_{тп}$, $M_{тк}$ – табличные структуры в виде топологических списков, построенные, соответственно, по узловому и контурному принципам;

P_0 , X_0 – паспортные данные и характеристики оборудования;

P_c – параметры схем замещения элементов СЭС, определенные в соответствие с P_0 и X_0 ;

P_p – параметры режимов СЭС, найденные с помощью расчетных процедур;

P_n – параметры режимов СЭС, измеренные и переданные в информационную модель с помощью средств телеизмерений (ТИ) и телесигнализации (ТС).

Основным назначением множественного описания (1) является реализация следующих основных информационных и расчетных процессов ИМ.

1. Решение, связанное с определением топологических подмножеств, обладающих заданными свойствами:

- ветвей ($B_{эп}$) и узлов ($V_{эп}$), находящихся в едином электрическом режиме и ($B_{нэп}$) и ($V_{нэп}$), не участвующих в нем;

- ветвей (B_n) и узлов (V_n), образующих некоторый заданный разомкнутый или замкнутый путь (контур) в схеме;

- ветвей дерева (B_d) и замыкающих ветвей (B_z); ветвей ($B_{снк}$), образующих некоторую систему независимых контуров, отвечающих данному составу B_d , B_z ;

- независимых узлов ($V_{снк}$);

- контролируемых узлов ($V_{кп}$), то есть узлов, в которых установлены устройства ТИ и ТС, обеспечивающие измерение активной (P) и реактивной (Q) мощности по присоединениям и модуля напряжения (U) в узле.

Решение выше перечисленных задач производится с помощью метода условных потенциалов (МУП).

2. Решение задач по определению параметров режимов СЭС с помощью табличных методов (табличных подмножеств):

- вспомогательная задача умножения матриц узловых проводимостей и контурных сопротивлений по соответствующим таблицам;

- разработка приемов учета и использование только ненулевых элементов матриц для получения решения систем уравнений установившихся режимов (УР) с учетом комплексных коэффициентов трансформации на основе табличного представления информации о СЭС;

- расчет всевозможных подрежимов КЗ без изменения матриц контурных сопротивлений (Z) и узловых проводимостей (Y) основного режима с помощью метода наложения;

- решение задач анализа режимов для СЭС большого объема на базе метода сопряженных градиентов (МСГ);

- выполнение адекватных расчетов по оцениванию состояния режимов СЭС, позволяющих получить искомые параметры режима в комплексной форме по напряжениям и по составляющим P и Q на основе таблично-топологического узлового метода.

Названные информационные и расчетные процессы ИМ определяют множество Π физических, технологических, экономических и других процессов и

явлений в СЭС. Множество Π в некотором приближении можно представить как объединение подмножеств их режимов (P), состояний (C) и информационных наборов данных (I) [1-5]

$$\Pi \supset P \cup C \cup I \quad (2)$$

Имитационный подход предполагает установление по возможности пунктуального количественного соответствия процессов, явлений документов и др. между моделью и натурой. При этом сохраняется общепринятое разнообразие моделей для одной и той же природы, и действуют общие положения теории моделирования. Они предполагают, что модель является некоторым отражением природы, и их сходство обеспечивается теми или иными критериями подобия.

Наиболее распространенной реализацией концепции ИМ является виртуальный подход. В этом случае каждому (или некоторой выделенной части) объектов, процессов, явлений и документов приводится в соответствие его аналог, функционирующий в процессоре, памяти и устройствах отображения ПЭВМ. Эти аналоги могут взаимодействовать между собой и с натурой или существовать независимо друг от друга, динамически изменяя свое состояние под управлением оператора и без него, создавая при этом новые информационные продукты и корректируя старые.

Анализируя теоретико-множественное описание СЭС в виде выражения (2), можно разделить его на следующие имитационные модели, адекватные составляющим множества Π :

1. Виртуальные отображения комплекса объектов и электроустановок СЭС.
2. Математические модели режимов P и состояний C СЭС.
3. Виртуальные отображения документов, данных и результатов моделирования.

Использование расчётных методов и алгоритмов, реализуемых по ВИМ, построенным на основе хорошо известных схем замещения СЭС, действительно позволяет отказаться от составления уравнений режимов. При этом сами схемы замещения строятся автоматически на основе виртуальной графической реализации реальных технологических схем и паспортных данных оборудования, сконцентрированных в исчерпывающих базах данных (централизованно подготовленных справочниках) по электрооборудованию или на основе индивидуальных сведений, полученных в результате испытаний и измерений.

Общий подход к созданию имитационных моделей, адекватных составляющим множества Π , реализован, в частности, для СЭС в информационно-аналитическом комплексе "ПЕГАС", построенном на основе графического редактора "МОДУС".

В настоящее время единственным средством для эффективного использования концепции ИМ,

предложенной выше и реализованной для СЭС являются высокопроизводительные вычислительные системы, программные комплексы для решения технологических и экономических задач, системы машинной графики и управления базами данных. Развитием общего концептуального подхода является положение о представлении СЭС в виде полного множества M , записанного выше. В частности, подмножества P_o , X_o и P_u можно описать следующим объединением множеств:

$$T \supset OB \cup KO \cup IO \cup ZO \cup UAO \cup D \cup CЭ \cup ДАНН \quad (3)$$

на котором производится комплексное рассмотрение множества P в СЭС.

В выражении (3) представлены множества:

OB – элементов электрооборудования (линии электропередачи, силовые трансформаторы и автотрансформаторы, компенсирующие устройства и др.);
 KO – элементов и описаний состояний коммутационного оборудования;

IO – элементов и комплексов измерительного оборудования;

ZO – элементов и комплексов оборудования для защиты от аномальных воздействий, состояний и режимов;

UAO – элементов и комплексов оборудования управления и автоматики и др.;

D – документов на электрооборудование СЭС;

$CЭ$ – соединительных элементов электроустановок, входящих в множество OB , и объединяющие их вместе с элементами множества KO в технологические комплексы, выполняющие основные технологические функции по передаче, распределению и потреблению электроэнергии;

$ДАНН$ – текущих информационных данных, получаемых с помощью телемеханики.

Техника формирования основана на реализации операции объединения и разности множеств, рассмотренных выше. При этом могут добавляться информационные потоки и документы, связанные с некоторыми специфическими особенностями решаемых и

возникающих вновь задач. В числе таких задач, например, таких как новые нормативные и законодательные акты, приказы и распоряжения в области экономической и производственной деятельности предприятий СЭС, их взаимодействия на уровне оптового рынка электроэнергетики, реструктуризации электроэнергетики и др.

III. ВЫВОДЫ

Проведенный анализ показал возможность коррекции традиционных подходов к проблемам анализа, оценки и контроля состояния СЭС на основе применения виртуальной имитационной модели (ВИМ) на базе табличного представления, которое является в этом направлении одним из наиболее эффективных методологических инструментов.

Список литературы

- [1] Амелин С.В. Графоаналитическое имитационное моделирование систем электроснабжения и электрических сетей [Текст]: автореф. дис. ...канд. техн. наук / Амелин С.В. – Самара, 2006. – 23 с.
- [2] Алиев Р.А. Управление производством при нечеткой исходной информации [Текст] / Р.А. Алиев, Г.А. Мамедова, Л.Э. Церковный. – М.: Радио и связь, 1990. – 241 с.
- [3] Артемьев А.В. Расчёт, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов [Текст] / А.В. Артемьев, Ю.С. Железко, О.В. Савченко – М.: ЭНАС, 2006. 280 с.
- [4] Бартоломей П.И. Наблюдаемость распределения потоков электрической энергии в сетях [Текст] / П.И. Бартоломей, А.В. Паздерин // Проблемы энергетики. – 2004. - №9-10.
- [5] Бартоломей П.И. Определение оптимальных и допустимых режимов в задачах оперативного управления ЭЭС [Текст] / П.И. Бартоломей, Н.И. Грудинин, В.Г. Неуймин // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. - 1991. - №4. - С. 62-69.
- [6] Бартоломей П.И. Эффективность оперативной коррекции режима ЭЭС [Текст] / П.И. Бартоломей, Е.А. Голубин, М.В. Зайцева, В.И. Порошин // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. - 1982. - №4. - С. 19-23.

СОДЕРЖАНИЕ

4. УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОСИСТЕМ	
<i>Н.Н. Денисова, Ю.А. Шатова, В.Я. Горячев</i> Математическая модель отказов силовых трансформаторов 110 кВ Пензенской энергосистемы	6
<i>Д.Р. Залялиев, Д.А. Кретов, З.Р. Джафаров</i> Исследование установившихся режимов работы участка районной электрической сети при реконструкции	10
<i>О.С. Стремиллова, И.М. Кац, В.В. Дикович, П.Б. Завьялов</i> Определение оптимального способа анализа электрических режимов и выбор средств снижения несимметрии напряжений в районах с высокой долей потребления электроэнергии тяговой нагрузкой	14
<i>А.Н. Дадонов, Е.А. Кротков</i> Увеличение пропускной способности сети за счет оптимизации распределения реактивной мощности	18
<i>А.Г. Русина, Я.А. Фролова, П.В. Матренин, М.В. Агафонова</i> Система прогнозирования потребления энергии на основе временных рядов	21
<i>В.Е. Рудник, Н.Е. Десюков, Р.А. Уфа, А.С. Гусев</i> Исследование динамических свойств модели вставки постоянного тока в составе электроэнергетической системы	25
<i>И.А. Поляков</i> Регулирование частоты электрического тока в центральном энергорайоне якутской энергосистемы	29
<i>А.П. Зорин</i> Определение факторов, влияющих на электропотребление на территории Республики Татарстан	33
<i>И.В. Букреев, Т.А. Ишмеев</i> Автоматизированный контроль соответствия параметров настройки, алгоритмов функционирования устройств противоаварийной автоматики текущей схеме электрической сети с использованием средств автоматизированных систем диспетчерского управления	35
<i>П.Б. Завьялов, В.В. Дикович</i> Анализ электрических режимов забайкальской энергосистемы с учётом влияния тяговой нагрузки	39
<i>П.Е. Фирстов, А.Ю. Мурзин</i> Анализ работы устройств автоматики ограничения снижения частоты в энергорайоне Тверской ТЭЦ-4	43
<i>Е.А. Гвозденко, П.В. Легкоконец</i> О понятии «предел по аperiodической устойчивости сложной электроэнергетической системы»	47
<i>А. Петров</i> Реализация системы Автоматического Вторичного Регулирования Частоты и Мощности для Всережимного Моделирующего Комплекса на базе СК-2007	49
<i>П.Ю. Коваленко, А.С. Бердин, Д.А. Санников</i> Применение нормированной интегральной оценки удельной синхронизирующей мощности синхронной машины для количественной оценки ее синхронизирующего действия в ходе низкочастотных колебаний	53
<i>Э.Ф. Хакимзянов, Р.Ф. Газетдинов, А.П. Лупин, А.М. Туитяров, Д.Р. Ишимухаметова, К.Ф. Агзамов</i> Анализ и расчет надежности распределительных электрических сетей	58
<i>С.В. Власов</i> Использование технологий машинного обучения для выявления асинхронного режима	60
<i>К.М. Чубаров, Д.С. Валетова, В.В. Сенько</i> Анализ статической аperiodической устойчивости электроэнергетической системы на основе обобщённых уравнений предельных режимов	62
<i>Е.В. Сергеев, К.А. Сидоров</i> Изменение топологии электрической сети как управляющее воздействие автоматики разгрузки при близких и затяжных коротких замыканиях	64
<i>П. А. Михайленко, В. П. Шойко</i> Повышение надёжности электроснабжения при провалах питающего напряжения	68
<i>И.А. Морозов, В.В. Гурьев</i> Усовершенствование методов прогнозирования генерирующей мощности солнечных электростанций в энергосистеме Республики Крым и города Севастополя	72
<i>Р.С. Чувашев, И. Ю. Коротков, И. В. Дулов, А.Г. Русина</i> Создание модели эквивалента электрической схемы Новосибирской энергосистемы	76
<i>С.В. Митрофанов, А.Ю. Арестова, Д.Х. Худжасаидов, А.Г. Русина</i> Разработка имитационной	80

модели каскада ГЭС Энергосистемы Памира	
<i>А.Д. Купчинов</i> Экспериментальное исследование установившихся и переходных процессов заряда аккумуляторов электростанций и подстанций	84
<i>А.С.Василенко, А.А. Суворов, М.В. Андреев</i> Обоснование и исследование математической модели первичного двигателя турбогенератора	88
<i>З.Р. Джафаров, Д.Р. Залялиев, А.Е. Бурмутаев</i> Анализ показателей структурной надежности системы электроснабжения подстанции в аварийном режиме работы при внедрении системы АВР по стороне 110 кВ	92
<i>И.Н. Белов, Д.П. Андрианов</i> Расчет переходных процессов в электрической цепи переменного тока в условиях неустойчивости параметров	96
<i>А.И. Даминов</i> Адаптивные алгоритмы работы частотной делительной автоматики	98
<i>Д.А.Кабалин, А.А. Суворов, М.В. Андреев</i> Обоснование и исследование математической модели автоматического регулятора возбуждения сильного действия полупроводникового типа синхронных генераторов	100
<i>В.Т. Сидорова, В.В. Карчин</i> Усовершенствование методики определения точки размыкания в сложно замкнутых воздушных сетях 110 кВ	104
<i>А.А. Ионов, С.О. Банников</i> Особенности выделения тепловых электрических станций с поперечными связями действием частотной делительной автоматики	108
<i>А.А. Александров, Д.Н. Гура, А.Л. Корольков</i> Методика определения показателя аварийности (надежности) ЛЭП 110 кВ	112
<i>А.В. Недоливко, А.Р. Муслимов, А.Н. Беляев</i> Повышение уровня динамической устойчивости электропередачи переменного тока с помощью управления по данным СМПП на примере Кола-Карельского транзита	114
<i>Д.А. Глухов</i> Совершенствование метода групповой коррекции планового потребления при планировании диспетчерского графика в рамках технологии ВСВГО	117
<i>Е.Е. Горшков, М.Е. Гольдштейн</i> Алгоритм противоаварийной автоматики магнитогорского района челябинской энергосистемы при управлении режимами средствами силовой электроники	121
<i>Г.В. Шведов, С.Р. Чоршанбиев, И.А. Морсин</i> Влияние перераспределенной солнечной генерации на потери электроэнергии в электрических сетях	125
<i>А.П. Шубенкина, И.В. Воронов</i> Оценка факторов, влияющих на электропотребление Объединённой энергосистемы Сибири	129
<i>Д.В. Ясько, В.А. Кизин</i> Повышение эффективности работы автоматики ограничения перегрузки оборудования воздушных линий электропередач	133
<i>О.А. Кожихова</i> Оценка чувствительности перетоков мощности к параметрам модели установившегося режима	137
<i>А.В. Рахаев, Л.Г. Мигунова</i> Совершенствование комплекса противоаварийной автоматики подстанции 500 кВ	141
<i>О.Ю.Малоземова, П.В.Тоцаков, П.В.Чусовитин, А.В.Паздерин</i> Исследование режимов работы парогазовой установки при выделении на изолированную работу в составе дефицитного энергорайона	145
<i>М.Е.Гольдштейн, И.С.Егоров</i> Работа энергоблока «синхронный генератор с нерегулируемым возбуждением - объединенный регулятор потоков мощности» при аварийном выделении части энергосистемы на изолированную работу	149
<i>И.М. Груздев, С.Н. Шелюг</i> Потери в трансформаторах, связанные с несинусоидальной нагрузкой	153
<i>А.В. Солдатов, В.А. Наумов, Н.С. Сергеев, Н.Ю. Марков</i> Веб-сервис анализа и расчета режимов для автоматической системы управления активно-адаптивной сетью	155
<i>Ш.Дж. Джурсаев, Б. Дж. Иноят</i> Влияния токов высших гармоник на синхронные машины	159
<i>И.В. Букреев, И.В. Степанов</i> Использование автоматического изменения параметров настройки устройств противоаварийной автоматики в зависимости от топологии	163

электрической сети с целью минимизации рисков реализации излишних управляющих воздействий	
<i>Н.Ш. Чемборисова, М.И. Халиков</i> Расчетная оценка жесткости узлов и ветвей схемы сети	167
<i>В.В. Петров, В.И. Полищук, А.А. Альмендеев</i> Анализ влияния уровней напряжения в энергосистеме на значение сальдо-перетока активной мощности в сечении	169
<i>Е.А. Гвозденко, П.В. Легкоконец</i> Об исследовании пределов по апериодической устойчивости электроэнергетических систем	171
<i>С.С. Труфакин, Е.А. Совбан, В.И. Пантелеев, Т.А. Филиппова</i> Оптимизация долгосрочных режимов ГЭС Ангаро-Енисейского каскада	173
<i>М.В. Зотова</i> Выбор места установки и законов регулирования устройств продольной емкостной компенсации для повышения устойчивости электроэнергетической системы	177
<i>Н.Н. Селиванов</i> Формирование исходных данных при планировании электроэнергетического режима	181
<i>И.С. Никифоров, А.С. Ефимов, И.В. Шуляков</i> Методы повышения эффективности регулирования напряжения в сети 330-110 кВ Псковской энергосистемы в условиях недостатка СКРМ	183
<i>Х.А. Узденов, Р.Ш. Альжанов, Е.А. Коршунов</i> Применение фазопоротных устройств для увеличения пропускной способности электрической сети и оптимизации перетоков активной мощности	185
<i>А.К. Бухмастов, Ю.В. Саблин</i> Краткосрочное прогнозирование электропотребления энергорайонов и энергосистем на примере энергосистемы челябинской области	189
<i>К.А. Сидоров</i> Оценка влияния на результаты расчетов динамической устойчивости качества моделирования систем регулирования генерирующего оборудования	193
<i>А.В. Ильин, И.В. Комалова</i> Методика учета резко-переменной нагрузки потребителей при выполнении прогноза потребления энергосистемы для целей краткосрочного планирования	197
<i>А.А. Корелина, В.А. Тацилин</i> Применение методов идентификации для построения эквивалентной модели электроэнергетической системы	201
<i>Д.Е. Петрушин</i> Контроль сечения «Сумма по сечениям Кола – Карелия и Онда – Кондопога» при управлении режимом энергосистемы Республики Карелия	205
<i>Р.В. Майдак</i> Ликвидация аварий в электрических схемах с мощными потребителями	209
<i>А.П. Зарудная, К.Е. Горшков</i> Особенности моделирования синхронных генераторов в пакете Matlab/Simulink	211
<i>Д.Н. Дадонов, Д.Г. Слипечук, М.Е. Щербаков</i> Оценка мероприятий для повышения динамической устойчивости генерирующего оборудования Балаковской АЭС	215
<i>А.В. Старченко, О.С. Рыбасова, Д.С. Тучина, С.С. Костюкова</i> Влияние учета сопротивления взаимной индукции на расчет режима ВЛ СВН	219
<i>А.А. Суворов, А.С. Гусев, Ю.С. Боровиков, А.О. Сулайманов</i> Верификация расчетов тока короткого замыкания в электроэнергетических системах	223
<i>Е.С. Аксаева</i> Методика оценивания максимально допустимого перетока контролируемого сечения электроэнергетической системы	227
<i>А.Г. Смирнова</i> Исследование апериодической статической устойчивости электроэнергетической системы из двух электрических станций с регулируемой продольной компенсацией	231
<i>К.Р. Аллаев, Т.Ф. Махмудов</i> Технология вложения систем как метод исследования динамических режимов электрических систем	233
<i>А.С. Ведерников, Д.С. Руманова</i> Анализ генетических методов оптимизации режимов работы ээс	237
<i>С.Н. Беликов</i> Автоматизированная методика расчета серии электрических режимов с учетом надежности схемно-технических решений	239
<i>А.С. Стеценко</i> Определение режимных условий для осуществления длительной параллельной работы Западного энергорайона Якутской энергосистемы с ОЭС Востока	243
<i>Е.О. Тихомиров, Н.В. Сенько, И.М. Маслов</i> Исследование границ области устойчивости	247

электрической системы в стохастической постановке	
<i>Д.Н. Кормилицын, Ю.О. Чуркина</i> Выбор параметров регулирования элементов многомашиной электроэнергетической системы с целью обеспечения статической устойчивости	250
<i>А.И. Карпов, Д.А. Акимов, Ю.И. Шепель</i> Улучшение интегральных показателей надежности электроснабжения потребителей распределительных сетей на основе оптимизации расстановки реклоузеров	254
<i>С.А. Гусев, В.А. Протазанов</i> Определение корреляционной взаимосвязи количества ремонтных заявок и числа технологических нарушений в электроэнергетической системе	258
<i>В.В. Давыдов, П.М. Ерохин, М.А. Прудов</i> Исследование моделей электрической системы для оценки колебательной неустойчивости электрической системы	262

5. ИНФОРМАЦИОННЫЕ И ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

<i>Е. А. Волошин, А. А. Волошин, С. С. Усачев, А.Р. Энтенеев</i> Применение технологии интернета вещей в энергетике для мониторинга в электрических сетях низкого напряжения в целях прогнозирования технического состояния оборудования и управления надёжности энергосистемы	267
<i>В.Ю. Чухманов, А.Ф. Прутик</i> Программное обеспечение для анализа СИМ-моделей оборудования энергосистемы на примере трансформатора	271
<i>М.А. Кондрашов, А.В. Панкратов</i> Кластеризация данных при идентификации статических характеристик нагрузки методом пассивного эксперимента	275
<i>В.Н. Тульский, А.Ф. Крюков, Д.А. Карвовский, Е.В. Пушкарский1, Д.П. Сафоненко, А.К. Бобков</i> Разработка мобильного помощника	279
<i>А.В. Крохин, Е.С. Кочнева</i> Оценка достоверности измерений электроэнергии и влияние методов расчета потерь на результат	281
<i>Д.В. Пшеничный</i> Интеллектуальная система диспетчерского правления ЭЭС и ее развитие на территории ЭЭС России	285
<i>Д. А. Утиц, С. В. Свечкарев</i> WEB-интерфейс справочника электротехнического оборудования на основе СИМ-объектов	289
<i>Т.А. Сергеева, М.В. Хазимов</i> Информационная безопасность при обмене технологической информацией для осуществления функций телеуправления в энергетике	292
<i>А.П. Мальцев, А.О. Сулайманов, Р.А. Уфа</i> Сравнение свойств и возможностей программно-вычислительного комплекса «EUROSTAG» и всережимного моделирующего комплекса реального времени электроэнергетических систем	296
<i>С.А. Ерошенко, А.О. Егоров, М.Р. Загидуллин, М.Д. Сенюк</i> Техничко-экономическая модель оценки мероприятий по ограничению токов короткого замыкания	300
<i>Е.С. Кочнева</i> Мониторинг актуального состояния измерительных комплексов электроэнергии с помощью модифицированного метода контрольных уравнений	304
<i>Т.В. Корбакова, С.А. Петренко, А.Г. Сошинов</i> Программный модуль предварительного анализа и фильтрации данных датчика продольного тяжения фазного провода ВЛЭП	308
<i>И.А. Золотарев, М.В. Панасенко, А.Г. Сошинов</i> Устройство отбора мощности с фазного провода воздушной линии электропередачи 6-330 кВ	310
<i>А. Б. Якупов, Н. В. Онищенко</i> Вопросы построения систем сбора и корреляции событий информационной безопасности	312
<i>А.Ю. Берг, Д.С. Бухаров, Р.А. Гусев, Е.Т. Танирбергенов</i> О моделировании работы устройства АЛАР в процессе автоматической настройки его характеристики	314
<i>И.В. Шамина, А.В. Беззубов</i> Использование системы автоматического оповещения «Рупор П» для проведения ежедневной автоматической проверки основных и резервных диспетчерских каналов связи с энергообъектами	316
<i>А.Е.Артемьев, С. В. Свечкарев</i> Справочник параметров электротехнического оборудования на основе СИМ-объектов	319

<i>В.С. Михайленко, О.С. Рыбасова, С.С. Костюкова</i> Перспективы применения устройств векторной регистрации для оптимизации работы электрической сети в режиме реального времени	321
<i>А.Е. Ащеулов, И.М. Кац</i> Описание системы АРВ синхронного генератора в соответствии с правилами СІМ	325
<i>В.В. Быстрых, В.Е. Качесов</i> Разработка новых методов повышения надежности распределительных сетей	329
<i>С.В. Елкин, Ю.И. Демидов, Т.Г. Климова</i> Использование синхронизированных временных измерений для актуализации нагрузок электроэнергетической системы	333
<i>И.Д. Поляков, А.В. Паздерин</i> Использование параллельных вычислений в задачах оценивания состояния и расчета установившегося режима	335
<i>П. И. Бартоломей, Е. Н. Котова, Е. М. Лебедев, С. И. Семенов</i> Новые технологии фильтрации телеизмерений и оценивания состояния в среде WAMS	339
<i>О.С. Дмитрива, В.Э. Зинуров, И.И. Валиев</i> Разработка устройства для снижения коммерческих потерь электроэнергии	343
<i>М.В. Панасенко, А.Г. Сошинов, И.А. Золотарев</i> Системы мониторинга воздушных линий электропередачи	345
<i>А.О. Егоров, Н.А. Морозенко, А.В. Паздерин</i> Измерения параметров электрического режима и расхода электроэнергии на воздушных линиях 110 кВ	349
<i>Д.В. Армеев, Д.А. Сагайко, Я.А. Фролова, Е.И. Эрекайкин</i> Разработка метода определения мест повреждений ВЛ 10 кВ	353
<i>К.В. Суслов, Д.О. Герасимов, В.М. Пискунова</i> Моделирование кибернетических угроз в системах электроэнергетики	357
<i>Д.А. Иванов, Д.А. Ярославский, М.Ф. Садыков, Н.А. Григорьева</i> Создание платформы для "умных сетей" с использованием беспроводных технологий	359
<i>Д.А. Гнетова, В.Г. Гольдштейн, В.Д. Можсаев</i> Виртуальное моделирование электрических сетей на основе табличных методов	361

Научное издание

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ – 2017

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

Том 2

Печатается в авторской редакции.

Компьютерная верстка Е.М. Шишкова
Дизайн обложки П.О. Качинской

Подписано в печать 18.09.2017.
Формат 60x84/8. Бумага офсетная.
Усл. печ. л. 43,66. Уч.-изд. л. 46,95.
Тираж 60 экз. Рег. № 156/17. Заказ № 670

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

