

Научно-технический центр Единой энергетической системы

**ИЗВЕСТИЯ
НТЦ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
СИСТЕМЫ**

№ (2) 75

Издается с февраля 1957 г.

Санкт-Петербург
2016

УДК 621.311; 621.313–621.316

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Кощев Л. А., д-р техн. наук, профессор – главный редактор;
Бердин А. С., д-р техн. наук, профессор;
Васильев Ю. С., академик РАН;
Воропай Н. И., чл.-кор. РАН;
Герасимов А. С., канд. техн. наук, доцент;
Евдокунин Г. А., д-р техн. наук, профессор;
Коровкин Н. В., д-р техн. наук, профессор;
Попков Е. Н., д-р техн. наук, профессор;
Сацук Е. И., д-р техн. наук, доцент;
Смоловик С. В., д-р техн. наук, профессор – зам. главного редактора;
Фролов О. В., канд. техн. наук;
Шакарян Ю. Г., д-р техн. наук, профессор.

РЕДАКЦИЯ

Курбатов А. Г., канд. техн. наук, доцент – ответственный секретарь;
Леонтьева М. В. – выпускающий редактор;
Виленкина И. И. – секретарь редакции.

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-53069 от 07 марта 2013 г.

Журнал «Известия НТЦ Единой энергетической системы» включен в перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук.

Наименование и содержание рубрик журнала соответствует группе специальностей 05.14.00 – Энергетика.

Общие сведения о журнале, условия подписки на него, содержание вышедших номеров можно найти по адресу: <http://www.ntces.ru/departments/proceedings.php>.

Распространение журнала осуществляется по подписке, подписной индекс в общероссийском каталоге «Роспечать» – 25247.

Адрес редакции:

194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, АО «НТЦ ЕЭС».

Тел. (812) 292-94-05, (812) 292-94-20. E-mail: nto@ntces.ru.

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	5
-------------------	---

МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ИССЛЕДОВАНИЯ РЕЖИМОВ И УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Лямов А. С., Смоловик С. В.

Учет магнитной связи роторных контуров синхронной машины при расчетах переходных процессов	6
--	---

Глазунова А. М.

Ускорение решения задачи динамического оценивания состояния на базе фильтра Калмана.....	14
--	----

Андранович Б., Курилкин А. И., Синянский И. В., Сорокин Е. В.

Метод оптимального построения систем сбора и передачи аварийных сигналов и команд противоаварийной автоматики	26
---	----

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЕЕ ЭЛЕМЕНТОВ ПРИ РАСЧЕТАХ УСТАНОВИВШИХСЯ И ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Андранович Б., Попков Е. Н., Попов М. Г., Синянский И. В.

Математическое моделирование гидротехнического оборудования и исследование электромеханических переходных процессов с учетом изменения частоты в электроэнергетических системах с преобладанием гидроэлектростанций	32
---	----

Гуриков О. В., Зеленин А. С., Штефка Й.

Методика построения математических моделей микропроцессорных АРВ.....	45
---	----

Близнюк Д. И., Романов И. Б.

Оценка достоверности определения характеристик нагрузки по данным векторных измерений	59
---	----

Акимов Д. А., Гладышев О. Я., Борисов П. С.

Усовершенствование методики выбора мест установки и углов регулирования фазоповоротных трансформаторов	67
--	----

Бердин А. С., Близнюк Д. И., Герасимов А. С.

Оценка демпферных свойств энергоблока с использованием экспериментальных данных	75
---	----

Абакумов С. А., Виштитбеев А. В., Гаязов С. Е., Марюшко Е. А., Саввин Д. Н.

Программно-вычислительный комплекс для расчета токов короткого замыкания и выбора уставок РЗА – ПВК АРУ РЗА.....	84
--	----

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ И МЕРОПРИЯТИЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Кощеев Л. А.

Об использовании асинхронизированных синхронных генераторов
на мощных электростанциях, удаленных от центров потребления 91

Комментарии:

Шакарян Ю. Г. 99

Коробков А. В., Шлайфштейн В. А. 100

Герасимов А. С. 101

ВОПРОСЫ ТВН

Касьянов С. Е., Шескин Е. Б.

Методика оценки апериодических составляющих тока в выключателях
компенсированных линий электропередачи 102

Евдокунин Г. А., Петров Н. Н., Шескин Е. Б.

Коммутационные перенапряжения, создаваемые вакуумными
выключателями 35 кВ 114

Иванов Д. В., Подпоркин Г. В., Фролов В. Я.

Моделирование нестационарных плазменных процессов в разрядной
камере мультикамерного разрядника для молниезащиты линий
электропередачи..... 128

Высогорец С. П.

Оценка приемлемости применения метода потенциометрического
титрования по ГОСТ 11362–96 для измерения кислотного числа
минеральных трансформаторных масел 134

ИЗ ОПЫТА МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Суслова О. В.

Основные тенденции развития и применения электропередач
постоянного тока и силовой электроники в энергосистемах
(по материалам 46-й сессии СИГРЭ) 140

ИМЕНА И ДАТЫ

Иванов Д. В., Фролов В. Я.

К 150-летию со дня рождения Михаила Андреевича Шателена 150

К 125-летию со дня рождения Николая Николаевича Щедрина 159

Памяти Юрия Алексеевича Асанбаева 161

Content, Abstracts, Keywords 165

Правила представления рукописей авторами 169

ПРЕДИСЛОВИЕ

Уважаемый читатель!

В данном номере журнала Вы, как обычно, найдете несколько статей, посвященных теоретическим и практическим вопросам моделирования и исследования режимов и устойчивости энергосистем, которые достаточно условно распределены между двумя разделами, в большей или меньшей степени относящимися к вопросам теории и практики.

Четыре статьи относятся к тематике «Техника высоких напряжений». Традиционная тематика постоянного тока представлена лишь обзором докладов по этой тематике, представленных на последней сессии СИГРЭ.

Целый ряд статей содержит материалы диссертационных работ.

В разделе «Имена и даты» представлены две статьи, посвященные крупнейшим отечественным ученым в области электротехники и электроэнергетики – М. А. Шателену и Н. Н. Щедрину.

Одна статья приведена с комментариями, предполагающими ответ автора в следующем номере журнала. Желание прокомментировать статьи, помещенные в журнале, приветствовалась бы редколлегия. Такая форма дискуссии позволит более полно рассмотреть тот или иной вопрос. Имеются в виду не только краткие комментарии, но и полноценные статьи дискуссионного характера.

*Главный редактор
«Известий НТЦ Единой энергетической системы»
Л. А. Кощеев*

МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ИССЛЕДОВАНИЯ РЕЖИМОВ И УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

УДК 621.313

А. С. Лямов, С. В. Смоловик

Учет магнитной связи роторных контуров синхронной машины при расчетах переходных процессов

Показано, что важным фактором, уточняющим протекание переходных процессов синхронной машины при возмущениях, является учет взаимоиндукции на путях потоков рассеяния обмотки возбуждения и эквивалентных демпферных контуров турбогенератора. Обоснована уточненная схема замещения, включающая в себя в явном виде сопротивление взаимоиндукции на путях потоков рассеяния роторных контуров. Результаты расчетов сопоставлены с натурными осциллограммами модельного генератора и промышленного турбогенератора ТЗФП-220.

Ключевые слова: синхронная машина, схема замещения, взаимоиндукция роторных контуров, переходные процессы.

Использование классической двухосной модели синхронной машины (СМ) в сочетании с каталожными параметрами обуславливает значительную погрешность в определении токов роторных контуров при расчетах переходных процессов [1]. Это подтверждается большим количеством натуральных экспериментов, выполненных на стендах заводов-изготовителей (или при приемо-сдаточных испытаниях на электростанциях). При этом расхождение опытных и расчетных токов в обмотке возбуждения наблюдается как у явнополюсных, так и у неявнополюсных СМ. У первых расчетные значения токов получаются меньше опытных, у вторых – больше. Указанный фактор является весьма важным при определении требований к системам возбуждения генераторов. На рис. 1 представлены токи обмотки возбуждения для модельного явнополюсного генератора мощностью 5 кВт. Погрешность составляет более 17 %. В [2] отмечено, что погрешность в определении переменной составляющей тока ротора в режимах трехфазного КЗ может достигать 200 %. Поскольку погрешность в экспериментальном определении параметров СМ составляет не более 10 %, то столь значительное расхождение опытных и расчетных значений тока обмотки возбуждения нельзя объяснить неточностью каталожных данных.

Дело в том, что обычная теория, использующая идеализированную модель СМ, основана на учете только единого для всех контуров (по каждой из осей) взаимного магнитного потока машины (Ψ_{ad} для продольной оси). Это значит, что магнитная связь обмотки возбуждения со статорной обмоткой и демпферной системой одинакова, что не соответствует действительности. На рис. 2 схематически представлено поле рассеяния одного паза ротора турбогенератора, Ψ – основная волна главного потока через воздушный зазор. Потоки Ψ_{sr} и Ψ_{srkd} представляют собой потоки рассеяния обмотки возбуждения. Поскольку поток Ψ_{srkd} охватывает не только обмотку возбуждения, но и демпферный контур, то связь между роторными контурами обусловлена не только основной волной главного потока Ψ . В силу особенностей конструкции явнополюсного генератора магнитный поток взаимоиндукции между обмоткой возбуждения и демпферным контуром хуже, чем основной магнитный поток в зазоре СМ [3].

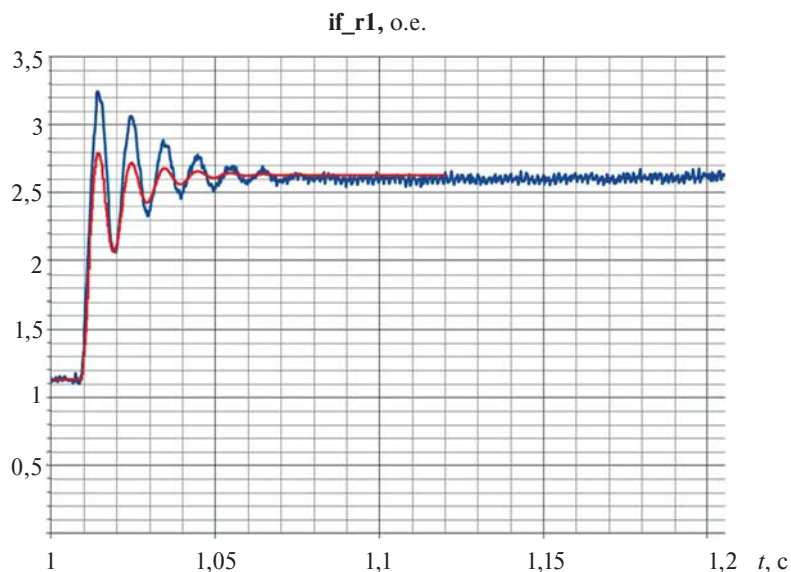


Рис. 1. Токи в обмотке возбуждения явнополюсного генератора при трехфазном коротком замыкании на зажимах статора: синяя кривая — осциллограмма тока в обмотке возбуждения при натуральных испытаниях, красная кривая — изменение тока в обмотке возбуждения, рассчитанная без учета взаимной индуктивности роторных контуров

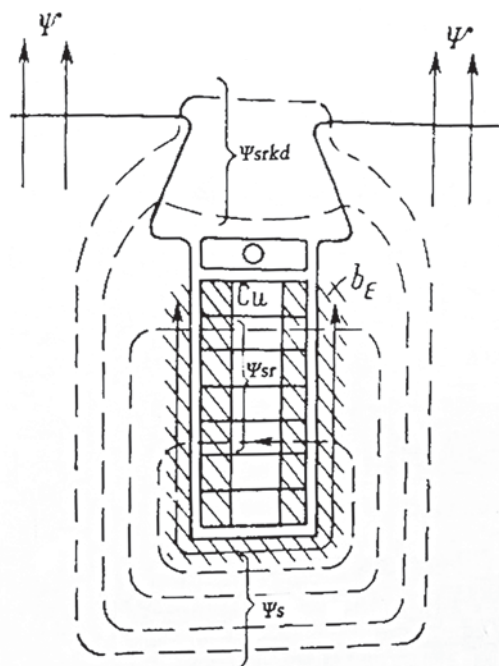


Рис. 2. Поле рассеяния одного паза ротора турбогенератора

В ряде выполненных работ было показано, что решающим фактором, уточняющим протекание переходных процессов при возмущениях, является учет взаимной индукции на путях потоков рассеяния обмотки возбуждения и эквивалентных демпферных контуров турбогенератора (образованных системой клиньев, обеспечи-

вающих крепления обмотки возбуждения, и частично элементами массивной стали). Соответственно была обоснована уточненная схема замещения, включающая в себя в явном виде сопротивление взаимоиндукции на путях потоков рассеяния роторных контуров, представленная на рис. 3, X_{rs} – сопротивление, учитывающее взаимоиндукцию роторных контуров. Оно получается путем уменьшения сопротивлений рассеяния обмотки возбуждения и демпферного контура таким образом, что в схеме сохраняются значения переходных и сверхпереходных индуктивных сопротивлений, а также переходных и сверхпереходных постоянных времени.

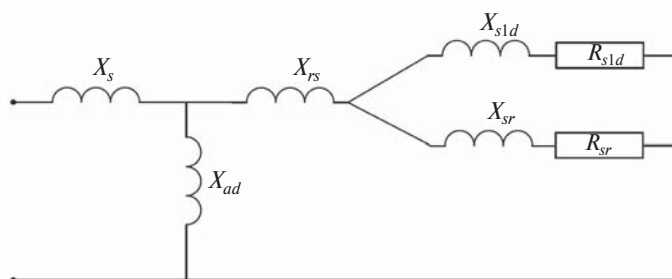


Рис. 3. Уточненная схема замещения СМ в продольной оси

Однако определение данного сопротивления затруднено рядом причин. Во-первых, нет возможности или технологии его непосредственного измерения. Во-вторых, сопротивление, учитывающее взаимоиндукцию роторных контуров, зависит от геометрических параметров машины, а именно от конструкции демпферной системы, от расстояния до обмотки возбуждения, от наличия короткозамыкающих колец и т.д. Получение таких данных затруднено в нынешних реалиях взаимодействия даже научных организаций. В-третьих, нет математически обоснованной методики расчета данного сопротивления. К тому же в заводской практике принято считать это сопротивление пренебрежимо малым [4].

Для уточнения требований к воздействиям на систему возбуждения СМ при переходных процессах Е.Н. Поповым [3] была разработана эмпирическая методика расчета взаимного сопротивления роторных контуров. Также с развитием компьютерной техники стало возможным определение данного сопротивления с помощью моделирования магнитного поля в активной зоне СМ с помощью программы расчета магнитных полей (например, Elcut [5]).

Вычисление взаимного сопротивления роторных контуров турбогенератора по методике Е.Н. Попова представлено системой уравнений (1). Основная идея заключается в расчете коэффициента α_{rkd} , который учитывает взаимоиндукцию от потоков рассеяния роторных контуров и составляет добавку к сопротивлению взаимной индукции машины X_{ad} :

$$\lambda_{nkd} = \frac{h_3}{3 \cdot b_n};$$

$$\lambda_{kkd} = \frac{10}{7 + \frac{18 \cdot b_n}{\delta} - \frac{5}{8 + 123 \left(\frac{t_2}{\delta} \right)^2}};$$

$$\begin{aligned}
 \lambda_{ekd} &= \frac{\pi \cdot D_2}{4 \cdot l_i \cdot p}; \\
 k_{обr} &= \frac{2}{\pi \cdot \gamma_r} \sin\left(\frac{\pi}{2 \cdot \gamma_r}\right); \\
 \alpha_{kd} &= \frac{\pi \cdot k_\delta \cdot \delta \cdot p}{D_i \cdot n_{kd}} (\lambda_{nkd} + \lambda_{kkd} + \lambda_{ekd}); \\
 \alpha_{rkd} &= \frac{\alpha_{kd}}{k_{обr}}; \\
 X_{rs} &= X_{ad} \cdot \alpha_{rkd}.
 \end{aligned} \tag{1}$$

Обозначения в выражениях (1) общепринятые в теории расчета электрических машин [6].

Для определения взаимоиндукции двух катушек на основе анализа картины магнитного поля необходимо задать любой ток в одной из них и измерить потокосцепление с другой. Поэтому для определения взаимоиндукции между роторными контурами неявнополюсной синхронной машины в программе Elcut был смоделирован турбогенератор ТВВ-200 без статорной обмотки (рис. 4). В пазах ротора уложены обмотка возбуждения и клинья, удерживающие обмотку возбуждения в пазах и играющие роль демпферного контура.

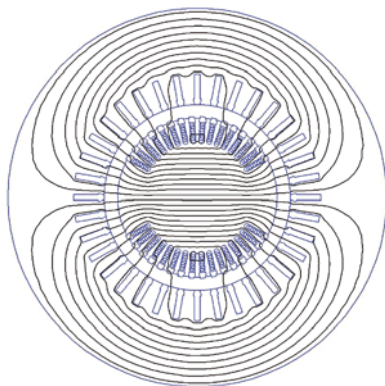


Рис. 4. Картина магнитного поля генератора ТВВ-200

Ток в обмотке возбуждения подбирается такой, чтобы привести магнитное состояние машины к номинальному режиму, контролируется магнитная индукция в спинке статора, спинке ротора и воздушном зазоре. Для расчета взаимной индуктивности обмотки возбуждения и демпферной системы M_{12} необходимо задать ток в обмотке возбуждения i_1 , получить потокосцепление Ψ_{12} и провести расчет по известной формуле:

$$M_{12} = \frac{\Psi_{12}}{i_1}. \tag{2}$$

На рис. 5 представлен результат расчета взаимного сопротивления X_{rs} , учитывающего взаимоиндукцию от потоков рассеяния роторных контуров, по методике Е.Н. Попова и с помощью программы Elcut, а также ток в обмотке возбуждения

при трехфазном КЗ на зажимах статора, рассчитанный с учетом сопротивления взаимной индукции на путях потоков рассеяния роторных контуров. Относительная погрешность определения сопротивлений составляет не более 4,5 %. Относительная погрешность токов в обмотке возбуждения не превышает 0,44 %.

Поскольку сопротивление X_{rs} в силу конструктивных особенностей у явнополюсных генераторов отрицательно, а у турбогенераторов положительно, целесообразно рассмотреть перераспределение токов в роторных контурах в переходных процессах, у явнополюсного генератора и турбогенератора при изменении данного сопротивления в сторону увеличения и уменьшения. На рис. 6 и 7 показаны токи в роторных контурах модельного явнополюсного генератора мощностью 5 кВт и турбогенератора ТЗФП-220.

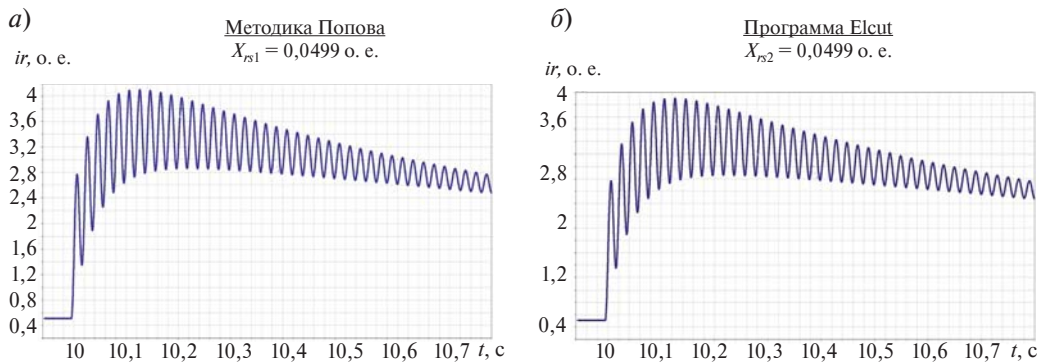


Рис. 5. Результаты расчета взаимного сопротивления X_{rs} : а – по методике Попова; б – в программе Elcut, а также токов в обмотке возбуждения при трехфазном КЗ на зажимах статора турбогенератора, рассчитанных с учетом соответствующего сопротивления взаимной индукции на путях потоков рассеяния роторных контуров

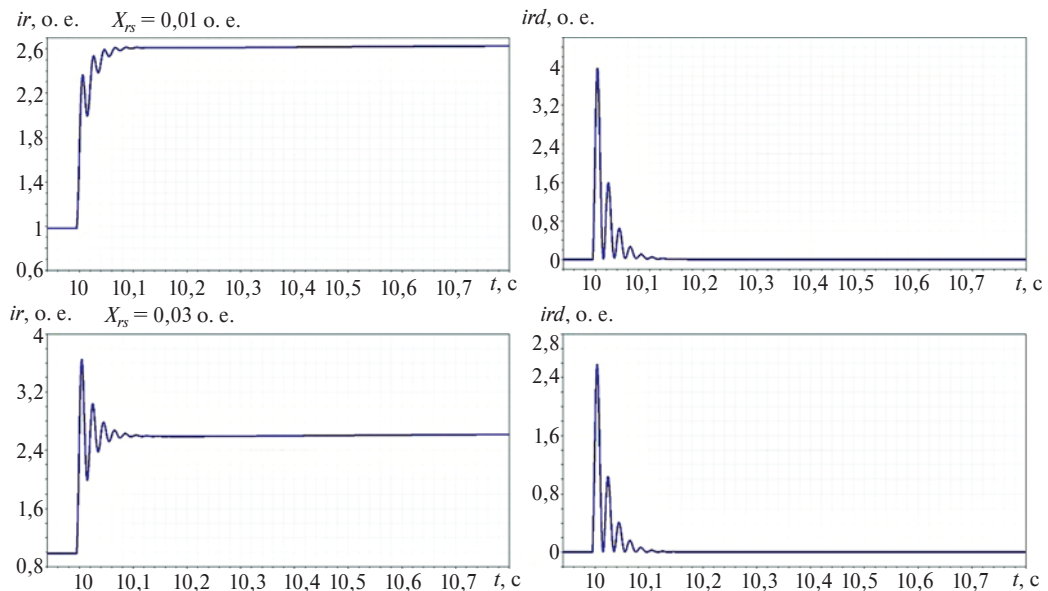


Рис. 6. Влияние индуктивного сопротивления взаимной индукции на путях потоков рассеяния роторных контуров на переходные процессы в обмотке возбуждения (слева) и эквивалентном демпферном контуре (справа) модельного явнополюсного генератора

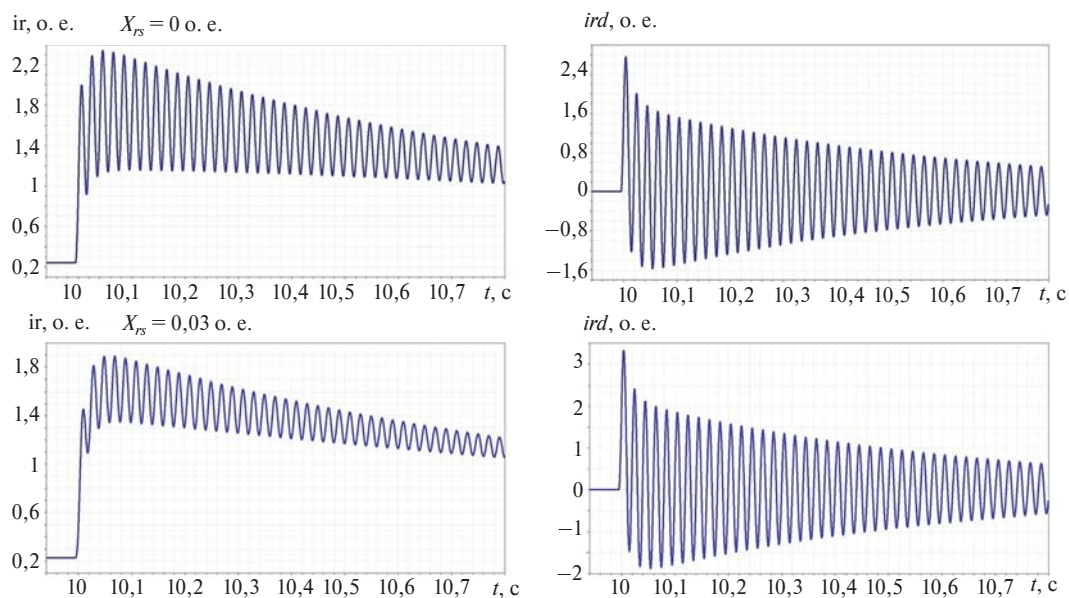


Рис. 7. Влияние индуктивного сопротивления взаимоиндукции на путях потоков рассеяния роторных контуров на переходные процессы в обмотке возбуждения (слева) и эквивалентном демпферном контуре (справа) турбогенератора

С изменением индуктивного сопротивления X_{rs} значительно меняется характер переходного процесса в обмотке возбуждения как явнополюсной, так и неявнополюсной синхронной машины. Максимальный ток с уменьшением X_{rs} увеличивается, причем уменьшение данного сопротивления сдвигает момент достижения максимального значения тока в сторону начала переходного процесса. Соответственно увеличение X_{rs} уменьшает максимальные значения тока возбуждения и отодвигает его от начала переходного процесса. Такой эффект возникает из-за перераспределения токов в роторных контурах синхронной машины, т. е. с увеличением сопротивления взаимоиндукции от потоков рассеяния роторных контуров наблюдается эффект более интенсивного экранирования обмотки возбуждения демпферными контурами.

На рис. 8 представлено сравнение опытного и расчетного токов в обмотке возбуждения явнополюсного генератора мощностью 5 кВт. Видно, что учет только данного сопротивления позволяет с достаточной точностью воспроизвести кривую тока в обмотке возбуждения, идентичную опытной кривой, полученной на электродинамической модели НТЦ ЕЭС.

Для турбогенератора ТЗФП-220 в простейшей схеме «генератор – линия – шины бесконечной мощности» (рис. 9) был найден предел динамической устойчивости в долях от пропускной способности линии сопротивлением $X_L = 1$ о.е., в зависимости от значения сопротивления, учитывающего взаимоиндукцию от потоков рассеяния роторных контуров, а также от коэффициента форсировки напряжения возбуждения K_ϕ . Результаты отражены в таблице. Значение предела передаваемой мощности с использованием уточненной схемы замещения при $X_{rs} = 0,04$ о.е., относительно значения предела для стандартной схемы замещения синхронной машины при $K_\phi = 1$ отличается на 4,8 %, при $K_\phi = 2$ – на 4,4 %, при $K_\phi = 3$ – на 4,2 %. Из всего изложенного следует, что увеличение сопротивления взаимной индукции на путях потоков рассеяния роторных контуров увеличивает предел передаваемой мощности, причем

чем больше кратность форсировки напряжения обмотки возбуждения K_ϕ , тем меньше данный эффект. Это вполне соответствует отмеченному ранее физическому эффекту перераспределения токов в роторных контурах при учете сопротивления X_{rs} . Данное расхождение в предельных мощностях не является критичным, поскольку погрешность определения параметров генераторов может достигать 10 %.

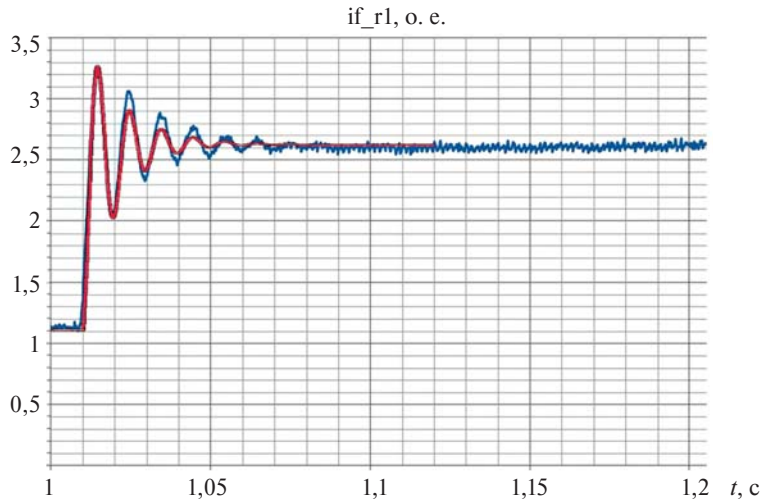


Рис. 8. Токи в обмотке возбуждения явнополюсного генератора при трехфазном коротком замыкании на зажимах статора: синяя кривая – осциллограмма тока в обмотке возбуждения при натурных испытаниях, красная кривая – изменение тока в обмотке возбуждения с учетом взаимной индуктивности роторных контуров

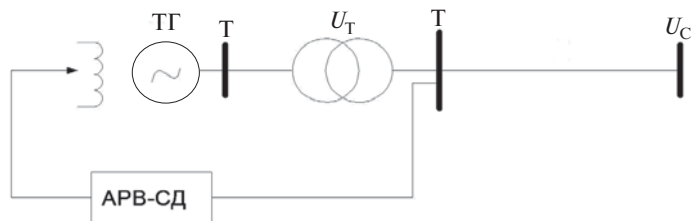


Рис. 9. Расчетная схема электроэнергетической системы

**Пределы динамической устойчивости турбогенератора ТЗФП-220
при двухфазном на землю КЗ, о.е.**

K_ϕ/X_{rs}	0	-0,01	+0,01	+0,02	+0,03	+0,04
1	0,62339	0,62173	0,62837	0,6350	0,64497	0,65493
2	0,65493	0,65161	0,65825	0,66655	0,67485	0,68481
3	0,68315	0,68149	0,68814	0,69477	0,7030	0,71304

В результате проведенного исследования может быть сформулирована рекомендация по учету сопротивления взаимоиндукции на путях потоков рассеяния при исследованиях, связанных с определением величин, характеризующих процессы в роторных контурах при возмущениях. Показано, что с достаточной точностью воз-

возможен расчет данного сопротивления по методике Е.Н. Попова [3]. При типовых исследованиях устойчивости, в том числе и при расчетах предела динамической устойчивости, и переходных процессов электроэнергетической системы учет данного сопротивления не обязателен.

Список литературы

1. *Глебов И. А., Гозман Ф. П.* Определение обратных напряжений вентилях при асинхронном режиме синхронного генератора // *Электроэнергетика*. – М., 1964. – С. 77–83.
2. *Sanay I. M.* Causes of discrepancies of rotor quantities and exact equivalent diagrams of the asynchronous machine // *Trans. IEEE. PAS.* 1969. Vol. 88, N 7. P. 1114–1120.
3. *Глебов И. А.* Научные основы проектирования систем возбуждения мощных синхронных машин. – Л.: Наука, 1988. – 332 с.
4. *Данилевич Я. Б. и др.* Параметры электрических машин переменного тока. – Л.: Наука, 1965. – 339 с.
5. http://elcut.ru/feat_r.htm.
6. *Вольдек И. А.* Электрические машины: Учебник для студентов высш. техн. учеб. заведений. – 3-е изд., перераб. – Л.: Энергия, 1978. – 832 с., ил.

Лямов Александр Сергеевич, инженер отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: aleksandrliamov@yandex.ru

Смоловик Сергей Владимирович, д-р техн. наук, профессор, заместитель заведующего отделом проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: smolovik@ntcees.ru

УДК 621.311

А. М. Глазунова

Ускорение решения задачи динамического оценивания состояния на базе фильтра Калмана

Исходными данными для задач диспетчерского управления является информация о параметрах режима в рассматриваемый момент времени, которая обрабатывается методами оценивания состояния. Для повышения качества результатов оценивания состояния используются алгоритмы, обрабатывающие ретроспективную информацию. Задача оценивания состояния, исходной информацией для которой являются векторы параметров режима, измеренные в несколько моментов времени (срезы измерений), называется динамическим оцениванием состояния (ДиОС). В данной работе в основу ДиОС положен расширенный фильтр Калмана. Для ускорения решения задачи ДиОС предлагается формирование разделенного фильтра Калмана. Ускорение обеспечивается уменьшением сложности алгоритма (путем сокращения размерности некоторых массивов) и распараллеливанием некоторых процессов в ДиОС.

Ключевые слова: динамическое оценивание состояния, фильтр Калмана, измерения, ковариационная матрица.

Введение

Для принятия эффективных решений по управлению электроэнергетической системой (ЭЭС) требуется достоверная и полная информация о текущем состоянии ЭЭС. Информация о параметрах режима (измерения) собирается с помощью системы SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) и регистраторов комплексных электрических величин (PMU – Phasor Measurement Units) [1]. Для устранения возможных ошибок в измерениях и расчета неизмеренных параметров режима полученные данные о параметрах режима обрабатываются методами оценивания состояния (ОС) [2, 3].

Повышение качества результатов задачи ОС, работающей в темпе процесса, возможно путем использования ретроспективной информации о параметрах режима. С этой целью к алгоритмам ОС, использующим один срез, добавляются алгоритмы, способные учитывать взаимосвязи между изменяющимися во времени параметрами режима [2, 4, 5]. Задача ОС, исходной информацией для которой является множество срезов, называется динамическим оцениванием состояния.

К настоящему времени разработаны разнообразные методы ДиОС, большинство из которых основаны на фильтре Калмана, предложенном Рудольфом Калманом для использования в линейных системах. Фильтр Калмана является рекуррентным способом решения задачи ОС по методу наименьших квадратов. Строятся рекуррентные соотношения, в которых оценки k -го момента времени используются при получении оценок в $(k+1)$ -й момент времени. Начальными условиями для фильтра Калмана являются оценка состояния ЭЭС (в виде вектора состояния) и величина, характеризующая ее погрешность (в виде ковариационной матрицы ошибок оценивания компонент вектора состояния). Алгоритм последовательно обрабатывает вновь поступающие векторы измерений, учитывая при этом значения, вычисленные на предшествующем цикле. Выходными данными фильтра являются уточненные, с помощью вновь поступивших измерений, начальные условия. Для использования фильтра Калмана в реальных ситуациях требуется адаптация к нелинейным системам.

В [6] дан обзор четырех видов фильтров Калмана, применяемых к нелинейным системам: расширенный (extended) фильтр, незапланированный (unscented) фильтр, групповой (ensemble) фильтр и частичный (particle) фильтр. Главное отличие между ними — это подходы к вычислению среднего значения и ковариационной матрицы ошибок оценивания компонент вектора состояния. В расширенном фильтре Калмана линеаризация модели динамического процесса выполняется за счет аппроксимации первого порядка. Средние значения и ковариационная матрица ошибок оценивания вычисляются с использованием матрицы Якоби, которая получается в процессе линеаризации системы в текущей точке. В незапланированном (сигма-точечном) фильтре Калмана (UKF) [6–8] для получения средних значений и ковариационной матрицы ошибок оценивания используется детерминистки-дискретный подход. Сначала создается множество, состоящее из специальных точек (сигма-точек), которое преобразуется с помощью нелинейной функции. Затем вычисляются средние значения и ковариационная матрица ошибок оценивания. В групповом фильтре Калмана (EnKF) средние значения и ковариационную матрицу ошибок оценивания получают с помощью метода Монте-Карло. Распределение плотности вероятности состояний выявляется на основе анализа множества примеров, называемых группами. Все перечисленные фильтры строятся на допущении о гауссовском распределении измерений и динамического процесса. В частичном фильтре (PF) реализуется более обобщенный байесовский подход, в котором отсутствует допущение о гауссовском распределении шумов. Подобно групповому фильтру (EnKF) в частичном фильтре также используется множество примеров для получения распределения вероятности случайных переменных. Различие в том, что частичный фильтр применяется к системам не только с гауссовским, но и с другими распределениями. В [8] приведены сравнительные результаты работы методов, основанных на расширенном и незапланированном фильтрах Калмана. Данные фильтры были использованы для оценки параметров модели динамической устойчивости энергосистемы. Результаты расчетов показали, что для решения поставленной задачи предпочтительнее использовать незапланированный фильтр Калмана, особенно при наличии шума в измерениях.

Для повышения точности результатов при наличии больших ошибок в измерениях в [9] предлагается робастный метод оценивания, который использует пологую функцию. Предложенный алгоритм состоит из трех частей: моделирование динамики системы, моделирование измерений, робастная фильтрация. При составлении динамики системы допускается, что вектор напряжения в любом узле и в любой момент времени зависит не только от предыдущего состояния, но и от последнего изменения напряжения во всех узлах, с которыми связан данный узел.

Большинство робастных регрессионных методов являются задачами минимизации целевой функции. M -оценивание Хубера минимизирует функцию, благодаря которой игнорируются выбросы (грубые ошибки в измерениях). Если разница между измерением и полученной оценкой превышает некоторый порог, то вместо реальной разницы в вычислениях используется константа. Недостатками данного метода являются ухудшение сходимости, отсутствие четкого критерия определения порога и возможность неправильной интерпретации резкого изменения режима.

В [10] предлагается алгоритм для ДиОС с экспоненциальным сглаживанием (робастный), в котором весовые коэффициенты измерений не остаются постоянными.

В качестве весовых коэффициентов используется матрица $\mathbf{R}_k e^{-|y_k - h(x_k)|}$ вместо \mathbf{R}_k^{-1} , где \mathbf{x}_k — прогноз вектора состояния; \mathbf{y}_k — измерения. Если вектор абсолютных остатков увеличивается из-за большого небаланса, то экспоненциальная весовая функция уменьшает влияние соответствующего этому небалансу измерения на результат оценивания. Таким образом, в принятии решения участвует часть измерений, а другая часть измерений игнорируется. Недостатком данного метода является отбрасывание хороших измерений при ошибочном прогнозе.

Основными достоинствами ДиОС являются его способность работать в условиях плохих и неполных данных, а также возможность прогнозировать параметры режима. Наличие прогнозов необходимо для проверки качества измерительной информации, используемой в задачах реального времени. С этой точки зрения важным фактором при решении задачи ДиОС является скорость получения результатов (оценок и прогнозов). Главным недостатком алгоритмов ДиОС, по сравнению с алгоритмами статического ОС, является увеличение времени вычислений из-за обработки дополнительных уравнений, учитывающих историю процесса, что замедляет составление заключения о качестве измерительной информации по результатам прогноза. Для ускорения вычислений разрабатываются способы, позволяющие распараллелить некоторые процессы в ДиОС. Авторы [11] представляют задачу ДиОС в виде трех подзадач: идентификация параметров, предсказание, фильтрация. В первых двух подзадачах есть независимые процессы, которые могут быть решены одновременно. На этапе идентификации параллельно вычисляются параметры, определяющие тренд процесса и ковариационную матрицу ошибок модели. На этапе предсказания одновременно могут быть вычислены прогнозы компонент вектора состояния и ковариационная матрица ошибок прогноза. В [11] разработана программа параллельного динамического оценивания состояния, работающая на графическом процессоре (GPU), который сконструирован специально для обработки большого множества данных.

В предлагаемой работе в основу динамического оценивания состояния положен расширенный фильтр Калмана. Выбор расширенного фильтра Калмана связан с тем, что ковариационная матрица ошибок оценивания, используемая в фильтре, вычисляется в процессе оценивания состояния. Проблема ускорения вычислений решается за счет использования особенности формирования расширенного фильтра Калмана в условиях отсутствия полного состава измеренных компонент вектора состояния. Далее подробно описана задача динамического оценивания состояния, затем представлен алгоритм формирования известного в литературе расширенного фильтра Калмана. Приведены предлагаемый автором алгоритм формирования разделенного расширенного фильтра Калмана и алгоритм ДиОС, эффективно работающих в условиях дефицита измерений напряжений в расчетной схеме ЭЭС. Представлены критерии, используемые для сравнительного анализа результатов, полученных по двум алгоритмам динамического оценивания состояния. В конце статьи представлены численные результаты и сделаны основные выводы.

Задача динамического оценивания состояния ЭЭС

Оценивание состояния электроэнергетической системы — это расчет установившегося режима, выполненный по оперативной информации в масштабе реального времени.

Оперативная информация (срез) представляется в виде вектора измерений и выглядит следующим образом:

$$\bar{y} = (U_i, P_i, Q_i, P_{ij}, Q_{ij}, \delta_i), \quad (1)$$

где U_i – модули узловых напряжений; P_i, Q_i – инъекции активных и реактивных мощностей в узлах; P_{ij}, Q_{ij} – перетоки мощностей в трансформаторах и линиях; δ_i – фазы напряжений в тех узлах схемы, где установлены регистраторы (РМУ).

Все методы оценивания состояния ЭЭС направлены на достижение минимальной разности между полученными оценками параметров режима \hat{y} и измеренными значениями \bar{y} при соблюдении законов Ома и Кирхгофа.

Для того чтобы вычислить неизмеренные параметры режима, необходимо наличие определенного состава переменных, которые позволяют получить значения всех параметров режима безытерационным способом. Такой набор переменных представляет собой модуль и фазу напряжения $x = (U, \delta)$ размерностью $2n$, где n – число узлов в расчетной схеме, и называется вектором состояния. В задаче оценивания состояния $2n - 2$ компонент вектора $x = (U, \delta)$ вычисляются через измеренные параметры режима путем минимизации некоторой целевой функции. Две компоненты вектора состояния (модуль и фаза напряжения в базисном узле) считаются постоянными.

В динамическом оценивании состояния в качестве целевой функции используется критерий наименьших взвешенных квадратов суммы отклонений измерений от оценок и отклонений измерений от прогнозов измеряемых компонент вектора состояния. В математическом виде данный критерий записывается следующим образом:

$$J(x) = (\bar{y} - y(x))^T \mathbf{R}^{-1} (\bar{y} - y(x)) + (\tilde{x} - x) \mathbf{M}^{-1} (\tilde{x} - x), \quad (2)$$

где \tilde{x} – прогноз измеряемых компонент вектора состояния; \mathbf{R}^{-1} – диагональная матрица весовых коэффициентов измерений; \mathbf{M} – ковариационная матрица ошибок прогноза.

В целевой функции измеренные и прогнозные значения представлены разными слагаемыми. Второе слагаемое учитывает историю процесса.

Для определения оценок компонент вектора состояния минимизируется критерий (2) по вектору состояния:

$$\frac{\partial J}{\partial x} = 0.$$

Задача ДиОС сводится к решению системы уравнений:

$$\mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} (\bar{y} - y(x)) = 0;$$

$$\mathbf{M}^{-1} (\tilde{x} - x) = 0,$$

которая может быть записана в виде:

$$\mathbf{H}_f^T \mathbf{R}_f^{-1} (\bar{y}_f - y(x)) = 0, \quad (3)$$

где $\mathbf{H}_f = \frac{\partial y_f}{\partial x} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} \\ \mathbf{H}_m \end{bmatrix}$ размерностью $[(m + m1) \times (2n - 2)]$ в отличие от классической матрицы Якоби \mathbf{H} размерностью $[m \times (2n - 2)]$; $\mathbf{R}_f = \begin{bmatrix} \mathbf{R} & 0 \\ 0 & \mathbf{M} \end{bmatrix}$ размерностью $[(m + m1) \times (m + m1)]$;

$\bar{\mathbf{y}}_f = \begin{bmatrix} \bar{\mathbf{y}} \\ \tilde{\mathbf{x}} \end{bmatrix}$ размерностью $[(m+m1) \times 1]$, где m – число измерений, $m1$ – количество

измеряемых компонент вектора состояния. Система уравнений (3) не является недоопределенной, т. е.:

$$\text{rank} \left(\frac{\partial y_f}{\partial x} \right) \geq 2n - 2.$$

Вследствие нелинейной зависимости $y(x)$ задача решается итеративно методом Ньютона. На каждой итерации система линейризуется и решается система линейных уравнений:

$$\Delta \mathbf{x}_k^i = \mathbf{P}_{f(k)}^i \mathbf{H}_{f(k)}^{\text{T}(i)} \mathbf{R}_f^{-1} \Delta \mathbf{y}; \quad (4)$$

$$\mathbf{P}_{f(k)} = (\mathbf{H}_{f(k)}^{\text{T}} \mathbf{R}_f^{-1} \mathbf{H}_{f(k)})^{-1}, \quad (5)$$

где $\Delta \mathbf{y} = \bar{\mathbf{y}}_{f(k)} - y(x_k^i)$; k – номер среза; i – номер итерации.

По вычисленным компонентам вектора состояния определяются все параметры режима.

Важнейшей проблемой при решении задачи ОС является идентификация весовых коэффициентов измерений и псевдоизмерений (\mathbf{R}_f). В рассмотренной постановке задачи ДиОС прогнозы измеряемых компонент вектора состояния рассматриваются как псевдоизмерения. Их весовые коэффициенты определяются точностью прогноза – чем точнее прогноз, тем больше весовые коэффициенты. В качестве коэффициентов используются значения, обратные элементам ковариационной матрицы ошибок прогноза \mathbf{M}^{-1} , которая вычисляется в процессе формирования фильтра Калмана. Весовые коэффициенты измерений определяются точностью метрологического тракта.

Классическое формирование фильтра Калмана

Для динамического оценивания состояния применяется фильтр Калмана [2], [12], который дает оптимальную оценку состояния ЭЭС в реальном времени, основываясь на измерениях, содержащих погрешности. Математическая модель динамической линейной системы с дискретным временем, в которой учитываются случайные возмущения входного воздействия и случайные ошибки измерений, имеет вид:

$$\mathbf{x}_{k+1} = \Phi_k \mathbf{x}_k + \xi_{\Phi k}. \quad (6)$$

Измеренные параметры режима определяются соотношением:

$$\mathbf{y}_k = y(x_k) + \xi_{y k}. \quad (7)$$

В (6), (7) \mathbf{x}_k – вектор состояния системы в k -й момент времени, Φ_k – матрица перехода из k -го состояния в $(k+1)$ -е, $y(x_k)$ – зависимость измерений от вектора состояния, $\xi_{\Phi k}$ – шум модели, $\xi_{y k}$ – погрешность (случайная ошибка) измерений.

Вектор \mathbf{x}_k имеет размерность $2n$, где n – число узлов. Вектор измерений \mathbf{y}_k имеет размерность m . Φ_k представляет собой заданную матрицу известной размерности.

Векторы возмущений $\xi_{\Phi k}$ размерности $2n$ и ошибок измерений ξ_{yk} размерности m представляют собой векторные случайные процессы типа белого шума. Симметричные неотрицательно определенные матрицы ковариаций этих процессов заданы:

$$E(\xi_{\Phi k} \xi_{\Phi k}^T) = \mathbf{W}_k, \xi_{\Phi i} \in N(0, \sigma_{\Phi i}^2); E(\xi_{yk} \xi_{yk}^T) = \mathbf{R}, \xi_{yi} \in N(0, \sigma_{yi}^2),$$

где σ_{yi}^2 — дисперсия измерения; $\sigma_{\Phi i}^2$ — дисперсия шума модели.

Ошибки измерений и вектор возмущений взаимно не коррелированы. Ошибка оценивания вектора состояния определяется как разность истинной величины и полученной оценки:

$$\Delta \mathbf{x} = \mathbf{x} - \hat{\mathbf{x}}. \quad (8)$$

Матрица ковариации определяется соотношением:

$$\mathbf{P} = E(\Delta \mathbf{x} \Delta \mathbf{x}^T).$$

Для построения рекуррентных уравнений предполагается, что $\hat{\mathbf{x}}_k$ и \mathbf{P}_k в момент времени k известны. Величина x экстраполируется в соответствии с уравнением:

$$\tilde{\mathbf{x}}_{k+1} = \Phi_k \hat{\mathbf{x}}_k. \quad (9)$$

Из (9) видно, что возмущения $\xi_{\Phi k}$ остаются неучтенными. Для выяснения связи между экстраполированным значением $\tilde{\mathbf{x}}$ и знаниями об интересующем векторе \mathbf{x} в уравнение (9) $\hat{\mathbf{x}}$ подставляется из (8): $\tilde{\mathbf{x}}_{k+1} = \Phi_k \mathbf{x}_k - \Phi_k \Delta \mathbf{x}_k$. Из уравнения (6) $\Phi_k \mathbf{x}_k = \mathbf{x}_{k+1} - \xi_{\Phi k}$, следовательно,

$$\tilde{\mathbf{x}}_{k+1} = \mathbf{x}_{k+1} - \Phi_k \Delta \mathbf{x}_k - \xi_{\Phi k}. \quad (10)$$

В правой части стоит искомый вектор \mathbf{x}_{k+1} , сложенный с ошибками $\Phi_k \Delta \mathbf{x}_k, \xi_{\Phi k}$. Обозначим матрицу ковариации этих ошибок \mathbf{M} :

$$\mathbf{M}_{k+1} = E(\Phi_k \Delta \mathbf{x}_k + \xi_{\Phi k})(\Delta \mathbf{x}_k^T \Phi_k^T + \xi_{\Phi k}^T).$$

Ввиду некоррелированности ошибок оценивания и ошибок модели

$$E(\xi_{\Phi k} \Delta \mathbf{x}_k^T \Phi_k^T) = 0; E(\xi_{\Phi k}^T \Phi_k \Delta \mathbf{x}_k) = 0 \quad (11)$$

получаем:

$$\mathbf{M}_{k+1} = \Phi_k E(\Delta \mathbf{x}_k \Delta \mathbf{x}_k^T) \Phi_k^T + E(\xi_{\Phi k} \xi_{\Phi k}^T).$$

Матрица \mathbf{M} интерпретируется как матрица ковариации ошибок экстраполяции или матрица ковариации ошибок прогноза. После некоторых преобразований уравнений (6), (7) и с учетом (11) получаем рекуррентные соотношения для матрицы усиления \mathbf{K}_k и ковариационной матрицы ошибок оценивания \mathbf{P}_k .

Алгоритм рекуррентной гауссовско-марковской фильтрации системы (6), (7), находящейся под действием случайных возмущений, состоит в следующем.

Фильтр:

$$\tilde{\mathbf{x}}_{k+1} = \Phi_k \hat{\mathbf{x}}_k; \quad (12)$$

$$\hat{\mathbf{x}}_{k+1} = \mathbf{P}_{k+1} (\mathbf{M}_{k+1}^{-1} \tilde{\mathbf{x}}_{k+1} + \mathbf{H}_{k+1}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{y}_{k+1}). \quad (13)$$

Матрица ковариации ошибки прогноза \mathbf{M} и матрица усиления \mathbf{K} :

$$\mathbf{M}_{k+1} = \Phi_k \mathbf{P}_k \Phi_k^T + \mathbf{W}_k; \quad (14)$$

$$\mathbf{K}_k = \mathbf{M}_k \mathbf{H}_k^T (\mathbf{R} + \mathbf{H}_k \mathbf{M}_k \mathbf{H}_k^T)^{-1}; \quad (15)$$

$$\mathbf{P}_k = \mathbf{M}_k - \mathbf{K}_k \mathbf{H}_k \mathbf{M}_k. \quad (16)$$

При формировании фильтра Калмана имеется допущение о наличии измерений всего вектора состояния. Это означает, что в ЭЭС должны быть измерены модули и фазы напряжений во всех узлах, что является невыполнимым условием в большинстве случаев.

Особенности формирования фильтра Калмана при наличии измерений напряжений не во всех узлах

Фильтр Калмана формируется для измеряемых компонент вектора состояния. Поэтому в задаче ДиОС все компоненты вектора состояния делятся на измеряемые (количество $m1$) и неизменяемые (количество $2n - m1$).

Факт отсутствия измерений всех компонент вектора состояния ($m1$ вместо $2n$) учитывается введением матриц для измеряемых компонент вектора состояния \mathbf{H}_n , размерностью $[m \times m1]$, \mathbf{P}_n размерностью $[m1 \times m1]$ и для неизменяемых компонент вектора состояния \mathbf{H}_{not} , \mathbf{P}_{not} размерностью $[m \times (2n - 2 - m1)]$, $[(2n - 2 - m1) \times (2n - 2 - m1)]$ соответственно. Ковариационные матрицы ошибок оценивания компонент вектора состояния \mathbf{P}_n и \mathbf{P}_{not} вычисляются по формулам:

$$\mathbf{K} = \mathbf{M} \mathbf{H}_n^T (\mathbf{R} + \mathbf{H}_n \mathbf{M} \mathbf{H}_n^T)^{-1}; \quad \mathbf{P}_n = \mathbf{M} - \mathbf{K} \mathbf{H}_n \mathbf{M}; \quad (17)$$

$$\mathbf{P}_{not} = (\mathbf{H}_{not}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}_{not})^{-1}. \quad (18)$$

Алгоритм ДиОС

Разделение компонент вектора состояния по признаку измеренных и неизмеренных параметров создает метод ДиОС, основанный на базе разделенного расширенного фильтра Калмана, в котором вычисление поправок к измеренным и неизмеренным компонентам вектора состояния является независимым процессом и, следовательно, может быть организовано параллельно. На рис. 1 представлена часть алгоритма динамического оценивания состояния, где наглядно показаны параллельно вычисляемые процессы.

По данным [13] в ЭЭС России установлено около 400 устройств, измеряющих фазу напряжения (РМУ). Следовательно, во многих моделях расчетов установившихся режимов по оперативной информации (текущая расчетная модель) имеется не более 50 % измерений вектора состояния (измеряются только модули напряжения). Учет данного факта при формировании фильтра Калмана означает сокращение размерности фильтра не менее чем в два раза, что ускоряет процесс оценивания и прогнозирования.

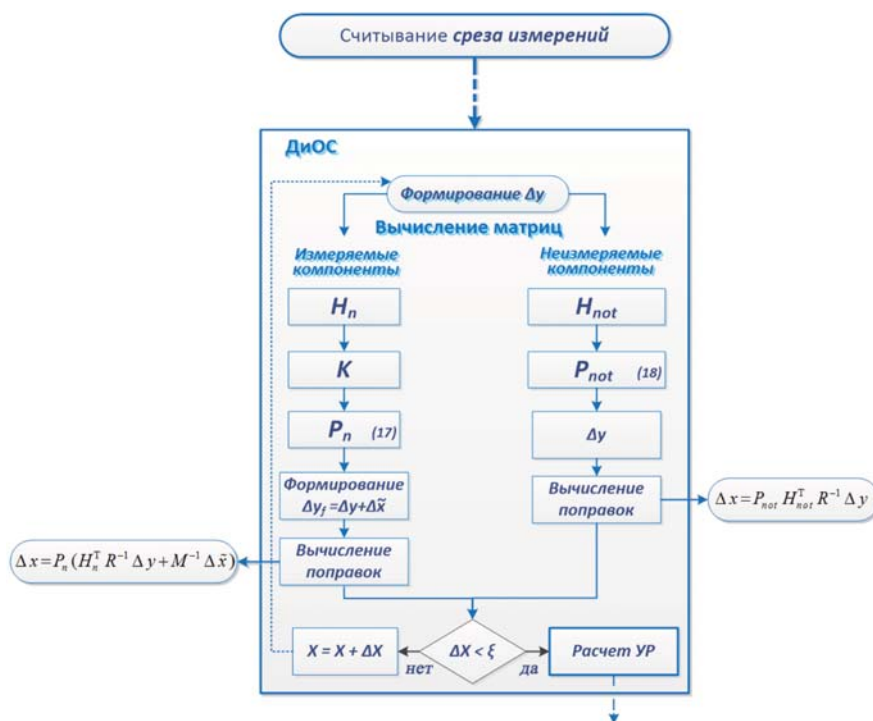


Рис. 1. Укрупненная схема алгоритма ДиОС

Критерий качества оценивания и прогнозирования

Точность оценивания определяется по формуле:

$$\Phi_{\text{оц}} = \sum_{i=1}^m \frac{(\bar{y}_i - \hat{y}_i)^2}{\sigma_{(y)i}^2} + \sum_{j=1}^{m1} \frac{(\bar{x}_j - \tilde{x}_j)^2}{\sigma_{(M)j}^2}, \quad (19)$$

где $\sigma_{(y)i}^2$ – дисперсия i -го измерения (компонента матрицы \mathbf{R}); $\sigma_{(M)j}^2$ – ковариация ошибки прогноза измерения j -й компоненты вектора состояния (компонента матрицы \mathbf{M}).

Точность прогнозирования вычисляется следующим образом:

$$\Phi_{\text{пр}} = \frac{1}{k} \sum \frac{1}{m1} \sum_{j=1}^{m1} \left| \frac{\hat{x}_j - \tilde{x}_j}{x_j} \right| 100\%, \quad (20)$$

где k – количество рассматриваемых срезов.

Практические результаты

Проверка идентичности и оценка сложности работы двух фильтров (расширенный фильтр Калмана и разделенный расширенный фильтр Калмана) была выполнена на 7- (рис. 2), 33- и 100-узловых схемах. Совпадение результатов классического и разделенного фильтров на 7-узловой схеме является важным фактором, так как схема включает в себя все необходимые для проверки алгоритма оценивания состояния элементы: два трансформатора, прикрепленные к разным сторонам линии расчетной схемы, компенсирующие устройства в двух узлах, узел с нулевыми активной

и реактивной иньекциями (узел 2), три генераторных (узлы 4, 5, 6) и три нагрузочных (узлы 1, 2, 7) узла, замкнутый контур. На 100-узловой схеме показывается степень сложности формирования фильтра.

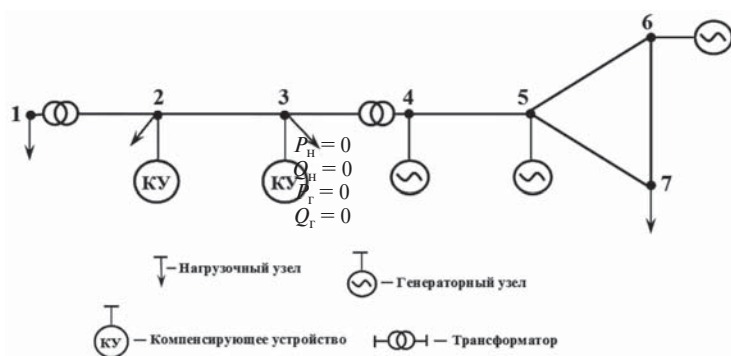


Рис. 2. Тестовая 7-узловая схема

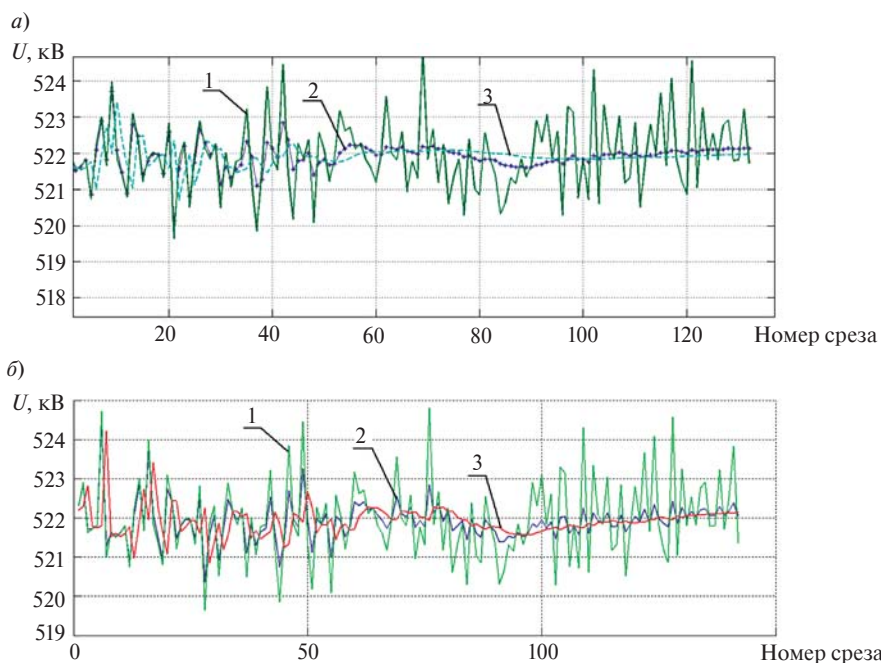


Рис. 3. Результаты прогноза и фильтрации ошибок в измерении модуля напряжения в узле 1 (1 – измерения, 2 – оценки, 3 – прогнозы):

а – классический фильтр Калмана; б – разделенный фильтр Калмана

Для 7-, 33- и 100-узловых схем были созданы архивы измерений, в которых присутствуют измерения модуля напряжения в 5, 15 и в 30 узлах соответственно. Другими словами, в 7-узловой схеме измеряется 41 % компонент вектора состояния, в 33-узловой схеме измеряется 48 % компонент вектора состояния, в 100-узловой схеме измеряется 15 %. По сформированным срезам были получены оценки режимов каждой схемы с помощью динамического оценивания состояния, выполненного на базе классического и разделенного фильтров Калмана. На рис. 3 показаны результаты

прогноза и фильтрации ошибок в измерении модуля напряжения в узле 1 (см. рис.2) с помощью классического и разделенного фильтров Калмана соответственно.

Качество оценивания измерений и прогнозирования компонент вектора состояния было определено по формулам (19), (20) соответственно. Результаты сведены в табл. 1, 2.

Таблица 1

Значения критериев оценивания и прогнозирования

Номер узла	Φ_{oc}		$\Phi_{пр}, \%$	
	Классический	Разделенный	Классический	Разделенный
7	7	8	0,61	0,65
33	12	11	0,64	0,66
100	50	48	0,65	0,67

Видно (см. рис. 3), что результаты фильтрации случайной ошибки в измерении модуля напряжения в узле 1 и результаты прогноза этой величины с помощью разных фильтров получаются практически одинаковыми. Анализ табл. 1 показывает, что разница в значениях критерия оценивания незначительна, а ошибка прогнозирования для разных фильтров меньше 1 %. В результате анализа рис. 3 и табл. 1 делается вывод, что нет необходимости для неизмеряемых компонент вектора состояния:

- формировать фильтр, что сокращает время, затрачиваемое на формирование;
- задавать и вычислять ковариационные матрицы ошибок прогноза.

Сложность алгоритмов анализируется с точки зрения размерности массивов. В табл. 2 показаны размерности массивов для классического и разделенного фильтров Калмана. В качестве примера вычисляется размерность указанных матриц для 100-узловой схемы. Количество измерений 440, количество измеряемых компонент вектора состояния 30.

Таблица 2

Размерности массивов для классического и разделенного фильтров Калмана ($n = 100, m = 440, m1 = 30$)

Матрица	Классический		Разделенный			
			Измеряемые		Неизмеряемые	
Н	$[m \times (2n - 2)]$	$[440 \times 98]$	$[m \times m1]$	$[440 \times 30]$	$[m \times (2n - 2)]$	$[440 \times 98]$
Р	$[(2n - 2) \times (2n - 2)]$	$[98 \times 98]$	$[m \times m1]$	$[30 \times 30]$	$[(2n - 2 - m1) \times (2n - 2 - m1)]$	$[68 \times 68]$
К	$[m \times (2n - 2)]$	$[440 \times 98]$	$[m \times m1]$	$[440 \times 30]$	—	
М	$[(2n - 2) \times (2n - 2)]$	$[98 \times 98]$	$[m \times m1]$	$[30 \times 30]$	—	

Анализ результатов табл. 2 показывает, что при отсутствии части компонент вектора состояния в составе измерений в разделенном фильтре Калмана требуется меньше операций умножения и сложения, так как не вычисляются элементы матрицы усиления **К** и ковариационной матрицы ошибок прогноза **М** для неизмеряемых

компонент вектора состояния. Вычисление матрицы Якоби и ковариационной матрицы ошибок оценивания вектора состояния может быть организовано параллельно (см. рис. 1) для измеряемых и неизменяемых компонент. Учет этих факторов приведет к ускорению скорости работы фильтра.

Заключение

В статье предлагается новый подход к формированию фильтра Калмана в условиях наличия измерений модуля и фазы напряжения не во всех узлах текущей расчетной модели. Предложенный подход позволяет выполнять прогнозирование заданных (всех или только части) измеряемых напряжений, вследствие чего увеличивается скорость получения результатов оценивания состояния, что является важным фактором для задач реального времени. Увеличение скорости происходит за счет:

- уменьшения сложности алгоритма (уменьшение размерности массивов и операций умножения и сложения); сопоставительный анализ сложности алгоритмов выполнен на 100-узловой расчетной схеме;
- распараллеливания некоторых процессов динамического оценивания состояния.

Анализ результатов двух алгоритмов динамического оценивания состояния, основанных на классическом и разделенном фильтрах Калмана, выполнен для 7-, 33- и 100-узловых схем. Значения полученных оценок и прогнозов совпали в пределах заданной точности, что свидетельствует о корректности предложенного в работе разделенного фильтра Калмана.

С практической точки зрения применение ДиОС, в основу которого положен разделенный расширенный фильтр Калмана, наиболее рационально в тех случаях, когда отсутствует необходимость учитывать динамику всех параметров режима расчетной схемы. В этом случае предложенный алгоритм представляет собой выполнение динамического оценивания состояния в заранее определенной части расчетной схемы и статического оценивания состояния в оставшейся части схемы. В качестве исходных приближений неизменяемых компонент вектора состояния могут быть использованы значения оценок, вычисленные на предыдущем срезе.

Список литературы

1. *Phadke A. G.* Synchronized Phasor Measurements. A Historical Overview // Proceedings of IEEE / PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition. Asia Pacific, 2002, 6–10 October. Vol. 1. P. 476–479.
2. *Гамм А. З.* Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1976. – 220 с.
3. *Воропай Н. И., Голуб И. И., Колосок И. Н., Хохлов М. В.* Методы оценивания состояния интеллектуальных ЭЭС // Научные труды III Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи», Екатеринбург, УрФУ, 2012. Т. 1. – С. 26–37.
4. *Do Coutto Filho M. B., Stacchini de Souza J. C., Freund R. S.* Forecasting-aided state estimation – Part 2: Implementation // IEEE Transactions on Power System. 2009. Vol. 24, No 4. P. 1678–1685.

5. *Leite da Silva A. M., Do Couto Filho M. B., Cantera J. M. C.* An efficient dynamic state estimation including bad data processing // *IEEE Transactions on Power System*. 1987. Vol. 2, No 4. P. 1050–1058.
6. *Ning Zhou, Zhenyu Huang, Greg Welch.* Dynamic state estimation of a synchronous machine using PMU data: a comparative study // *Transactions on Smart Grid*. 2015. Vol. 6, No 1. P. 450–460.
7. *Meskin N., Nounou H., Nounou M., Datta A.* Parameter Estimation of Biological Phenomena: An Unscented Kalman Filter Approach // *IEEE Transactions on Computational Biology and Bioinformatics*. 2013. Vol. 10, No. 4. P. 537–543.
8. *Ariff M. A. M., Pal B. C., Singh A. K.* Estimating dynamic model parameters for adaptive protection and control in power system // *Transaction on Power Systems*. 2015. Vol. 30, No 2. P. 829–839.
9. *Durgaprasad G., Thakur S. S.* Robust dynamic state estimation of power systems based on M-estimation and realistic modeling of system dynamics // *IEEE Transaction on Power System*. 1998. Vol. 13, No 4. P. 1331–1336.
10. *Kuang-Rong, Shyh-Jier Huang.* Application of a robust algorithm for dynamic state estimation of a power system // *IEEE Transaction on Power System*. 2002. Vol. 17, No 1. P. 141–147.
11. *Hadis Karimipour, Venkata Dinavahi.* Extended Kalman filter-based parallel dynamic state estimation // *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2015. Vol. 6, No 3. P. 1539–1549.
12. *Брамер К., Зиффлинг Г.* Фильтр Калмана–Бьюси. – М.: Наука, 1982. – 198 с.
13. Теоретические основы, методы и модели управления большими электроэнергетическими системами / Под ред. Н. И. Воропая. – М.: ПАО «ФСК ЕЭС», 2015. – 188 с.

Глазунова Анна Михайловна, канд. техн. наук, доцент по специальности «Электростанции и электроэнергетические системы», старший научный сотрудник лаборатории управления функционированием электроэнергетических систем Института систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН.

E-mail: glazunova@isem.irk.ru

УДК 621.311

Б. Андранович, А. И. Курилкин, И. В. Синянский, Е. В. Сорокин

Метод оптимального построения систем сбора и передачи аварийных сигналов и команд противоаварийной автоматики

Практика разработки специалистами АО «НТЦ ЕЭС» рекомендаций по созданию и реконструкции систем автоматического противоаварийного управления (ПАУ) энергосистемами (ЭЭС) показывает, что в большинстве случаев основные экономические затраты приходится на организацию передачи аварийных сигналов и команд (АС и АК) между дозирующими и исполнительными устройствами противоаварийной автоматики (ПА). При этом в настоящее время выбор маршрута обмена АС и АК между объектами электроэнергетики осуществляется технологами вручную без применения специализированных алгоритмов оптимизации, последствием чего может являться либо необоснованное увеличение стоимости реализации проекта, либо завышенное время реализации управляющих воздействий и, как следствие, увеличение их объемов. В статье приведена методика выбора оптимального способа построения систем сбора и передачи аварийных сигналов и команд с применением элементов теории графов и методов многокритериальной оптимизации.

Ключевые слова: канал связи, устройство передачи аварийных сигналов и команд, противоаварийная автоматика, теория графов, многокритериальная оптимизация.

Введение

Разработка и ввод в эксплуатацию современных устройств релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики являются одними из наиболее важных технических задач по обеспечению надежного электроснабжения технологических потребителей, позволяющими не допускать развитие и устранять последствия аварийных ситуаций в электроэнергетических сетях и системах (ЭЭС) [1]. При этом эффективность реализации многих противоаварийных мероприятий существенно зависит от времени ввода управляющих воздействий (УВ) $\Delta t_{УВ}$ устройствами противоаварийной автоматики.

Решение задач оптимизации величин $\Delta t_{УВ}$ в первую очередь важно для централизованных комплексов ПА, предназначенных для обеспечения устойчивости параллельной работы синхронных генераторов электростанций и поддержания частоты переменного напряжения ЭЭС в заданных диапазонах. К указанным комплексам ПА относятся устройства автоматического предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) и дополнительной автоматической разгрузки (ДАР) по частоте и напряжению [2].

Для величины $\Delta t_{УВ}$ главной особенностью указанных устройств ПА является то, что реализация управляющих воздействий от АПНУ и ДАР требует передачи аварийных сигналов и команд к автоматике дозирования воздействий (АДВ) и последующей ретрансляции аварийных команд на включение или отключение синхронных машин, устройств компенсации реактивной мощности (СКРМ) или отключение узлов нагрузки (ОН) в различных частях энергосистемы с помощью специализированных каналов ПА [3]. В разветвленных ЭЭС суммарное время ввода таких УВ может достигать нескольких десятых долей секунды, что может приводить к необходимости занижения величин максимальных допустимых перетоков (МДП) в контролируемых сечениях (КС), увеличению объемов УВ, установке новых СКРМ и дополнительным экономическим затратам на реализацию систем противоаварийного управления.

В данный момент выбор маршрута обмена АС и АК между объектами электроэнергетики осуществляется технологами вручную без применения специализированных алгоритмов математической оптимизации. В большинстве случаев указанное обстоятельство может способствовать необоснованному увеличению $\Delta t_{УВ}$ и возникновению описанных проблем.

В статье предложена методика оптимального построения системы сбора и передачи АС и АК от устройств ПА.

Оптимизация величины ввода времени УВ от устройств ПА

В теории математического анализа под термином оптимизация обычно понимается задача нахождения экстремума целевой функции $f(x)$, ограниченной набором линейных или нелинейных равенств или неравенств, в некоторой области X -мерного векторного пространства:

$$f(x) \rightarrow \min_{x \in X} \left(\max_{x \in X} \right). \quad (1)$$

Если при решении задачи оптимизации возникает необходимость рассмотрения двух и более *конфликтующих* целевых функций, то такая задача будет являться задачей *многокритериальной оптимизации*.

В упрощенном виде задача оптимизации величины ввода времени УВ от устройств ПА может быть сформулирована следующим образом:

$$\Delta t_{УВ} \rightarrow \min. \quad (2)$$

Если известны места реализации УВ, установки пусковых органов (ПОр) и параметры срабатывания устройств ПА, то в качестве $\Delta t_{УВ}$ возможно принять время передачи ПОр в АДВ и АК на УВ к месту его реализации. Рассматриваемое время складывается из времени передачи дискретного сигнала по каналу ПА $\Delta t_{прд}$ и времени пере приема сигнала на промежуточном энергообъекте $\Delta t_{пп}$.

В большинстве случаев передача АС и АК от устройств ПА осуществляется по линиям электропередачи (ЛЭП) путем высокочастотной (ВЧ) обработки фаз или с применением волоконно-оптических линий связи (ВОЛС), встраиваемых в грозотрос или закрепляемых на траверсах опор [4]. Таким образом, предполагаемые маршруты передачи АС и АК возможно представить в виде графа, аналогичного электрической схеме соединений энергообъектов, а в качестве «веса» заданной ветви принять время передачи команды из точки А в точку В. Если ввиду каких-либо причин передача сигнала не предполагается по трассам, связанным с ЛЭП, то данные маршруты также следует учесть в графе. После представления возможных маршрутов передачи АС и АК между устройствами ПА в виде графа нахождение минимального значения $\Delta t_{УВ}$ будет аналогично решению задачи о поиске кратчайшего пути между вершинами графа (ЗПКП).

В настоящее время для решения ЗПКП используется множество различных методов, наиболее популярными среди которых являются алгоритмы Дейкстры, Беллмана–Форда, Флойда–Уоршелла, Джонсона, Ли и др. [5] В некоторых современных математических программно-вычислительных комплексах (ПВК) указанные алгоритмы являются встроенными и могут применяться технологом без доработки программного кода. В качестве примера рассмотрим возможность автоматического

поиска с помощью ПВК MATLAB кратчайших маршрутов передачи АС и АК в тестовой энергосистеме (рис. 1) при необходимости организации двух взаиморезервируемых географически удаленных каналов ПА.

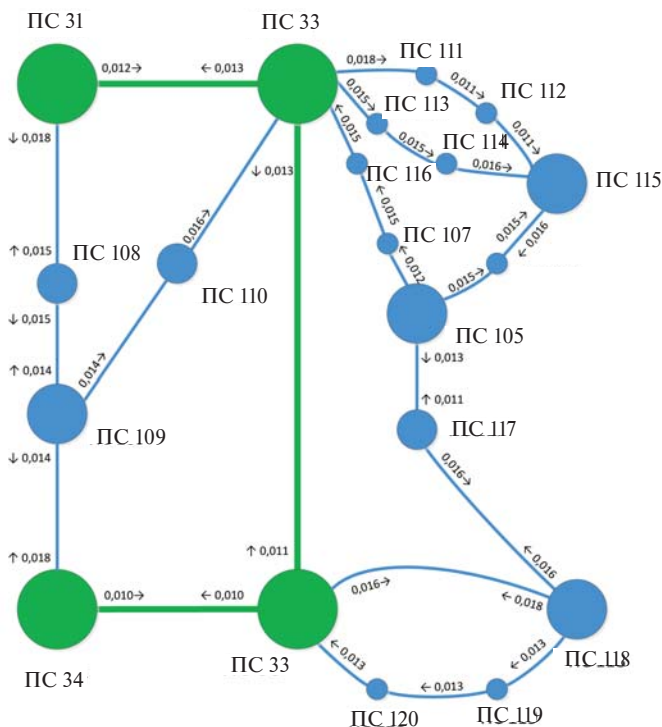


Рис. 1. Схема тестовой энергосистемы

Для поиска кратчайшего пути прохождения АС и АК необходимо подготовить следующие исходные данные:

- описание существующих каналов связи в исследуемой энергосистеме в формате разреженной матрицы; в качестве элементов матрицы используется суммарное время переприема и передачи АС и АК по каналу связи (в примере – переменная «*t*»);
- список наименований узлов энергосистемы в формате массива ячеек, совпадающий по размерности с матрицей «*t*» (в примере – переменная «*names*»).

Приведем программный код, позволяющий найти кратчайший маршрут для передачи АС и АК от ПС 31 к ПС 117.

```
1>> [dist,path] = graphshortestpath(t,1,17);
2>> h = view(biograph(t,names,'ShowWeights','on'));
3>> set(h.Nodes(path),'Color',[1 0.4 0.4]);
4>> edges = getedgesbynodeid(h,get(h.Nodes(path),'ID'));
5>> set(edges,'LineColor',[1 0 0]);
6>> set(edges,'LineWidth',1.5);
```

Комментарий к программному коду:

Строка 1: выполнение встроенного метода MATLAB с заголовком «*graphshortestpath*». Подробное описание метода приведено в [6]. Выходными данными выполне-

ния «*graphshortestpath*» являются переменная «*dist*» с числовым значением суммарного времени передачи АС и АК, переменная «*path*», содержащая вектор-строку с описанием кратчайшего пути прохождения АС и АК (рис. 2).

```

dist =
    0.0570
path =
     1     2     3    18    17

```

Рис. 2. Значения выходных переменных «*dist*» и «*path*», полученных при поиске кратчайшего пути для передачи АС и АК от ПС 31 к ПС 117 в ПВК MATLAB

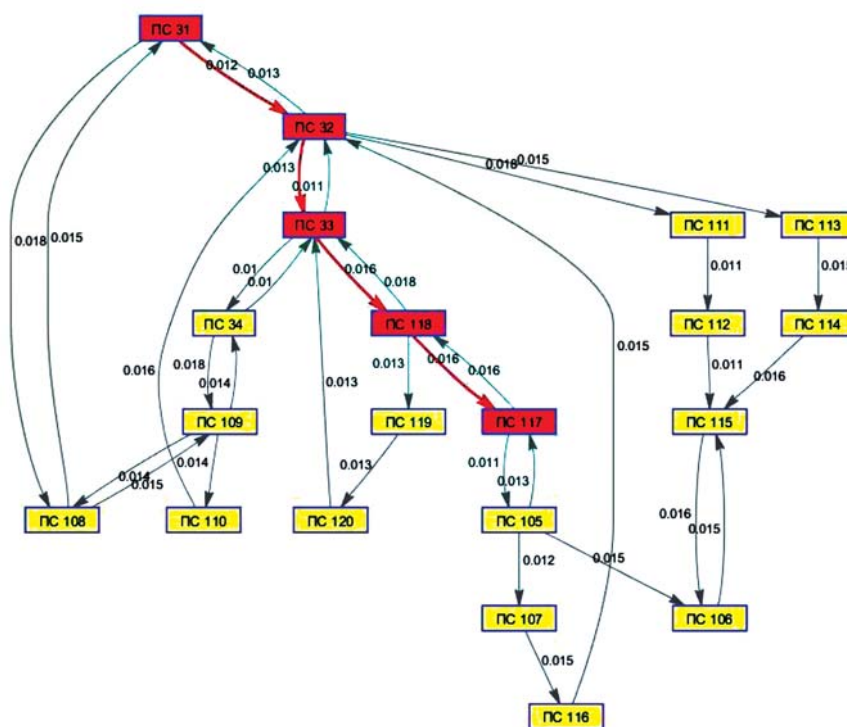


Рис. 3. Планарный граф тестовой энергосистемы с отображением найденного кратчайшего пути для передачи АС и АК от ПС 31 к ПС 117 в ПВК MATLAB

Строка 2: вывод графического отображения разреженной матрицы «*t*» в виде планарного графа.

Строки 3–6: настройка отображения найденного пути в переменной «*path*» в выведенном графе (рис. 3).

Если для надежного ввода УВ необходимо обеспечить передачу команд по двум взаиморезервирующим каналам ПА [7], исключая возможность их выхода из строя по общей причине, то для нахождения второго канала из начального графа необходимо исключить целиком уже найденный кратчайший путь. При этом время

прохождения АС и АК по резервному пути будет больше или равно времени прохождения по основному.

Необходимо отметить, что в общем случае постановка задачи в виде (2) не приводит к нахождению оптимального решения. Предположим, что по результатам расчетов электромеханических переходных процессов предельное время ввода УВ $\Delta t_{\text{пред}}$ от АДВ ПС 31 на ПС 17 составляет 0,30 с. Из рис. 2 видно, что передача сигнала по кратчайшему маршруту составляет 0,057 с, что существенно ниже предельного времени ввода УВ. Если для организации маршрута «1 – 2 – 3 – 18 – 17» требуется установка приемопередающей аппаратуры (ПРМД) ПА, то целесообразно рассматривать альтернативные маршруты с существующими ПРМД или ВОЛС или высокочастотной обработкой без приемопередающей аппаратуры ПА. Поэтому в качестве дополнительного критерия оптимизации величины ввода времени УВ возможно принять минимизацию капиталовложений на организацию каналов ПА R^S . При такой постановке задачи оптимизация $\Delta t_{\text{УВ}}$ будет являться многокритериальной:

$$\begin{cases} \Delta t_{\text{УВ}} \rightarrow \min, \\ R^S \rightarrow \min. \end{cases} \quad (3)$$

Одними из основных понятий теории многокритериальной оптимизации являются «эффективное решение» и «множество Парето». Решение называется эффективным, если для него в области определения отсутствуют решения, которые превосходят его хотя бы по одному критерию и не хуже по всем остальным. Множество Парето – это множество эффективных решений [8]. Таким образом, решение задачи оптимизации $\Delta t_{\text{УВ}}$ будет сводиться к определению кривой Парето в координатах $(\Delta t_{\text{УВ}}, R^S)$ (рис. 4).

Из рис. 4 видно, что точки 2, 3, 4, 5, 7 уступают точкам 1, 6, 8, 9 хотя бы по одному из показателей, при этом точки, входящие в кривую Парето, между собою несравнимы (например, точка 1 характеризуется самым большим временем ввода УВ и самой низкой стоимостью, а точка 9 – наоборот).

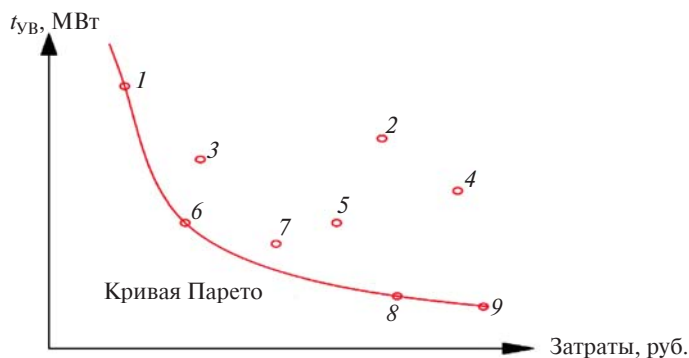


Рис. 4. Множество оптимальных вариантов построения системы передачи АС и АК

Дальнейшая оптимизация возможна при помощи ввода дополнительных критериев (например, наличие возможности использования канала для смежных целей и др.), после чего выбранный вариант, возможно, будет считаться оптимальным. Решение задач многокритериальной оптимизации также возможно при помощи

встроенных функций MATLAB (функция *fgoalattain* и др.), что позволяет минимизировать технические затраты на выбор того или иного варианта.

На основании изложенного предлагается следующая методика оптимального построения системы сбора и передачи АС и АК от устройств ПА:

- 1) определение всех возможных вариантов обмена АС и АК между устройствами ПА с применением алгоритмов решения ЗПКП;
- 2) определение тех вариантов, которые удовлетворяют $\Delta t_{\text{ув}} < \Delta t_{\text{пред}}$;
- 3) построение кривой Парето в координатах $(\Delta t_{\text{ув}}, R^{\$})$;
- 4) выбор конечного варианта с применением дополнительных критериев оптимизации.

Предлагаемая методика применяется специалистами АО «НТЦ ЕЭС» при разработке проектов систем ПА.

Список литературы

1. Беркович М. А., Гладышев В. А., Семенов В. А. Автоматика энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1991.
2. Окин А. А. Противоаварийная автоматика энергосистем. – М.: Изд-во МЭИ, 1995.
3. Галанов В. И., Коцеев Л. А. Автоматическое противоаварийное управление в электроэнергетических системах. – СПб., 2003.
4. Глушкин И. З., Иофьев Б. И. Противоаварийная автоматика в энергосистемах. – М.: Знак, 2011.
5. Кристофидес Н. Теория графов. Алгоритмический подход. – М.: Мир, 1978.
6. Документация MathWorks. The MathWorks Inc. <http://www.mathworks.com/help/bioinfo/ref/graphshortestpath.html>.
7. Стандарт организации. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. СТО 59012820.29.240.001–2011.
8. Черноуцкий И. Г. Методы оптимизации: Учеб. пособие. – СПб.: Изд-во СПбГТУ, 1988.

Андранович Богдан, аспирант СПбПУ, младший научный сотрудник отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: andranovich_b@ntcees.ru

Курилкин Алексей Игоревич, инженер отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: kurilkin@ntcees.ru

Синянский Иван Владимирович, аспирант СПбПУ, инженер отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: sinyanskiy_i@ntcees.ru

Сорокин Евгений Владимирович, канд. техн. наук, доцент, заведующий лабораторией локальных комплексов противоаварийной автоматики отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: sorokin@ntcees.ru

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЕЕ ЭЛЕМЕНТОВ ПРИ РАСЧЕТАХ УСТАНОВИВШИХСЯ И ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

УДК 621.311

Б. Андранович, Е. Н. Попков, М. Г. Попов, И. В. Синянский

Математическое моделирование гидротехнического оборудования и исследование электромеханических переходных процессов с учетом изменения частоты в электроэнергетических системах с преобладанием гидроэлектростанций

Определены особенности протекания электромеханических переходных процессов с учетом изменения частоты в электроэнергетических системах с преобладанием гидроэлектростанций. Разработаны рекомендации по применению математических моделей гидроэнергетического оборудования, предназначенных для моделирования рассматриваемых переходных процессов. Приведены математические выражения для расчетов параметров имитационных моделей гидроагрегатов.

Ключевые слова: гидравлическая турбина, гидроудар, деривационная ГЭС с уравнивающим резервуаром, имитационная модель, электромеханические переходные процессы с учетом изменения частоты.

Введение

Математическое моделирование и исследование электромеханических переходных процессов (ЭМПП) с учетом изменения частоты в электроэнергетических системах (ЭЭС), в составе которых преобладают гидроэлектростанции (ГЭС), являются актуальной задачей для энергообъединений, работающих параллельно с крупными ЭЭС по слабым электрическим связям или изолированно от них. К таким энергосистемам относятся Кольская и Карельская ЭЭС, энергосистема Магаданской области, а также некоторые энергорайоны, относящиеся к объединенной энергосистеме Сибири.

В отличие от математических моделей, предназначенных для проведения гидравлических расчетов, математические модели, предназначенные для исследования ЭМПП, являются менее подробными и учитывают только те гидродинамические переходные процессы (ГПП), которые оказывают наибольшее влияние на характер протекания ЭМПП. Рассматриваемые ГПП условно можно разделить на две категории:

- 1) быстрые переходные процессы, связанные с гидроударом;
- 2) медленные переходные процессы, связанные с гравитационными колебаниями в системе «деривация – уравнильный резервуар».

Анализ современной русскоязычной научно-технической литературы в области электроэнергетики показал, что для проведения расчетов ЭМПП авторы, как правило, предлагают использовать в качестве имитационных моделей гидравлических турбин математические модели с упрощенным учетом гидродинамических переходных явлений [1–3]. Тем не менее, как показано в данной статье, упрощенный учет гидротехнического оборудования может приводить к получению некорректных результатов расчетов.

Целью статьи является разработка рекомендаций по формированию и определению параметров имитационных моделей гидротехнического оборудования, предназначенных для проведения исследований ЭМПП с учетом изменения частоты, с применением зарубежного опыта [4–8], а также анализ влияния степени подробности имитационных моделей на характер протекания рассматриваемых переходных явлений.

Математическое моделирование гидротехнического оборудования для проведения расчетов ЭМПП с учетом изменения частоты

Из теории ГПП известно, что в случае пренебрежения потерями холостого хода связь между напором, расходом воды и мощностью гидротурбины описывается системой уравнений:

$$\begin{cases} Q = \mu \cdot \sqrt{H}; \\ P_{\text{турб}} = Q \cdot H, \end{cases} \quad (1)$$

где H – напор воды на ГЭС, о.е.; Q – расход воды через гидравлическую турбину, о.е.; μ – угол открытия направляющего аппарата, о.е.; $P_{\text{турб}}$ – мощность гидроагрегата, о.е.

Для решения системы (1) указанные уравнения должны быть дополнены выражениями для второго закона Ньютона и уравнениями неразрывности для потока жидкости в трубопроводе [6]:

$$\frac{\partial Q}{\partial x} = -g \cdot \frac{\partial H}{\partial t}; \quad (2)$$

$$\frac{\partial H}{\partial x} = -\alpha \cdot \frac{\partial Q}{\partial t}; \quad (3)$$

$$\alpha = \rho_v \cdot g \cdot \left(\frac{1}{\varepsilon} + \frac{D}{E \cdot \delta} \right), \quad (4)$$

где ρ_v – плотность воды (1000, кг/м³); g – ускорение свободного падения (9,81 м/с²); ε – модуль объемной упругости воды ($\approx 2,1 \cdot 10^4$ кг·с/см²); E – модуль упругости материалов стенок трубопровода ($\approx 2,1 \cdot 10^6$ кг·с/см² – для стальных трубопроводов и $\approx 1,5 \div 2 \cdot 10^6$ кг·с/см² – для бетонных трубопроводов); D – диаметр трубопровода, м; δ – толщина стенки трубопровода, м.

Уравнения (1) – (4) позволяют реализовать цифровую модель гидравлической турбины с учетом «упругого» гидроудара.

С технической точки зрения основной сложностью программной реализации системы уравнений (1) – (4) является то, что многие современные программно-вычислительные комплексы (ПВК), предназначенные для проведения расчетов ЭМПП, в качестве входных данных предполагают использование передаточных функций и не позволяют использовать дифференциальные уравнения, записанные в частных производных.

При использовании пространства Лапласа для моделирования ЭМПП решение уравнений (2) – (4) в операторном виде выглядит следующим образом [8]:

$$H(p) - H_0 = -Q(p) \cdot \frac{2 \cdot T_w}{T_r} \cdot \tanh\left(\frac{T_r}{2} \cdot p\right), \quad (5)$$

где H_0 – напор воды на ГЭС в исходном режиме, о.е.; T_w и T_r – постоянные времени напорного водовода, с.

Из формулы (5) видно, что реализация модели гидравлической турбины с учетом «упругого» гидроудара в рассматриваемых ПВК требует использования операторного гиперболического тангенса, который, как правило, не является встроенным звеном ПВК, предназначенных для проведения расчетов ЭМПП. Однако существует несколько способов пользовательского задания рассматриваемой математической функции.

Из теории математического анализа известно, что гиперболический тангенс можно записать в виде (6):

$$\tanh\left(\frac{T_r}{2} \cdot p\right) = \frac{1 - e^{-T_r \cdot p}}{1 + e^{-T_r \cdot p}}. \quad (6)$$

В цифровом виде уравнение (6) возможно представить в качестве блок-схемы (рис. 1).

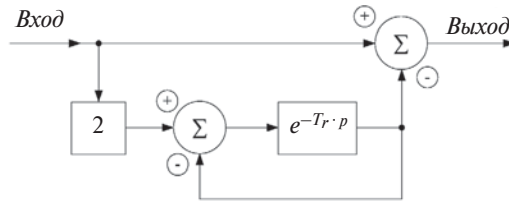


Рис. 1. Структурная блок-схема для вычисления гиперболического тангенса

Следует отметить, что программная реализация представленной блок-схемы требует использования звеньев чистого запаздывания, это в некоторых случаях может приводить к нарушению сходимости алгоритмов расчета ПВК [9]. В качестве альтернативного варианта реализации гиперболического тангенса возможно применение выражения:

$$\tanh\left(\frac{T_r}{2} \cdot p\right) = \frac{T_r}{2} \cdot p \cdot \frac{\prod_{n=1}^{n=\infty} \left[1 + \left(\frac{T_r \cdot p}{2 \cdot \pi \cdot n}\right)^2\right]}{\prod_{n=1}^{n=\infty} \left[1 + \left(\frac{T_r \cdot p}{\pi \cdot (2 \cdot n - 1)}\right)^2\right]} = K \cdot p \cdot \frac{\prod_{n=1}^{n=\infty} [1 + L_n \cdot p^2]}{\prod_{n=1}^{n=\infty} [1 + M_n \cdot p^2]}. \quad (7)$$

Из выражения (7) видно, что рассматриваемая функция упрощенно может быть представлена в виде последовательного соединения дифференцирующего звена и n -го числа звеньев второго порядка (рис. 2).

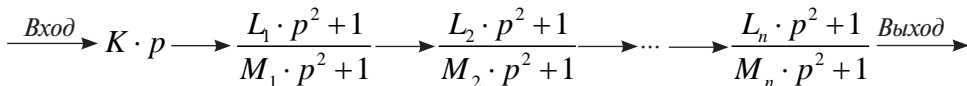


Рис. 2. Структурная блок-схема для упрощенного вычисления гиперболического тангенса

Необходимо отметить, что точность вычисления гиперболического тангенса при использовании приведенной структурной схемы зависит от количества звеньев второго порядка, учтенных в имитационной модели. При этом, как показывает практика расчетов, допустимое значение величины n , позволяющее получать корректные результаты вычислений, должно определяться исследователем индивидуально в зависимости от поставленной задачи.

Вернемся к математическим выражениям (1) – (4). При наличии на ГЭС уравнительного резервуара и систем деривации уравнения для гидротурбин с учетом гидроудара должны быть дополнены следующей системой уравнений [6]:

$$\begin{cases} H_r = H_0 - H_{12} - H_{Q2}; \\ H_{12} = f_{p2} \cdot Q_c \cdot |Q_c|; \\ H_{Q2} = T_{\text{тон}} \cdot \frac{dQ_c}{dt}; \\ H_r = \frac{1}{T_{\text{ур}}} \cdot \int Q_s dt - f_0 \cdot Q_s \cdot |Q_s|, \end{cases} \quad (8)$$

где f_{p2}, f_0 – коэффициенты, учитывающие потери на трение, о.е.; $T_{\text{тон}}$ – постоянная времени деривационного тоннеля, с; $T_{\text{ур}}$ – постоянная времени уравнительного резервуара, с.

Пояснение к различным обозначениям напоров и расходов воды, представленным в формуле (8), приведено на рис. 3.

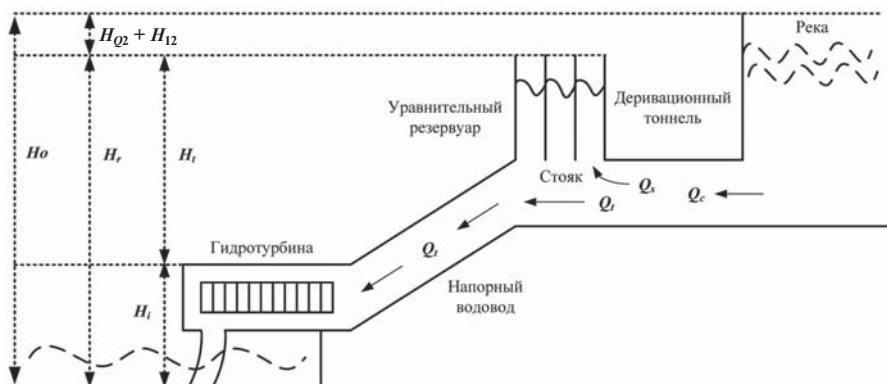


Рис. 3. Упрощенная схема деривационной ГЭС с уравнительным резервуаром

В совокупности с системой уравнений (8) уравнения (1) – (5) позволяют реализовать цифровую модель гидравлической турбины с учетом «упругого» гидроудара при наличии на ГЭС уравнительного резервуара.

В случае пренебрежения сжимаемостью воды и упругими деформациями стенок трубопровода (иными словами – распределенностью параметров напорного водовода и потерями на трение) уравнения (2) – (4) могут быть упрощены до выражения [1, 2]:

$$\frac{dQ}{dt} = \frac{1}{H_w} \cdot \left[\frac{H_0}{H_{\text{ном}}} - H \right], \quad (9)$$

где $H_{\text{ном}}$ – номинальный напор воды на ГЭС, м.

Уравнение (9) характеризует математическую модель гидроагрегата с учетом «жесткого» гидравлического удара.

При малых отклонениях параметров электрического режима ЭЭС система уравнений (1) – (4) может быть упрощенно представлена в виде выражения [1–3]:

$$\frac{1}{2} \cdot \frac{dP_{\text{турб}}}{dt} = \frac{1}{T_w} \cdot [\mu - P_{\text{турб}}] - \frac{d\mu}{dt}. \quad (10)$$

Записав уравнение (10) в операторной форме, получим передаточную функцию гидротурбины, позволяющую приближенно учитывать явление «жесткого» гидроудара:

$$W_{\text{гидр}}(p) = \frac{P_{\text{турб}}(p)}{\mu_{\text{напр}}(p)} = \frac{1 - T_w \cdot p}{1 + 0,5 \cdot T_w \cdot p}. \quad (11)$$

Помимо моделирования гидродинамических систем проведение расчетов ЭМПП с учетом изменения частоты требует моделирования автоматических регуляторов частоты вращения (АРЧВ) гидроагрегатов.

Как правило, АРЧВ различных фирм-производителей имеют собственные, зачастую существенно отличающиеся друг от друга, функциональные и структурные схемы, поэтому при проведении детальных исследований ЭМПП с учетом изменения частоты необходимо иметь подробные исходные данные о законах регулирования и настройках регуляторов частоты вращения конкретного гидроагрегата.

При отсутствии исходных данных о законах регулирования и настройках АРЧВ конкретной гидротурбины, данный элемент системы автоматического управления (САУ) может быть представлен в виде эквивалентной системы уравнений (12)–(20) [1]:

$$\omega - \omega_{\text{ном}} = \Delta\omega; \quad (12)$$

$$\begin{cases} \Delta\omega_{\text{знч}} = \Delta\omega - \frac{D_{\text{band}}}{2} & \text{при } \Delta\omega_{\text{знч}} > \frac{D_{\text{band}}}{2}; \\ \Delta\omega_{\text{знч}} = \Delta\omega + \frac{D_{\text{band}}}{2} & \text{при } \Delta\omega_{\text{знч}} < -\frac{D_{\text{band}}}{2}; \\ \Delta\omega_{\text{знч}} = 0 & \text{при } -\frac{D_{\text{band}}}{2} < \Delta\omega_{\text{знч}} < \frac{D_{\text{band}}}{2}; \end{cases} \quad (13)$$

$$\eta_{\text{gage}} = \frac{\Delta\omega_{\text{знч}}}{\sigma}; \quad (14)$$

$$\eta = \eta_0 - \eta_{\text{gage}}; \quad (15)$$

$$T_u \cdot \frac{d\xi}{dt} + \xi = T_u \cdot \beta \cdot \frac{d\mu}{dt} + \mu; \quad (16)$$

$$\frac{d\mu}{dt} = \frac{\rho}{T_c}; \quad (17)$$

$$\rho = \eta - \xi; \quad (18)$$

$$\rho_{close} \leq \rho \leq \rho_{open}; \quad (19)$$

$$\mu_{min} \leq \mu \leq \mu_{max}, \quad (20)$$

где ω – текущее значение частоты переменного тока, о.е.; $\omega_{ном}$ – номинальное значение частоты переменного тока электрической сети, о.е.; $\Delta\omega$ – сигнал рас- согласования АРЧВ по частоте, о.е.; D_{band} – граница зоны нечувствительности первичного регулирования АРЧВ, о.е.; $\Delta\omega_{знч}$ – сигнал рассогласования АРЧВ по частоте с учетом зоны нечувствительности первичного регулирования, о.е.; η_{gage} – сигнал измерительного преобразователя, о.е.; η_0 – сигнал механизма управления турбиной, о.е.; η – управляющий сигнал АРЧВ на изменение положения угла направляющего аппарата гидротурбины, о.е.; ρ – усиленный управляющий сигнал, о.е.; ξ – сигнал комбинированной обратной связи, о.е.; ρ_{close} , ρ_{open} – ограничения на уменьшение и увеличение мощности турбины, о.е.; μ_{min} , μ_{max} – упоры в ходе сервомотора, соответствующие минимальной и максимальной мощности, о.е.; T_c – постоянная времени сервомотора, с; $T_{и}$ – постоянная времени канала гибкой обратной связи, с; β – коэффициент передачи канала гибкой обратной связи; σ – статизм АРЧВ.

Расчет постоянных времени имитационных моделей гидротурбин

В случае пренебрежения потерями на трение применение различных имитационных моделей гидроагрегатов требует определения следующих параметров:

- постоянных времени напорного водовода T_w и T_r ;
- постоянной времени деривационного тоннеля $T_{тон}$;
- постоянной времени уравнительного резервуара $T_{ур}$.

Параметр T_w численно равен времени, необходимому для разгона потока воды от состояния покоя до скорости $v_{зад}$ (скорости в исходном доаварийном режиме) под действием номинального (базисного) напора $H_{ном}$ [2, 4, 6]. Для индивидуальной гидроэлектростанции значение T_w может быть получено на основе анализа динамических характеристик гидроагрегатов¹ или, при отсутствии указанных данных, вычислено по формуле [1, 7]:

$$T_w = \frac{Q_{вод}}{g \cdot H_{вод}} \cdot \sum_{i=1}^m \frac{L_i}{A_i}, \quad (21)$$

где $Q_{вод}$ – расход воды через гидротурбину в исходном режиме, м³/с; L_i – длина участка проточного тракта гидротурбины, м; A_i – площадь поперечного сечения участка проточного тракта гидроагрегата, м²; $H_{вод}$ – напор гидравлической турбины в исходном режиме, м.

Из формулы (21) видно, что величина T_w зависит от исходного положения направляющего аппарата и убывает пропорционально начальной нагрузке гидравлической турбины [2, 4]. При номинальном угле открытия направляющего аппарата рассматриваемая постоянная времени может варьироваться в пределах от 0,2 до 5,0 с, при этом большими значениями T_w характеризуются низконапорные ГЭС [2].

¹ Динамической характеристикой гидроагрегата называется зависимость $M_{турб}(t)$ при движении сервомотора направляющего аппарата гидроагрегата с постоянной максимальной допустимой скоростью.

Если при проведении расчетов ЭМПП используются имитационные модели гидротурбин с учетом «упругого» гидроудара, то помимо расчета величины T_w необходимо вычисление постоянной времени T_r . Рассматриваемый параметр численно равен времени, которое необходимо для пробега ударной волной двойной длины напорного водовода, и может быть рассчитан по формуле [1, 10]:

$$T_r = \frac{2 \cdot L}{\alpha_{\text{волн}}}, \quad (22)$$

где L – суммарная длина проточного тракта гидроагрегата, м; $\alpha_{\text{волн}}$ – скорость распространения волны гидравлического удара по напорному трубопроводу, с.

Из теории гидроудара известно, что значение $\alpha_{\text{волн}}$ может быть вычислено по формуле Н.Е. Жуковского [10]:

$$\alpha_{\text{волн}} = \frac{c_{\text{жидк}}}{\sqrt{1 + \frac{\varepsilon}{E} \cdot \psi}} = \frac{c_{\text{жидк}}}{\sqrt{1 + \frac{\varepsilon}{E} \cdot \frac{D}{\delta \cdot (1 + 9,5 \cdot \alpha)}}}, \quad (23)$$

где $c_{\text{жидк}}$ – скорость распространения звука в воде (≈ 1425 м/с); ψ – коэффициент, учитывающий деформируемость стенок водовода; α – коэффициент армирования кольцевой арматурой ($\approx 0,015$ – $0,050$ для железобетонных трубопроводов и $0,00$ для стальных трубопроводов).

При отсутствия исходных данных, необходимых для проведения точного расчета $\alpha_{\text{волн}}$, для стальных трубопроводов и тоннелей в скальном грунте рассматриваемая величина может быть принята равной 1220 и 1420 м/с в соответствии с [4].

В том случае, если при проведении расчетов ЭМПП возникает необходимость использования имитационных моделей деривационных ГЭС, то постоянные времени деривационного тоннеля $T_{\text{тон}}$ и уравнительного резервуара $T_{\text{ур}}$ могут быть вычислены по формулам [5–7, 10].

$$T_{\text{тон}} = \frac{Q_{\text{вод}}}{g \cdot H_{\text{вод}}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{Lc_i}{Ac_i}, \quad (24)$$

где Lc_i – длина участка деривационного напорного тоннеля, м; Ac_i – площадь поперечного сечения участка деривационного тоннеля, м²;

$$T_{\text{ур}} = \sum_{i=1}^n As_i \cdot \frac{H_{\text{вод}}}{Q_{\text{вод}}}, \quad (25)$$

где As_i – площадь участка поперечного сечения цилиндрического уравнительного резервуара, м².

Значение $T_{\text{тон}}$, как правило, составляет от единиц до нескольких десятков секунд, в то время как значение $T_{\text{ур}}$ – от одной до нескольких сотен секунд.

Исследования ЭМПП с учетом изменения частоты в изолированных ЭЭС с ГЭС

Исследования ЭМПП с учетом изменения частоты проводились на тестовой расчетной модели изолированной энергосистемы средней мощности ЭЭС-1, в составе которой присутствуют две ГЭС, связанные по электрической сети 220 – 500 кВ. Расчеты были выполнены с использованием ПВК EUROSTAG [11].

При проведении расчетов ЭМПП использовались следующие имитационные модели гидроагрегатов:

- модель с учетом наличия на ГЭС уравнительного резервуара (SURGETANK);
- модель с учетом «упругого» гидравлического удара и точным вычислением гиперболических функций (ELASTIC);
- модель с учетом «упругого» гидравлического удара и разложением гиперболических функций в ряд до $n = 2$ (SIMPEL1);
- модель с учетом «жесткого» гидравлического удара (HYDRTURB);
- упрощенная линеаризованная модель (HYDRSIM).

Результаты расчетов ЭМПП в изолированной энергосистеме с ГЭС при использовании различных имитационных моделей гидротурбин приведены на рис. 4–8. В качестве аварийного возмущения рассматривалось отключение нагрузки в ЭЭС объемом 50 МВт в момент времени $t = 400$ с.

Из осциллограмм, представленных на рис. 4, 6 и 8, видно, что в начале протекания ЭМПП в изолированной энергосистеме с ГЭС управляющие воздействия АРЧВ гидротурбин, направленные на изменение угла открытия направляющего аппарата $\varphi_{\text{откр}}$, приводят к противоположному по знаку изменению мощности гидроагрегата $P_{\text{турб}}$. Указанное обстоятельство обусловлено законами гидродинамики: в ограниченном объеме, заполненном жидкостью, изменение во времени расхода воды dQ/dt может происходить только в результате изменения разности давлений в граничных сечениях $dP_{\text{сеч}}/dt$, которая обратно пропорциональна противоположному по знаку изменению во времени напора dH/dt . В отличие от величины напора изменение расхода воды не может произойти мгновенно из-за существенной инерционности потока [4]. Таким образом, при увеличении нагрузки гидротурбины в процессе регулирования частоты переменного тока в ЭЭС напор воды на ГЭС будет частично падать, обеспечивая ускорение потока воды через гидроагрегат. Так как мощность гидротурбины изменяется пропорционально произведению H и Q , то в первый момент времени протекания переходного процесса увеличение $\varphi_{\text{откр}}$ будет приводить к увеличению мощности гидроагрегата, что оказывает негативное влияние на процесс регулирования частоты в изолированных ЭЭС [2]. Указанный вывод справедлив для всех типов гидротурбин.

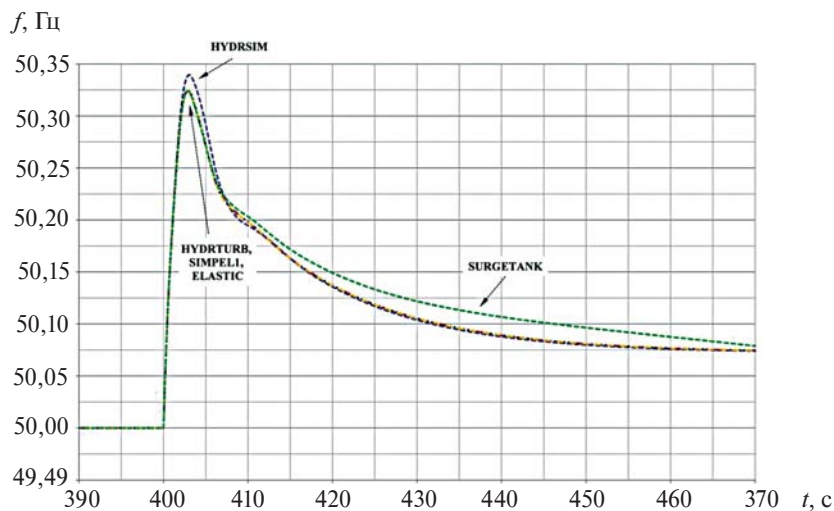


Рис. 4. Изменение частоты переменного тока в ЭЭС-1 в интервале времени 80 с

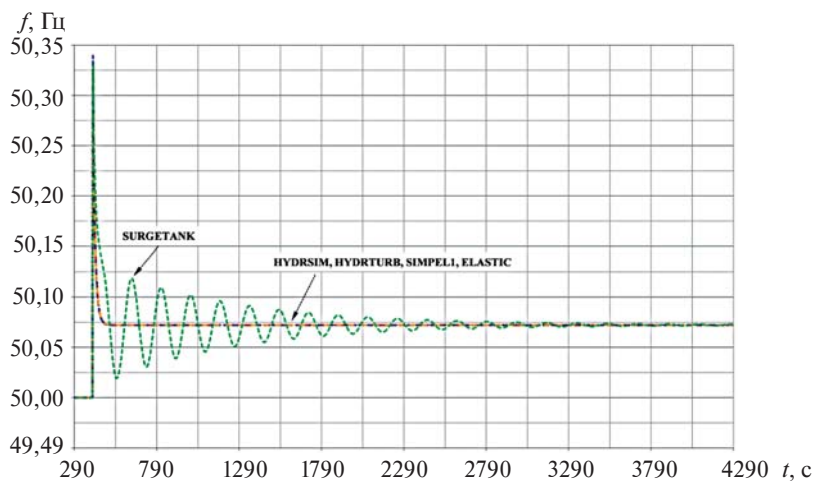


Рис. 5. Изменение частоты переменного тока в ЭЭС-1 в интервале времени 4000 с

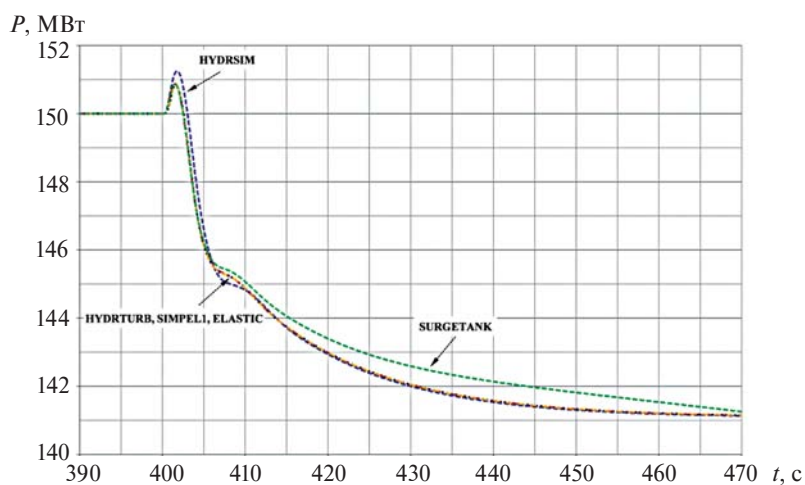


Рис. 6. Изменение мощности гидротурбин в интервале времени 80 с

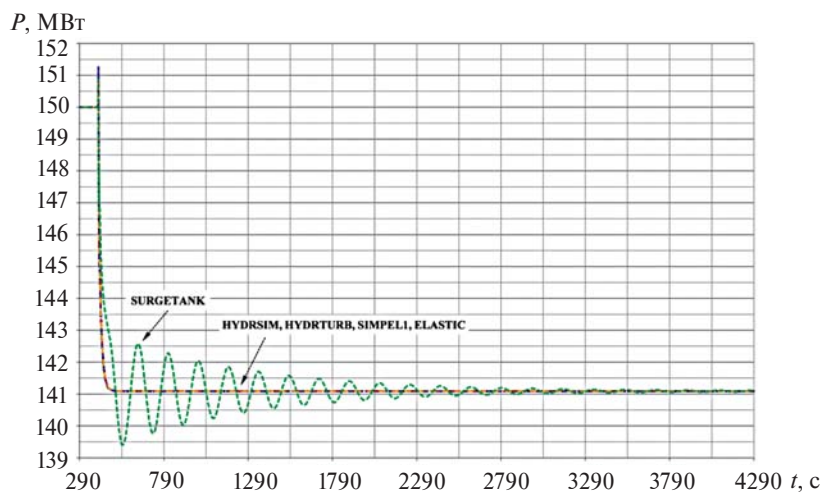


Рис. 7. Изменение мощности гидротурбин в интервале времени 4000 с

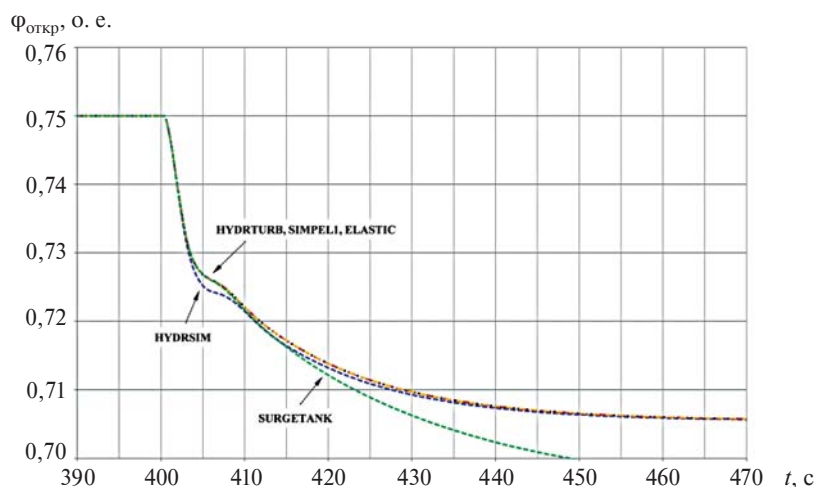


Рис. 8. Изменение угла открытия направляющего аппарата

Из осциллограмм, приведенных на рис. 5 и 7, видно, что с точки зрения характера протекания ЭМПП отличительной особенностью изолированных энергосистем, в составе которых присутствуют деривационные ГЭС с уравнительными резервуарами, является возникновение колебаний параметров электрического режима ЭЭС с достаточно большим периодом. Причиной возникновения указанных колебаний являются ГПП, сопровождающиеся гравитационными колебаниями уровня воды в системе «деривация – уравнительный резервуар» [12]. В случае пренебрежения гидравлическими потерями на трение и при наличии на ГЭС цилиндрического резервуара период рассматриваемых колебаний может быть вычислен по формуле [5]:

$$T_{\text{кол}} = 2\pi \cdot \sqrt{T_{\text{ур}} \cdot T_{\text{тон}}} \quad (26)$$

Значение $T_{\text{кол}}$ может варьироваться в пределах от нескольких сотен до нескольких тысяч секунд в зависимости от геометрических характеристик уравнительного резервуара и деривационного тоннеля.

Результаты анализа влияния значений $T_{\text{тон}}$ и $T_{\text{ур}}$ на амплитуду колебаний параметров электрического режима ЭЭС-1, обусловленных гидравлическими переходными процессами в резервуаре, представлены в таблице и на рис. 9. Для удобства графического отображения результатов расчетов ЭМПП вариации постоянных времени $T_{\text{тон}}$ и $T_{\text{ур}}$ имитационных моделей типа SURGETANK были рассмотрены при различных небалансах активной мощности в ЭЭС-1.

Анализ результатов проведенных исследований показал, что:

- увеличение постоянной времени $T_{\text{ур}}$ приводит к снижению амплитуды колебаний параметров электрического режима гидрогенератора;
- увеличение постоянной времени $T_{\text{тон}}$ приводит к увеличению амплитуды колебаний параметров электрического режима гидрогенератора.

Из осциллограмм, приведенных на рис. 4, видно, что результаты расчетов переходных процессов, полученные при использовании имитационных моделей типов HYDRTURB, SIMPEL1 и ELASTIC, идентичны. Анализ результатов исследований

ЭМПП в ЭЭС-1, выполненных при различных значениях $\Delta P_{\text{нб}}$, T_w , T_r и z_p , позволяют сделать аналогичный вывод. Из этого следует, что при проведении расчетов ЭМПП, рассматриваемых в данной статье, усложнение имитационных моделей типа HYDRTURB путем более точного моделирования явлений гидроудара является нецелесообразным.

Также из осциллограмм, приведенных на рис. 4, видно, что в начале протекания ЭМПП с учетом изменения частоты кривые изменения параметров электрического режима, полученные при использовании упрощенной имитационной модели типа HYDRSIM отличаются от кривых, полученных с использованием имитационных моделей типа HYDRTURB.

Результаты анализа влияния постоянных времени $T_{\text{тон}}$ и $T_{\text{ур}}$ на характер протекания ЭМПП с учетом изменения частоты

№ п/п	$T_{\text{тон}}$	$T_{\text{ур}}$	$T_{\text{кол. теор}}$	ΔP_{max}	Δf_{max}
	с			МВт	Гц
1	5,00	202,6	200,0	1,364	0,037
2	5,00	316,6	250,0	1,148	0,032
3	5,00	456,0	300,0	1,002	0,027
4	11,25	202,6	300,0	0,847	0,024
5	20,00	202,6	400,0	1,161	0,033
6	31,26	202,6	500,0	1,467	0,040

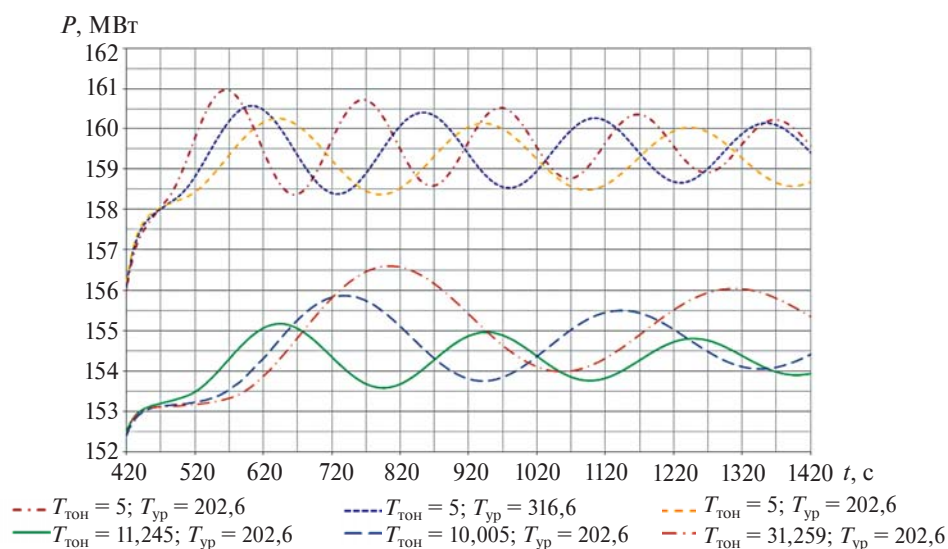


Рис. 9. Изменение мощности гидротурбины в процессе регулирования частоты переменного тока в зависимости от постоянных времени деривационного тоннеля $T_{\text{тон}}$ и уравнительного резервуара $T_{\text{ур}}$

Первые математические модели гидротурбин типа HYDRSIM появились в 40-х годах XX века [6], при этом при разработке данных моделей уравнение (9) линейризовывалось «в точке», что позволяло записать передаточную функцию гидротурбины в виде (11) [2, 4, 5]. Однако указанное допущение справедливо только при небольших отклонениях режимных параметров. Расчетная зависимость абсолютной величины погрешности максимального отклонения частоты переменного тока Δf в ЭЭС-1² от величины небаланса активной мощности $\Delta P_{\text{нб}}$ при использовании имитационных моделей рассматриваемого типа приведена на рис. 10.

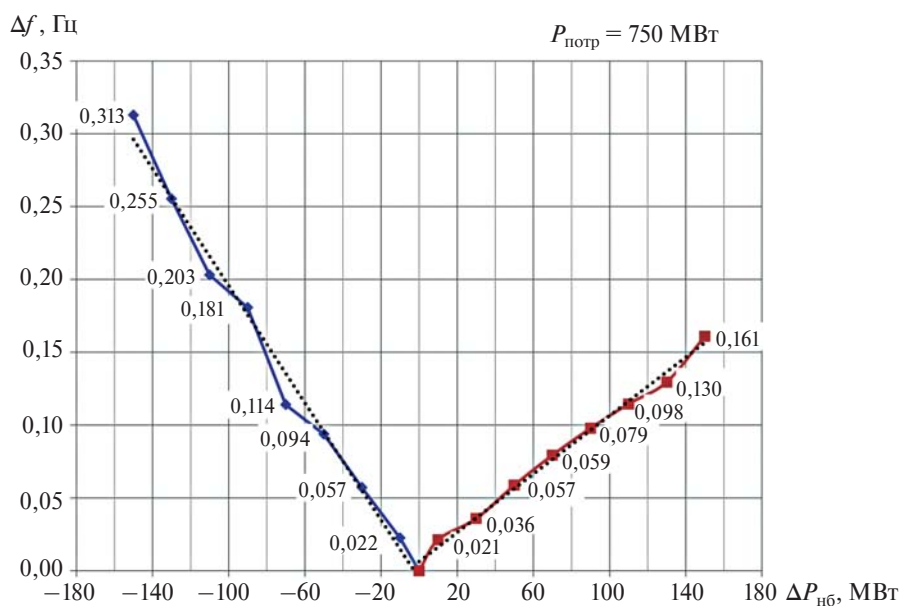


Рис. 10. Абсолютная погрешность максимального отклонения частоты переменного тока ЭЭС-1 Δf от величины небаланса активной мощности $\Delta P_{\text{нб}}$ при использовании имитационных моделей типа HYDRSIM

Видно, что при представлении гидравлической турбины в виде (11) погрешность результатов расчетов ЭМПП с учетом изменения частоты почти линейно зависит от величины $\Delta P_{\text{нб}}$.

Весьма длительное время необходимость представления гидравлической турбины в виде (11) была обусловлена практическим отсутствием доступной компьютерной техники или недостаточностью ее вычислительных возможностей. В данный момент указанные проблемы становятся все менее актуальными, поэтому по результатам проведенных исследований можно сделать вывод о том, что использование имитационных моделей турбинного оборудования типа HYDRSIM при проведении расчетов ЭМПП в изолированных энергосистемах является нецелесообразным.

Заключение

Анализ результатов проведенных исследований показал, что при проведении расчетов ЭМПП с учетом изменения частоты:

- применение упрощенных линейризованных моделей гидротурбинного оборудования допустимо только при малых небалансах активной мощности в ЭЭС;

² Расчетное потребление ЭЭС-1 составляет 750 МВт.

- усложнение имитационных моделей гидротурбинного оборудования, учитывающих явление «жесткого» гидроудара, путем перехода к моделированию явлений «упругого» гидроудара является нецелесообразным;
- на интервалах времени, существенно меньших периода гравитационных колебаний жидкости, допустимо пренебрежение математическими моделями деривационного водовода и уравнильных резервуаров.

Список литературы

1. Меркурьев Г. В., Шаргин Ю. М. Устойчивость энергосистем. — СПб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2008. — 376 с.
2. Стернинсон Л. Д. Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах. — М.: Энергия, 1975. — 216 с.
3. Лоханин Е. К. Методы расчета и анализа стационарных и переходных режимов энергосистем. — М.: Энергосетьпроект, 2010. — 354 с.
4. Kundur P., Balu N. J., Lauby M. G. Power system stability and control. New York; London: McGraw-Hill, 1994. 1176 p.
5. Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies. Power Systems // IEEE Transactions on Power systems. 1992. 7(1). P. 167–179.
6. Quiroga O. D., Riera J. Control Models for Hydroelectric Power Groups, SAAE199, Madrid, Spain, 1999. 645–648.
7. Lucero O., Helle B., Svingen T., Toftevaag K., Uhlen. Models of hydraulic systems in hydro power plants. Fremtiden er elektrisk, Nef Teknisk mate. 2011. — P. 159–170.
8. Kishor N., Saini R. P., Singh S. P. A review on hydropower plant models and control. Renewable and Sustainable Energy. 2007. Review 11. P. 776–796.
9. Бахмисов О. В., Никитин Д. В., Хохлов А. М., Парамонов А. А. Создание цифровой модели гидравлической турбины с учетом гидроудара на цифровой модели МЭИ // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. IV междунар. науч.-техн. конф. Т. 1. г. Новочеркасск, 14–18 октября 2013 г. / Мин-во образования и науки РФ, Юж.-Рос. гос. политехн. ун-т (НПИ) имени М. П. Платова. — Новочеркасск: Лик, 2013. — С. 66–69.
10. Киселев П. Г. Справочник по гидравлическим расчетам. — 4-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергия, 1972. — 312 с.
11. Eurostag tutorial. Tractebel and Electricite de France. 1996.
12. Муравьев О. А. Переходные процессы на ГЭС с уравнильными резервуарами: дис. ... д-ра техн. наук. — М., 2005.

Андранович Богдан, аспирант СПбПУ, младший научный сотрудник отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: andranovich_b@ntcees.ru

Попков Евгений Николаевич, д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой «Электрические системы и сети» СПбПУ.

E-mail: enpopkov@gmail.com

Попов Максим Георгиевич, канд. техн. наук, доцент, заведующий кафедрой «Электрические станции и автоматизация энергетических систем» СПбПУ.

E-mail: PopovMG@eef.spbstu.ru

Синянский Иван Владимирович, аспирант СПбПУ, инженер отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: sinyanskiy_i@ntcees.ru

УДК 621.313

О. В. Гуриков, А. С. Зеленин, Й. Штефка

Методика построения математических моделей микропроцессорных АРВ

Приведены особенности работы микропроцессорных АРВ. Предложена методика построения математических моделей микропроцессорных АРВ для целей исследования колебательной устойчивости. Построение модели по данной методике может быть осуществлено как с использованием экспериментально снятых частотных характеристик АРВ, так и без. Приведены результаты применения методики для промышленного образца АРВ.

Ключевые слова: математическая модель, автоматический регулятор возбуждения, аппроксимация, колебательная устойчивость.

Введение

Надежность работы электроэнергетических систем (ЭЭС) определяется множеством факторов, в том числе устойчивостью параллельной работы синхронных генераторов электрических станций. При изучении устойчивости ЭЭС различают статическую апериодическую, статическую колебательную и динамическую устойчивость.

На сегодняшний день задача обеспечения колебательной устойчивости попрежнему актуальна. Основным средством обеспечения колебательной устойчивости ЭЭС являются автоматические регуляторы возбуждения (АРВ). Эффективность применения АРВ определяется заложенной структурой, качеством аппаратной реализации и параметрами настройки. Выбор параметров настройки АРВ и исследование колебательной устойчивости выполняются с использованием имитационного моделирования.

Качество проводимых исследований определяется качеством используемых математических моделей, особенно качеством моделей самих АРВ. Математическая модель АРВ для расчетов электромеханических переходных процессов может быть получена по его описанию с возможностью проверки по экспериментально снятым частотным характеристикам (ЧХ).

1. Цель работы

Целью работы является создание моделей АРВ для расчетов электромеханических переходных процессов, в том числе выполняемых с целью анализа колебательной устойчивости энергосистем. Анализ колебательной устойчивости и выбор параметров настройки АРВ выполняется с помощью специализированных методик [1] и программного обеспечения, например, таких, как EUROSTAG и «Область» [2]. В связи со спецификой применяемых в электроэнергетике программных комплексов модель должна отвечать следующим требованиям:

- модель должна быть представлена в блочном операторном виде;
- все звенья модели должны быть физически реализуемыми и обладать вычислительной устойчивостью;
- быть максимально простой, но при этом отвечать изложенным в Стандарте [3] требованиям по точности;

- в математической модели должны быть учтены настроечные параметры АРВ с корректным учетом их влияния на динамические характеристики регулятора.

2. Описание объекта исследования

АРВ при исследовании колебательной устойчивости может описываться функциональной схемой, представленной на рис. 1, где в качестве примера приведена одна из возможных реализаций части алгоритма АРВ, отвечающих за регулирование напряжения генератора и стабилизацию электромеханических колебаний ротора генератора.

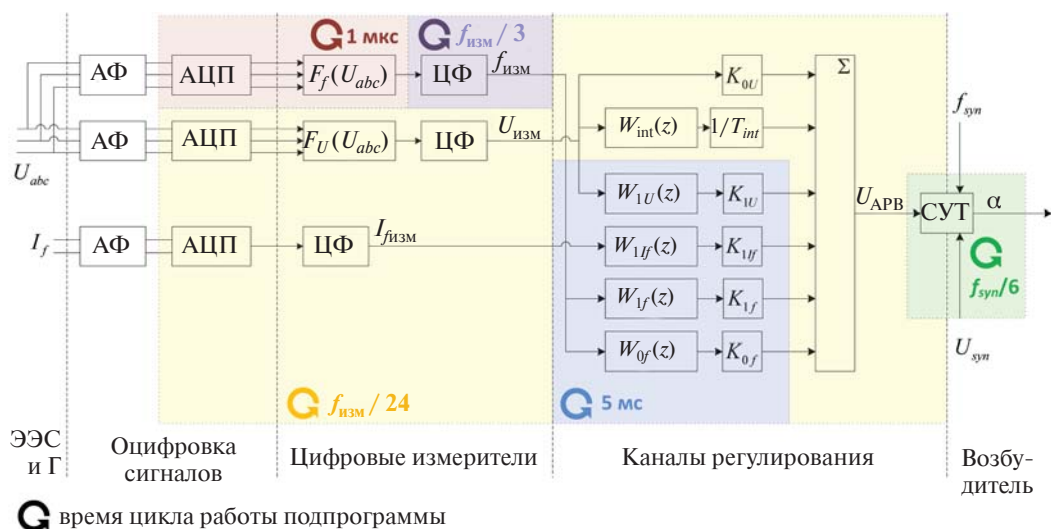


Рис. 1. Функциональная схема микропроцессорного АРВ для целей исследования колебательной устойчивости: ЭЭС и Г – электроэнергетическая система и генератор; АФ – аналоговый фильтр; АЦП – аналого-цифровой преобразователь; F – нелинейная функция цифрового измерителя; ЦФ – выходной цифровой фильтр измерителя; СУТ – система управления тиристорами; W – дискретная передаточная функция канала регулирования; K и T – коэффициенты усиления и постоянные времени каналов регулирования; U_{abc} и I_f – трехфазное напряжение статора и ток возбуждения генератора соответственно; $U_{изм}$, $I_{физм}$, $f_{изм}$ – выходные значения измерителей действующего напряжения статора, тока возбуждения и частоты напряжения генератора соответственно; $U_{АРВ}$ – выход сумматора АРВ; U_{syn} и f_{syn} – напряжение и частота синхронизации; α – угол управления тиристорами

Условно АРВ можно разделить на следующие функциональные части [4, 5]: оцифровка аналоговых и физических сигналов; цифровые измерители режимных параметров; каналы регулирования, которые являются основной функциональной составляющей АРВ.

Входными параметрами в рассматриваемом варианте реализации части алгоритма АРВ являются трехфазное напряжение статора генератора с измерительных трансформаторов и напряжение с шунта в обмотке возбуждения, пропорциональное току возбуждения. Далее следует гальваноразвязка, выход которой идет на АЦП через аналоговые антиаллазинговые фильтры (как правило, RC -цепочки). Цифровые выходы АЦП объединены шиной данных с микроконтроллером. По параметрам

мгновенных значений напряжения производится расчет режимных параметров, необходимых для функционирования основного алгоритма управления. Измерительный тракт дополняется цифровыми фильтрами низких частот с конечной импульсной характеристикой (КИХ-фильтры). КИХ-фильтры служат для снижения уровня пульсаций в рассчитанных режимных параметрах, вызванных либо работой тиристорного преобразователя, либо реализацией алгоритма расчета режимного параметра. Основной закон управления состоит из отдельных каналов регулирования по различным режимным параметрам, выходы которых поступают на общий сумматор. Сигнал с общего сумматора поступает на систему управления тиристорами, которая в свою очередь управляет тиристорным возбудителем.

Следует отметить ряд особенностей функционирования микропроцессорных АРВ. Как правило, в микропроцессорных устройствах (МПУ) реализуется модульный принцип работы как для распределения вычислительных ресурсов, так и для других целей. При таком принципе основной расчетный цикл и различные подпрограммы связаны друг с другом общей памятью (и буферами обмена), а подпрограммы вызываются из основного цикла. Эти подпрограммы имеют различное время своего выполнения, например, из-за ожидания входной информации. Так, обмен информацией между подпрограммами является синхронным (синхронный буфер), когда между чтениями и записями информации проходит заданное регламентированное время, либо асинхронным, когда чтение и запись данных подпрограммами производятся в зависящий от внешних причин момент времени.

Цифровой измеритель частоты напряжения физически может быть реализован на отдельном измерительном устройстве с временем основного расчетного цикла, существенно меньшим, чем время выполнения других подпрограмм МПУ. Такая необходимость может быть вызвана требованиями к уровню инструментальной погрешности: при измерении частоты по переходам сигнала через нулевое значение необходима высокая частота опроса АЦП. В свою очередь при таком способе измерения само значение частоты может обновляться только три раза за период при работе измерителя по трем сигналам фазного напряжения и регистрации перехода через 0 только в одном направлении.

В рассмотренном примере основной алгоритм управления и работа АЦП измерителей напряжения статора и тока возбуждения генератора синхронизированы относительно перехода через 0 напряжения U_{ab} и производятся 24 раза за период напряжения статора. Система управления тиристорами должна быть синхронизирована относительно напряжения источника питания – напряжения синхронизации, и ее выход обновляется не чаще шести раз за период (количество плеч моста).

Еще одной особенностью микропроцессорных устройств является реализация алгоритма в конечно-разностных уравнениях. В связи с этим возникает необходимость преобразования фильтров в операторном виде к дискретному виду, что дополнительно открывает возможность использования КИХ-фильтров в основном алгоритме управления. Такое преобразование чаще всего осуществляется методом прямой разности, но может быть осуществлено и методом обратной разности или билинейным преобразованием [6].

В отечественной практике, в отличие от зарубежной, принято разделять модели регулятора возбуждения и возбудителя. Для микропроцессорных систем это может быть достаточно проблематично, так как функции управления тиристорами

осуществляются средствами АРВ и присутствуют в основном законе управления, хотя функционально их принято относить к возбудителю. Для упрощения в данной статье выходом АРВ принят выход с последнего сумматора АРВ, а СУТ представлена в свернутом виде и отнесена к модели возбудителя.

3. Проблематика

Для учета АРВ в программах расчета электромеханических переходных процессов производитель АРВ представляет описание своего устройства и его математической модели с экспериментально снятыми частотными характеристиками. Опыт работы по сертификации микропроцессорных АРВ по методике [3] на экспериментальной базе АО «НТЦ ЕЭС» показал, что могут возникать следующие проблемы:

- производитель не учитывает в математической модели как все реально существующие фильтры цифровых измерителей, так и влияние эффектов, возникающих при преобразовании фильтров в операторном виде к дискретному виду;
- производитель применяет грубые аппроксимации цифровых фильтров;
- экспериментальные ЧХ, представленные производителем АРВ, нередко подменяются аналитически полученными, которые могут не учитывать часть измерительного тракта устройства; нередко экспериментальные ЧХ сняты производителем с АРВ в обход цифровых измерителей режимных параметров и СУТ с помощью специального аналогового входа;
- неполное описание алгоритма работы АРВ в технической документации либо несоответствие описания образцу АРВ;
- наличие ошибок в программном коде микропроцессорного АРВ, приводящих к некорректной реализации закона управления.

В связи с этими проблемами возникает ситуация, когда ЧХ натурального образца АРВ могут значительно отличаться от его математической модели, полученной от производителя. Это в свою очередь может привести к некорректным результатам анализа колебательной устойчивости [7]. По этой причине в АО «НТЦ ЕЭС» снимаются экспериментальные ЧХ натурального образца АРВ с помощью ранее разработанной методики [8]. Методикой [8] предусмотрено получение ЧХ всей цепочки элементов внутренней структуры АРВ, что позволяет устранить последствия указанных проблем. В связи с этим встает несколько новых задач:

- получение универсальной математической модели АРВ в операторном виде по его описанию, при этом качество совпадения модели с оригиналом должно сохраняться при изменении значений его настроечных параметров;
- подготовка программы испытаний натурального образца АРВ, позволяющей выполнить проверку адекватности математической модели АРВ;
- коррекция математической модели АРВ по экспериментально снятым ЧХ при негативном результате проверки.

4. Методика решения задачи

Принципиально задача получения передаточной функции канала регулирования в операторном виде по его экспериментальным частотным характеристикам может быть решена путем аппроксимации этих частотных характеристик методом наименьших квадратов (МНК) [9, 10]. Аппроксимация МНК не дает зависимости от постоянных времени или других параметров звена — получение такой зависимости

методом наименьших квадратов требует развития самого метода с его распространением на многомерное пространство.

Однако возможно применение одномерной аппроксимации Паде (*Padé Approximant*), которая достаточно просто позволяет получить аппроксимацию известной и дифференцируемой функции в дробно-рациональном виде [11]. Поскольку в данном случае может быть аппроксимирована только известная функция, то необходимо предварительно иметь модель каналов АРВ в дискретном виде.

Пренебрегая нелинейностью функций цифровых измерителей, каждый канал регулирования на первом этапе упрощения можно представить в виде, представленном на рис. 2. Однако представление в таком виде не отвечает требованиям работы. В соответствии же с требованиями необходимо провести дополнительные упрощения и каждый канал регулирования представить в виде, представленном на рис. 3.

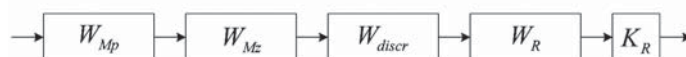


Рис. 2. Представление математической модели канала регулирования АРВ:

W_{Mp} – передаточная функция в операторном виде, учитывающая характеристики аналогового фильтра (АФ); W_{Mz} – передаточная функция в дискретном виде, учитывающая характеристики цифрового фильтра измерителя режимного параметра (ЦФ); W_{discr} – передаточная функция в операторном виде, учитывающая дополнительные задержки, которые возникают в результате циклического характера работы алгоритма и наличия буферов обмена данных; W_R – передаточная функция в дискретном виде канала регулирования, учитывающая характеристики канала в зависимости от настроечных коэффициентов; K_R – коэффициент усиления канала регулирования

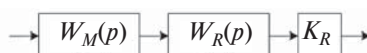


Рис. 3. Упрощенное представление математической модели канала регулирования АРВ:

$W_M(p)$ – передаточная функция в операторном виде, учитывающая характеристики входных аналоговых и цифровых фильтров (АФ+ЦФ), а также особенности дискретной работы алгоритма; $W_R(p)$ – передаточная функция в операторном виде канала регулирования, учитывающая характеристики канала в зависимости от настроечных коэффициентов

В зависимости от условий проведения эксперимента возможны три различных варианта получения математической модели АРВ с представлением каналов в соответствии с рис. 3.

4.1. Снятие частотных характеристик с натурального образца АРВ не представляется возможным, есть только его техническое описание

Составление математической модели проводится на основе представленной производителем технической документации по списку, приведенному в [3]. Далее поэтапно изложена процедура составления модели.

Параметры передаточных функций аналоговых антиалайзинговых фильтров $W_{Mp}(p)$ рассчитываются исходя из фактических значений параметров RC -цепочек. Если параметры RC -цепочек неизвестны, то, исходя из предназначения фильтров, их допустимо представить в виде апериодического звена с постоянной времени $T_{RC} = h/2$, где h – период опроса АЦП.

АЦП в математической модели замещается звеном «экстраполятор нулевого порядка» (*zero-order hold*) с постоянной времени, равной периоду дискретизации АЦП h :

$$W_{zoh}(p, h) = (1 - e^{-hp}) / hp.$$

Для описания схем замещения буферов обмена данными воспользуемся обозначениями: h_{write} – время цикла работы подпрограммы, производящей запись; h_{read} – время цикла работы подпрограммы, производящей чтение. Асинхронный буфер обмена данными замещается экстраполятором нулевого порядка $W_{zoh}(p, h)$ с постоянной времени h_{read} . Синхронный буфер обмена данными:

- не отражается в схеме замещения, если $h_{read} \leq h_{write}$ и $h_{write} = n \cdot h_{read}$, где n – целое число;
- замещается звеном $W_{zoh}(p, h_{read}) / W_{zoh}(p, h_{write})$, если $h_{read} > h_{write}$ и $n \cdot h_{write} = h_{read}$, где n – целое число;
- в остальных случаях замещается экстраполятором нулевого порядка $W_{zoh}(p, h)$ с постоянной времени h_{read} .

В передаточной функции каналов регулирования $W_R(p)$ необходимо отразить соответствующие постоянные времени и коэффициенты, для чего применяется аппроксимация Паде. В соответствии с описанием производителя каналы регулирования разбиваются на элементарные звенья с указанием их связей. Все фильтры на структурной схеме, представленные в операторном виде, реализованы в устройстве дискретными фильтрами с бесконечной импульсной характеристикой (БИХ-фильтры). Параметры этих фильтров получаются в результате преобразования методом прямой разности, обратной разности или билинейным преобразованием [6]. Конкретный вид преобразования уточняется у производителя, в отсутствие таких данных принимается, что было использовано преобразование методом прямой разности. Далее для каждого звена проводится сама аппроксимация [12]:

- для БИХ-фильтров с периодом дискретизации h , как минимум в пять раз меньшим, чем наименьшая постоянная времени звена $5 \cdot h < \min(T1, T2...)$, применяется представление этого фильтра до дискретизации;
- для БИХ-фильтров с $5 \cdot h > \min(T1, T2...)$ применяется аппроксимация Паде с минимально возможным порядком, учитывающим h ; например, для аperiodического звена и преобразованием методом прямой разности:

$$W_{an1/1}(p) = \frac{0,5 \cdot h \cdot p + 1}{(T + 0,5 \cdot h) \cdot p + 1};$$

- для КИХ-фильтра звена производной по формуле дифференцирования многочлена наилучшим среднеквадратичным приближением к результатам измерений (далее «производная») при $T \leq 0,02$ с применяется аппроксимация Паде: $W_{an1/0}(p) = p \cdot e^{-p \cdot T}$; при этом оператор дифференцирования p необходимо перенести в аperiodическое звено;
- для КИХ-фильтра «производная» при $0,02 < T \leq 0,12$ с применяется аппроксимация Паде: $W_{an1/2}(p) = \frac{p \cdot e^{-p \cdot 0,2T}}{0,22 \cdot (T \cdot p)^2 + 0,8 \cdot T \cdot p + 1}$;
- для КИХ-фильтра «производная» при $0,12 < T \leq 0,3$ с применяется аппроксимация Паде: $W_{an2/3}(p) = \frac{15 \cdot p \cdot (T \cdot p + 35)}{41 \cdot (T \cdot p)^3 + 225 \cdot (T \cdot p)^2 + 540 \cdot T \cdot p + 525}$;

- для КИХ-фильтра скользящего среднего (суммирующий фильтр) при $T \leq 0,04$ с применяется аппроксимация Паде: $W_{an0/1}(p) = \frac{e^{-p \cdot 0,2 \cdot T}}{0,3 \cdot T \cdot p + 1}$;
- при наличии прочих фильтров применяется известная и максимально простая аппроксимация.

Далее проводится процедура понижения дифференциального порядка модели. Все звенья каждого из каналов регулирования, параметры которых задаются как настроечные, оставляются такими, как получены в результате проведенной аппроксимации. Все остальные звенья совместно аппроксимируются либо по методу Паде, либо по методу наименьших квадратов таким образом, чтобы погрешность аппроксимации звеньев соответствовала требованию по точности [3], а порядок звена был минимальным. В данном варианте построения модели выполнение экспериментальной проверки полученного результата не представляется возможным.

4.2. Есть техническое описание АРВ. Во время снятия ЧХ с натурального образца АРВ возможно измерение только значения его выхода

Методика снятия ЧХ позволяет получить ЧХ канала регулирования совместно с измерителями: $W_{Ch}(\omega) = W_M(\omega) \cdot W_R(\omega)$. В этом случае строится структура передаточных функций $W_R(\omega)$ и $W_M(\omega)$, как описано ранее. Далее снимаются экспериментальные ЧХ каналов регулирования $W_{Ch}(\omega)$ как минимум для трех наборов настроек – для предустановленного набора настроек, для набора настроек, максимально и минимально реализующего форсирующие способности каналов регулирования.

Если оценка погрешности в соответствии с [3] оказывается неудовлетворительной хотя бы для одного из наборов настроек, повышается порядок аппроксимации для звеньев. Если после этого оценка продолжает оставаться неудовлетворительной, то с участием производителя уточняется структура канала регулирования и способ представления фильтров в дискретном виде.

Если после этого оценка погрешности продолжает оставаться неудовлетворительной, то возможно «перенесение» погрешности аппроксимации в передаточную функцию измерителя $W_M(\omega)$. Необходимо для одного из наборов настроек рассчитать функцию $W_M(\omega) = W_{Ch1}(\omega) / W_{R1}(\omega)$, где $W_{Ch1}(\omega)$ – экспериментально полученная ЧХ канала регулирования для первого набора параметров, $W_{R1}(\omega)$ – аппроксимация канала регулирования для первого набора параметров. Далее проверяется, что эта погрешность не зависит от параметров закона регулирования – выполняется оценка степени соответствия экспериментальных ЧХ, полученных при других наборах параметров $W_{Chj}(\omega)$, функции $W_M(\omega) \cdot W_{Rj}(\omega)$.

Если эта оценка оказывается неудовлетворительной или функция $W_M(\omega)$ получилась физически нереализуемой, то задача построения математической модели с учетом влияния настроечных параметров АРВ на его динамические характеристики не может быть выполнена.

В таком случае рекомендуется использовать аппроксимацию МНК для канала регулирования целиком $W_{Ch}(\omega)$ для одного из наборов настроечных параметров. При этом полученная математическая модель не будет допускать изменение постоянных времени фильтров в процессе оптимизации настроек.

4.3. Есть техническое описание АРВ. Во время снятия ЧХ с натурального образца АРВ возможно как измерение значения его выхода, так и значений с промежуточных точек из структуры регулятора

Методика снятия ЧХ позволяет получить $W_R(\omega)$ и $W_M(\omega)$ отдельно. Так как передаточные функции измерителей $W_M(\omega)$ не предполагают изменения своих параметров в процессе эксплуатации, то для их аппроксимации применяется МНК по экспериментально снятым ЧХ этих измерителей.

Структура передаточной функции $W_R(\omega)$ строится, как описано ранее. Далее полностью повторяется последовательность действий, как в варианте 2.

5. Результаты

Экспериментальное снятие частотных характеристик каналов регулирования и построение математической модели АРВ выполнено для промышленного образца по варианту 2 согласно которому получение промежуточных сигналов из структуры закона управления не представляется возможным. Подробно процедура получения экспериментальных ЧХ описана в [8]. Производителем представлена математическая модель АРВ, приведенная на рис. 4.

Согласно [8] промышленный образец АРВ был подключен к интерфейсным блокам программно-аппаратного комплекса моделирования энергосистем в режиме реального времени *Real Time Digital Simulator (RTDS)*, была выполнена настройка измерительных органов АРВ. В специально разработанной математической модели энергосистемы, работающей в режиме реального времени с подключенным к ней АРВ, проведены эксперименты, позволяющие получить частотные характеристики по каждому из каналов.

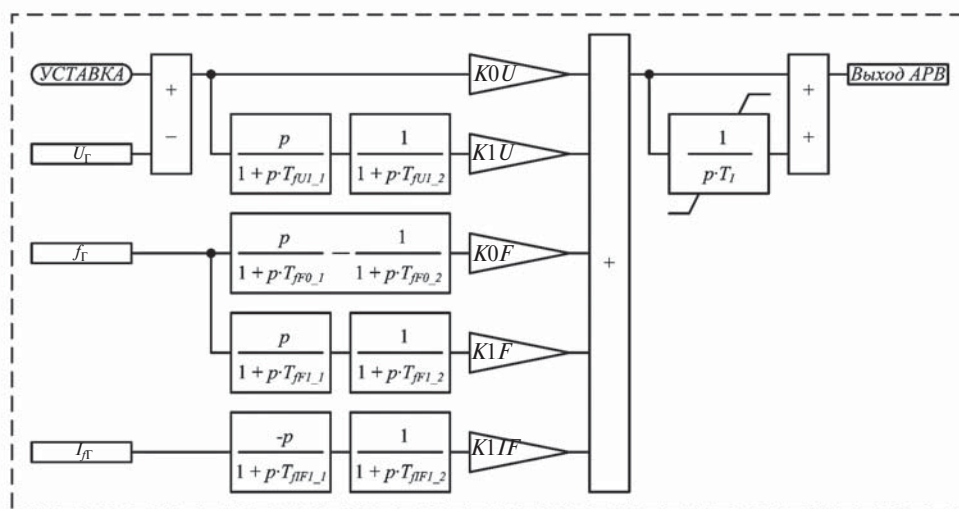


Рис. 4. Приведенная производителем математическая модель АРВ:

U_{Γ} – напряжение статора генератора, f_{Γ} – частота напряжения статора генератора, I_{Γ} – ток возбуждения генератора; $K0U$, $K1U$, $K0F$, $K1F$, $K1IF$ – коэффициенты усиления пропорционального и дифференциального каналов по отклонению напряжения статора, пропорционального и дифференциального каналов по отклонению частоты напряжения, дифференциального канала по току ротора; $T_{fU1,1}$, $T_{fU1,2}$, $T_{fF0,1}$, $T_{fF0,2}$, $T_{fF1,1}$, $T_{fF1,2}$, $T_{fIF1,1}$ – постоянные времени соответствующих каналов, T_I – постоянная времени интегратора

Программа экспериментов по получению экспериментальных ЧХ АРВ

Канал	Значения настроечных параметров
Пропорционально-интегральный канал по отклонению напряжения статора ($K0U, T_I$) ¹	$K0U = 2$ е.в.н./е.в.с., $T_I = 2$ с²
	$K0U = 5$ е.в.н./е.в.с., $T_I = 2$ с
	$K0U = 10$ е.в.н./е.в.с., $T_I = 2$ с
	$K0U = 2$ е.в.н./е.в.с., $T_I = 1$ с
	$K0U = 5$ е.в.н./е.в.с., $T_I = 1$ с
	$K0U = 10$ е.в.н./е.в.с., $T_I = 1$ с
Дифференциальный канал по отклонению напряжения статора ($K1U$)	$K1U = 2$ е.в.н./е.в.с./с, $T_{fU1_1} = 50$ мс, $T_{fU1_2} = 50$ мс
	$K1U = 4$ е.в.н./е.в.с./с, $T_{fU1_1} = 50$ мс, $T_{fU1_2} = 50$ мс
	$K1U = 2$ е.в.н./е.в.с./с, $T_{fU1_1} = 100$ мс, $T_{fU1_2} = 50$ мс
	$K1U = 2$ е.в.н./е.в.с./с, $T_{fU1_1} = 100$ мс, $T_{fU1_2} = 100$ мс
Пропорциональный канал по отклонению частоты напряжения статора ($K0F$)	$K0F = 2$ е.в.н./Гц, $T_{fF0_1} = 50$ мс, $T_{fF0_2} = 2500$ мс
	$K0F = 4$ е.в.н./Гц, $T_{fF0_1} = 50$ мс, $T_{fF0_2} = 2500$ мс
	$K0F = 4$ е.в.н./Гц, $T_{fF0_1} = 50$ мс, $T_{fF0_2} = 1250$ мс
	$K0F = 4$ е.в.н./Гц, $T_{fF0_1} = 5$ мс, $T_{fF0_2} = 1250$ мс
Дифференциальный канал по отклонению частоты напряжения статора ($K1F$)	$K1F = 1$ е.в.н./Гц/с, $T_{fF1_1} = 200$ мс, $T_{fF1_2} = 200$ мс
	$K1F = 2$ е.в.н./Гц/с, $T_{fF1_1} = 200$ мс, $T_{fF1_2} = 200$ мс
	$K1F = 1$ е.в.н./Гц/с, $T_{fF1_1} = 400$ мс, $T_{fF1_2} = 200$ мс
	$K1F = 1$ е.в.н./Гц/с, $T_{fF1_1} = 200$ мс, $T_{fF1_2} = 500$ мс
Дифференциальный канал по току ротора ($K1IF$)	$K1IF = 2$, $T_i = 2$ с, $T_{fIF_1} = 50$ мс, $T_{fIF_2} = 50$ мс
	$K1IF = 4$, $T_i = 2$ с, $T_{fIF_1} = 50$ мс, $T_{fIF_2} = 50$ мс
	$K1IF = 2$, $T_i = 2$ с, $T_{fIF_1} = 100$ мс, $T_{fIF_2} = 50$ мс
	$K1IF = 2$, $T_i = 2$ с, $T_{fIF_1} = 50$ мс, $T_{fIF_2} = 200$ мс

Для верификации подготавливаемой модели АРВ эксперименты проводились для разных значений его настроечных параметров согласно таблице.

На рис. 5 приведены элементы в общем виде измерительного тракта АРВ, не учтенные производителем в математической модели. Зеленым цветом показаны звенья, описание которых присутствует в технической документации производителя, но не вошедшие в приведенную им математическую модель (например, усредняющие суммирующие фильтры). Синим — звенья, наличие которых обусловлено дискретностью выполнения алгоритма АРВ. Оранжевым — звенья, не отраженные в описании.

Экспериментально полученные ЧХ каждого из каналов регулирования приведены на рис. 6³.

¹ Для пропорционального канала (с учетом интегратора в общем канале АРВ) по отклонению напряжения статора выполнено избыточное количество тестов, так как эти каналы всегда остаются в работе, и в погрешности определения частотной характеристики других каналов оказывается заложенной и погрешность определения частотной характеристики пропорционального канала.

² Полу жирным шрифтом выделены параметры настройки, для которых приведены рисунки ЧХ.

³ Частотные характеристики приведены с учетом интегратора в общем канале АРВ.

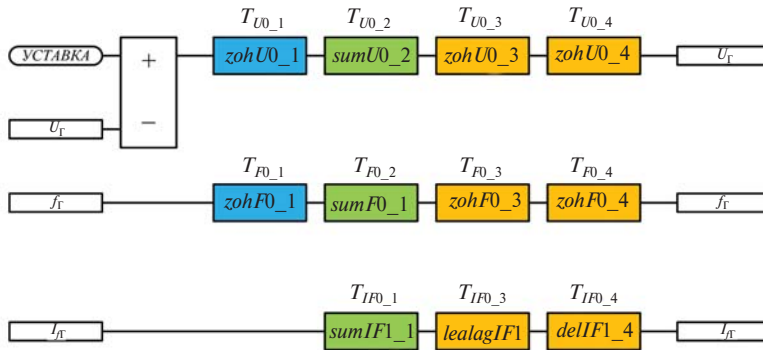
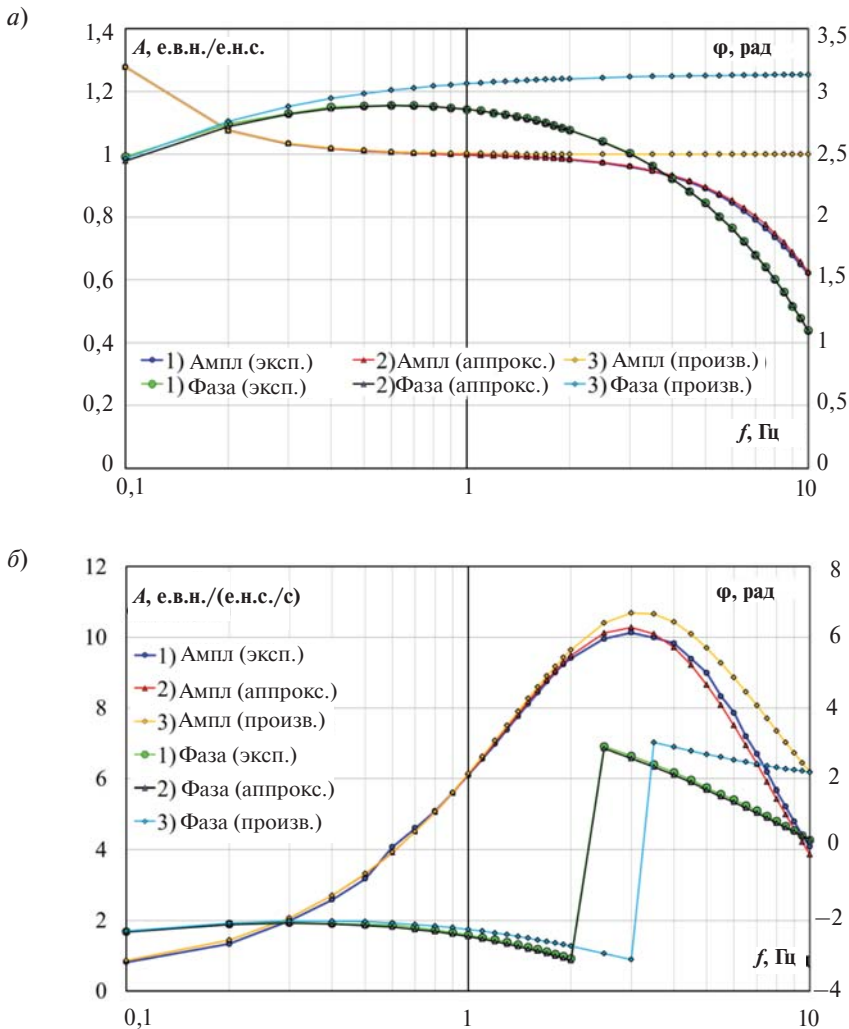


Рис. 5. Дополнительные звенья итоговой математической модели, полученные с помощью приведенной методики и проверенные по экспериментальным частотным характеристикам: зеленым цветом показаны звенья, присутствующие в описании, синим – звенья, наличие которых обусловлено дискретностью выполнения алгоритма АРВ, оранжевым – звенья, не отраженные в описании; *zoh* – звено, аппроксимирующее экстраполиатор нулевого порядка (*zero-order-hold*), *sum* – звено, аппроксимирующее суммирующий фильтр, *del* – блоки задержки сигнала



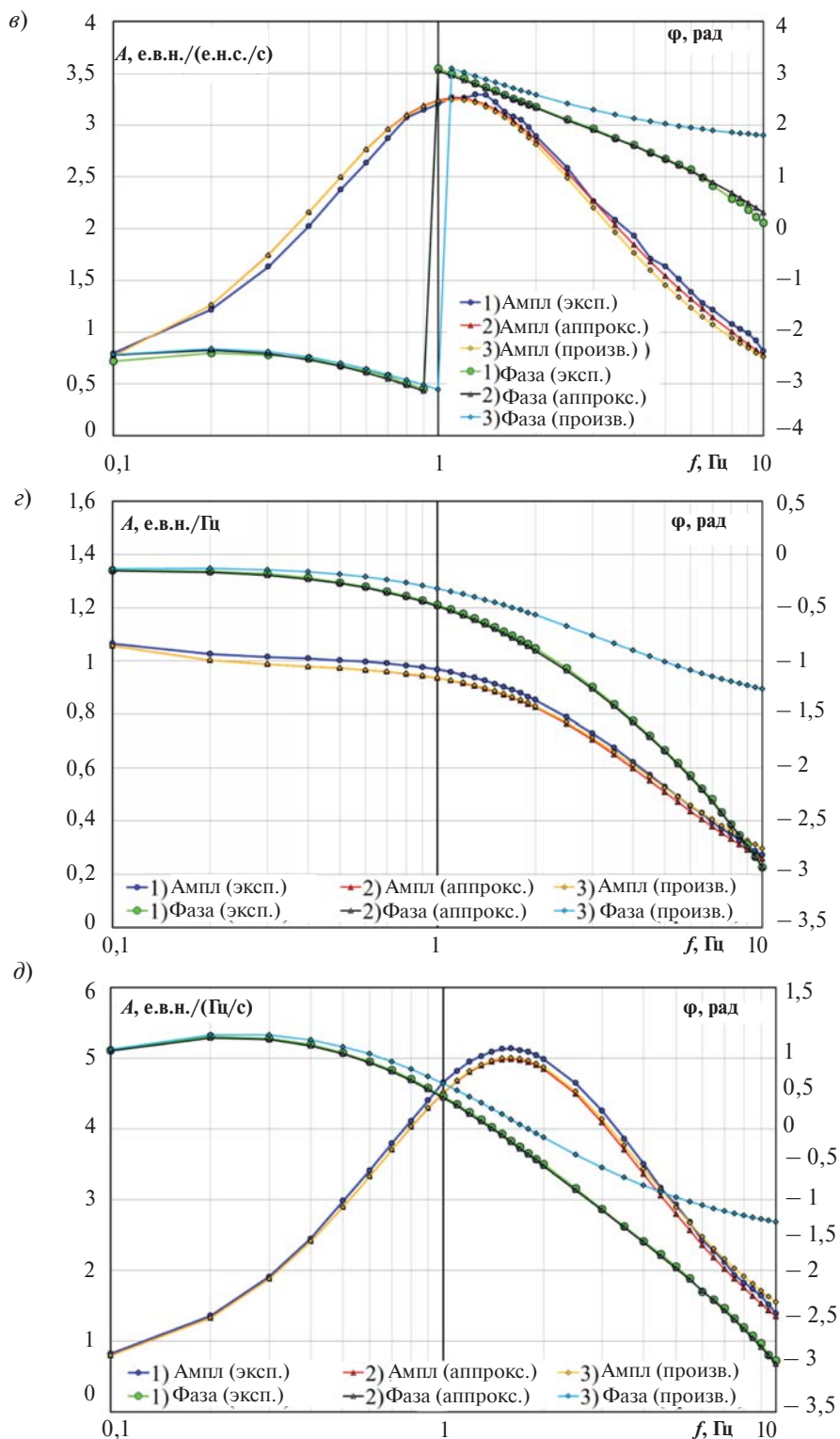


Рис. 6. Частотные характеристики каналов регулирования промышленного образца АРВ: a – пропорциональный канал по отклонению напряжения; $б$ – дифференциальный канал по отклонению напряжения; $в$ – дифференциальный канал по току возбуждения; $г$ – пропорциональный канал по отклонению частоты напряжения; $д$ – дифференциальный канал по отклонению частоты напряжения

- 1) экспериментально полученные ЧХ каждого из каналов регулирования АРВ;
- 2) аналитически полученные ЧХ математической модели АРВ, созданной с помощью описываемой методики; полная математическая модель включает в себя структуру закона управления (см. рис. 4) и дополнительные звенья фильтрации, отвечающие элементам преобразования сигналов в измерительном тракте АРВ (см. рис. 5);
- 3) аналитически полученные ЧХ математической модели АРВ, приведенной в техническом описании (см. рис. 4).

На рис. 7 приведен расчет погрешностей для исходной математической модели АРВ и модели АРВ, полученной по описываемой методике. Расчет погрешностей в каждой экспериментально полученной точке выполнен по формуле (см. [3]):

$$\delta_i = \frac{|\Delta r_i| + |r_i \cdot \Delta \varphi_i|}{r_{\max}}, \quad (1)$$

где i – точка экспериментальной частотной характеристики; δ_i – погрешность математической модели АРВ в каждой i -й точке; r_i – значение амплитуды ЧХ в каждой i -й точке; Δr_i – отклонение значения амплитуды ЧХ математической модели от соответствующего значения амплитуды экспериментальной ЧХ в каждой i -й точке; $\Delta \varphi_i$ – отклонение значения фазы ЧХ математической модели от соответствующего значения фазы экспериментальной ЧХ в каждой i -й точке (в радианах); r_{\max} – максимальное значение амплитуды экспериментальной ЧХ.

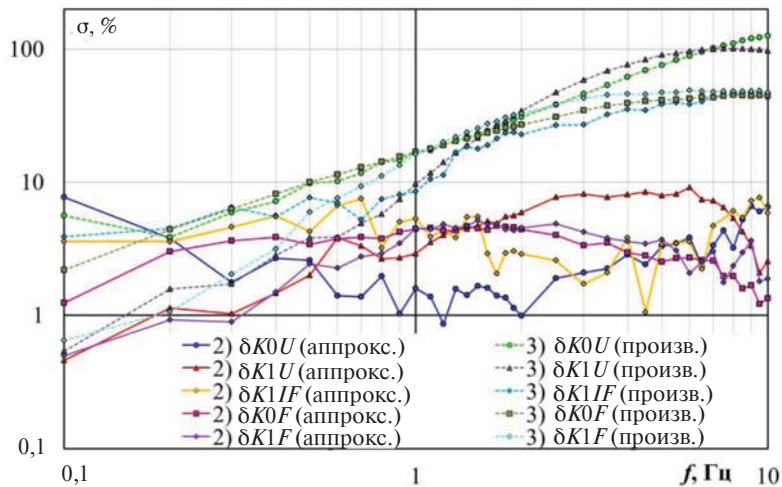


Рис. 7. Относительная погрешность в процентах, определенная по [3] для обеих математических моделей

Согласно [3] математическая модель АРВ признается адекватной, если погрешность, рассчитанная по формуле (1), не превышает 10 % в каждой экспериментально снятой точке. Как видно из рис. 7, представленная производителем математическая модель АРВ по всем каналам регулирования перестает быть адекватной (погрешность становится более 10 %) уже на частотах порядка 1 Гц.

Напротив, полученная с помощью описываемой методики модель сохраняет адекватность на требуемом [3] диапазоне частот (0–10 Гц). Модель сохраняет адекват-

ность при всех приведенных в таблице наборах параметров АРВ. Таким образом, данная модель АРВ может быть использована при расчетах электромеханических переходных процессов и анализе колебательной устойчивости.

Выводы

Для расчетов электромеханических переходных процессов с целью анализа колебательной устойчивости требуется создание адекватной модели АРВ. Нередко исходные данные о математической модели АРВ, предоставляемые производителем, содержат неточности или излишние упрощения. Использование математических моделей АРВ с отличающимися от оригинала характеристиками может привести к некорректным результатам анализа колебательной устойчивости [7].

Адекватная математическая модель АРВ может быть получена с использованием предложенной в статье методики. Также методика предлагает программу испытаний натурального образца АРВ, которая обеспечивает проверку адекватности модели АРВ и позволяет осуществить коррекцию модели АРВ по его экспериментальным частотным характеристикам при негативных результатах проверки.

Показано, что математическая модель, полученная от производителя, теряет адекватность уже на частотах порядка 1 Гц, тогда как модель, полученная с помощью описываемой методики, сохраняет адекватность на требуемом [3] диапазоне частот (0–10 Гц). Таким образом, полученная с помощью описываемой методики модель АРВ может быть использована при расчетах электромеханических переходных процессов и анализе колебательной устойчивости, в том числе для выбора оптимальных настроечных параметров каналов регулирования АРВ.

Однако, несмотря на низкую погрешность самой модели АРВ, остается погрешность самого подхода математического моделирования с использованием однолинейной схемы замещения, общепринятого в электроэнергетике при расчетах электромеханических переходных процессов. А на АРВ в условиях эксплуатации поступают реальные сигналы (токи и напряжения), в которых могут наблюдаться высшие гармоники, субгармоники и несимметрия, что при данном подходе математического моделирования не может быть корректно учтено.

В АО «НТЦ ЕЭС» на заключительном этапе работ по выбору настроечных параметров АРВ используется физическое моделирование. Такой подход позволяет выполнить проверку работы АРВ с выбранными в математической модели настроечными параметрами в условиях, максимально приближенных к условиям эксплуатации, что позволяет компенсировать указанные недостатки использования математического моделирования.

Список литературы

1. Есипович А. Х., Кабанов Д. А. Технология настройки цифровых АРВ сильного действия отечественной структуры // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2016. – № 1 (74). – С. 113–126.
2. Есипович А. Х., Штефка Й. Анализ колебательной устойчивости электромеханических систем (*WinOblast*): Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2013618603. 13.09.2013.

3. СТО 59012820.29.160.20.001–2012. Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов.
4. *Перельман И. Ф.* Построение силовых схем, схем защит, управления, регулирования, диагностики, сервисного обслуживания современных систем возбуждения. – М.; Екатеринбург: Кабинетный ученый, 2014. – 380 с.
5. СО 34.45.629–2002. Методические указания по техническому обслуживанию микропроцессорных АРВ и систем управления силовых преобразователей систем возбуждения генераторов.
6. *Ким Д. П.* Теория автоматического управления. Т. 1. Линейные системы. – М.: Физматлит, 2003. – 228 с.
7. *Гуриков О. В., Зеленин А. С., Кабанов Д. А.* Влияние точности цифровой модели автоматического регулятора возбуждения на результаты оптимизации его настроечных параметров // Электроэнергетика глазами молодежи – 2016: материалы VII Междунар. науч.-техн. конф., 19–23 сентября 2016 г., Казань. В 3 т. – Т. 2. – Казань, 2016. – С. 178–181.
8. *Kabanov D. A., Kushnir A. N., Stefka Y., Zelenin A. S.* Obtaining the frequency responses of AVR in closed-loop system using the RTDS Simulator // Корпоративный журнал RTDS News. – 2015. – March.
9. *Выборных И. Г., Гуриков О. В.* Алгоритм аппроксимации частотных характеристик методом наименьших квадратов // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2014. – № 2 (73). – С. 35–42.
10. *Гуриков О. В., Штефка Й.* Алгоритм аппроксимации амплитудно-фазовой частотной характеристики дробно-рациональной функцией методом наименьших квадратов и его программная реализация // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2015. – № 2 (74). – С. 83–88.
11. *Бейкер Дж. мл., Грейвс-Моррис П.* Аппроксимации Паде: Пер. с англ. – М.: Мир, 1986. – 502 с.
12. *Гуриков О. В.* Применение аппроксимации Паде для представления цифровых фильтров в виде рациональных дробей // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. V междунар. науч.-техн. конф., Томск, 10–14 ноября 2014 / Томск, Мино образования и науки РФ, Томский политехнический университет. – 2014. – Т. 1. – С. 585–590.

Гуриков Олег Викторович, младший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gurikov_o@ntcees.ru

Зеленин Александр Сергеевич, старший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: zelenin@ntcees.ru

Штефка Йозеф, канд. техн. наук, старший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: stefka_j@ntcees.ru

УДК 621.314

Д. И. Близнюк, И. Б. Романов

Оценка достоверности определения характеристик нагрузки по данным векторных измерений

Корректная и актуальная оценка параметров моделей электрических нагрузок играет важную роль при расчете и анализе режимов электроэнергетической системы. Для их определения можно использовать данные измерений СМПП, полученные во время динамических возмущений в энергосистеме. Разработана методика вычисления параметров моделей нагрузок на основе измерений параметров электрического режима. Она может применяться для моделей различного вида и не предполагает априорных знаний о структуре нагрузки в узле. Корректность методики проверена с помощью испытаний на физической модели и расчетов в программном комплексе EUROSTAG. Применение методики позволяет получать более точные коэффициенты моделей нагрузок, чем типовые, используемые в расчетах в настоящее время.

Ключевые слова: нагрузка, характеристика нагрузки, система мониторинга переходных процессов, переходные процессы.

Введение

При расчете и анализе режимов электроэнергетической системы важную роль играет точность и актуальность используемых моделей ее элементов [1]. Одним из самых сложных для моделирования элементов являются электрические нагрузки. Сложность их моделирования объясняется многообразием типов нагрузок, отсутствием точной информации о подключенных к узлу электроприемниках, а также стохастичностью их поведения. При этом, обладая регулирующим эффектом как по напряжению, так и по частоте, нагрузки могут оказывать серьезное влияние на развитие аварийных ситуаций. Поэтому задача определения параметров характеристик нагрузок является важной для управления режимами электроэнергетической системы.

Существуют два основных подхода к определению характеристик нагрузки: активный и пассивный эксперимент. Активный эксперимент предполагает проведение системных испытаний, в ходе которых параметры электрического режима (напряжение, частота) изменяются принудительно. Пассивный эксперимент заключается в обработке измерений, полученных при незапланированных возмущениях в электроэнергетической системе, в результате которых происходили существенные изменения параметров электроэнергетического режима (напряжение, частота, активная и реактивная мощность).

Метод активного эксперимента связан с рисками, возникающими при проведении системных испытаний, поэтому редко применяется в ЕЭС России. Другой подход также пока не нашел применения из-за отсутствия методики обработки измерительных данных, которая не предполагала бы использование информации о типе подключенной нагрузки (нагрузка узла – комплексная, состоит из различных электроприемников), и постоянства одного из параметров режима (напряжения или частоты) при оценке зависимости мощности нагрузки от другого. Развитие вычислительной техники создает хорошие условия для возможности развития технологии пассивного эксперимента: данные, получаемые из широко внедряемой системы

СМПР, имеют достаточно высокую точность и частоту дискретизации.

Для оценки параметров моделей нагрузок по данным измерений используется ряд математических методов. Как правило, они заключаются в аппроксимации зашумленных данных измерений функциями, образующими выбранную модель нагрузки. В [2, 3] используется метод наименьших квадратов, традиционный и наиболее простой метод. При использовании сложных моделей нагрузки для корректной оценки их параметров предлагается использовать более сложные методы: в [4] используются нейронные сети, в [5, 6] – генетический алгоритм, в [7, 8] – многостадийные подходы. Алгоритмы, основанные на методах искусственного интеллекта [9, 10], позволяют не только определять параметры модели, но и ее структуру.

Целью данной работы стала разработка метода, позволяющего вычислить параметры моделей нагрузок по данным измерений СМПР, полученных во время возмущений в электроэнергетической системе. При этом не предполагается наличие информации о типах нагрузки. Также не требуется постоянство параметров электрического режима (как в традиционных активных экспериментах). Для проверки корректности предлагаемого подхода проведены эксперименты с данными, полученными как в результате математического моделирования, так и на физической модели энергосистемы АО «НТЦ ЕЭС».

Многопараметрическая модель

Задача определения параметров моделей нагрузок заключается в определении достоверной количественной взаимосвязи изменения активной (реактивной) мощности нагрузки с существенно влияющими на него другими параметрами режима (напряжение, частота) по их измерениям на конечном отрезке времени. Вид этих зависимостей описывается гладкими функциями в соответствии с предполагаемым характером этих зависимостей. Уравнение, описывающее функциональные связи зависимого параметра от остальных параметров, называется «многопараметрическая модель».

Многопараметрическая модель $y(x_1, x_2, \dots, x_n)$ является описанием случайного нестационарного процесса и в общем виде может быть представлена декомпозицией регулярной $F(x_1, x_2, \dots, x_n)$ составляющей (траектории) и нерегулярной (случайной) составляющей y_e :

$$y(x_1, x_2, \dots, x_n) = F(x_1, x_2, \dots, x_n) + y_e, \quad (1)$$

где x_1, x_2, \dots, x_n – независимые параметры.

Согласно теореме Колмогорова [11] любая непрерывная функция многих переменных может быть представлена в виде суперпозиции непрерывных функций одной переменной и сложения. Тогда регулярная составляющая может быть представлена в виде:

$$F(x_1(t_i), x_2(t_i), \dots, x_n(t_i)) = \sum_j^n F_j(x_j(t_i)), \quad (2)$$

где $F_j(x_j(t_i))$ – функция j -го независимого параметра; n – количество независимых параметров.

В свою очередь функция независимого параметра x_j может быть представлена

суммой элементарных (опорных) функций $f_l(x_j, H_{jl})$ этого же параметра, коэффициентами связи a_{jl} и параметрами этих опорных функций H_{jl} :

$$F_j(x_j) = \sum_{l=1}^k a_{jl} f_l(x_j, H_{jl}), \quad (3)$$

где k – количество опорных функций j -го независимого параметра.

Набор опорных функций определяется видом идентифицируемой модели.

С учетом (2) и (3) многопараметрическая модель может быть записана в виде:

$$F(x_1, x_2, \dots, x_n) = \sum_j^n \sum_{l=1}^k a_{jl} f_{jl}(x_j, H_{jl}). \quad (4)$$

Тогда для определения искомым коэффициентов a_{jl} необходимо минимизировать выражение:

$$\sum_{i=1}^n \left| Y(t_i) - \sum_{l=1}^{k_m} a_l f_l(x_j(t_i), H_l) \right|^2 \rightarrow \min, \quad (5)$$

где $Y(t_i)$ – измерения зависимого параметра в момент времени t_i ; k_m – количество опорных функций всех независимых параметров.

Решение этой задачи совпадает с решением системы уравнений:

$$Aa = \psi, \quad (6)$$

где A и ψ – матрицы, элементы которых могут быть найдены по выражениям:

$$A_{n,m} = \frac{1}{n_v} \sum_{i=1}^{n_v} f_n(x_i, H_n) f_m(x_i, H_m); \quad (7)$$

$$\psi_n = \frac{1}{n_v} \sum_{i=1}^{n_v} f_n(x_i, H_n) Y(x_i, H_n), \quad (8)$$

где a – вектор искомым коэффициентов; n_v – количество измерений в выборке.

Полученные в результате измерений исходные данные могут не удовлетворять условию сильной сходимости рассматриваемой системы уравнений. Для решения полученной системы уравнений необходимо использовать метод, устойчивый к плохо обусловленным системам уравнений, например, нерекуррентный алгоритм обучения из [12].

Определение параметров моделей нагрузок

Модели нагрузок

Наибольший интерес представляют собой те модели нагрузок, которые используются в программных комплексах расчета установившихся и переходных режимов. В данной работе используется экспоненциальная модель, применяемая, например, в программном комплексе EUROSTAG. Она имеет следующий вид:

$$P = P_0 \left(\frac{U}{U_0} \right)^\alpha \left(\frac{f}{f_0} \right)^\gamma; \quad (9)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{U}{U_0} \right)^\beta \left(\frac{f}{f_0} \right)^\delta, \quad (10)$$

где U – напряжение в узле нагрузки; f – частота в узле нагрузки; P – активная мощность нагрузки; Q – реактивная мощность нагрузки, с индексом «0» представлены базовые значения соответствующих параметров, α , β , γ , δ – искомые параметры модели.

Многопараметрическая модель может быть применена для нахождения параметров функций, которые можно представить в аддитивном виде. Экспоненциальная модель может быть преобразована к такому виду. Для этого необходимо прологарифмировать выражения (9) и (10):

$$\ln(P) = \ln(P_0) + \alpha \ln\left(\frac{U}{U_0}\right) + \gamma \ln\left(\frac{f}{f_0}\right); \quad (11)$$

$$\ln(Q) = \ln(Q_0) + \beta \ln\left(\frac{U}{U_0}\right) + \delta \ln\left(\frac{f}{f_0}\right). \quad (12)$$

Из полученных выражений искомые параметры α , β , γ , δ могут быть вычислены с помощью многопараметрической модели.

Следует подчеркнуть, что многопараметрическая модель – универсальный механизм идентификации параметров модели, поэтому возможно использование различных моделей нагрузок, например полиномиальной. Главное требование: функции, входящие в выбранную модель, должны быть преобразуемы к аддитивному виду.

Алгоритм определения параметров модели нагрузки

1. Получение исходных данных. В качестве исходных данных используются измерения напряжения, частоты, активной и реактивной мощности, полученные при достаточно быстрых изменениях параметров режима с помощью системы СМПП.

2. Выбор модели нагрузки. Выбор модели нагрузки производится в зависимости от решаемой задачи и используемого для ее решения программного обеспечения.

3. Преобразование модели к аддитивному виду. Для применения многопараметрической модели необходимо выполнить преобразование функций, составляющих модель нагрузки, к аддитивному виду.

4. Вычисление параметров модели. С помощью многопараметрической модели осуществляется вычисление искомых коэффициентов модели нагрузки.

5. Проверка точности аппроксимации. Вычисленные параметры модели можно считать корректными, только если модель аппроксимирует исходный процесс достаточно точно. Как количественную оценку корректности модели можно использовать среднеквадратичную ошибку модели.

Проверка методики

Данные измерений параметров электроэнергетического режима для проверки корректности предложенного подхода к определению характеристик различных типов нагрузки были получены в ходе серии экспериментов на физической модели АО «НТЦ ЕЭС». В качестве нагрузок использовались наиболее типичные для энергосистемы потребители: асинхронный двигатель, синхронный двигатель, резистивная нагрузка,

а также их различные сочетания. Измерения проводились с близкой к СМПР частотой дискретизации – 100 Гц. Проводились измерения напряжения, частоты, активной и реактивной мощности нагрузки.

Были проведены две серии экспериментов. В рамках первой серии опытов выполнялось медленное монотонное изменение напряжения и частоты на зажимах электроприемника, т. е. выполнялись действия, аналогичные проведению активного эксперимента. При этом в отличие от классической методики условие поддержания постоянства одного из независимых параметров не выполнялось. Эта серия позволяет проанализировать возможность применения методики на реальных энергообъектах при проведении активного эксперимента.

В качестве нагрузки подключены асинхронный двигатель и активное сопротивление. На рис. 1–2 представлены осциллограммы изменения частоты и напряжения в узле подключения исследуемой нагрузки, зарегистрированные при проведении опыта на физической модели. Путем обработки этих данных с помощью разработанного алгоритма вычислены значения коэффициентов модели нагрузки вида, пригодного для использования в ПВК EUROSTAG: $\alpha = 1,07$, $\gamma = 0,73$, $\beta = 1,06$, $\delta = 0,9$. На рис. 3 сопоставлены осциллограмма активной мощности нагрузки и ее аппроксимация. Видно, что качество аппроксимации, обеспеченное предложенным математическим алгоритмом, хорошее.

Следующим был выполнен расчет в программном комплексе EUROSTAG. В цифровой модели испытательной схемы ЭДМ была воспроизведена идентичная натурному эксперименту авария. Расчеты были выполнены для двух способов задания характеристики исследуемой нагрузки: с помощью типовых для данных

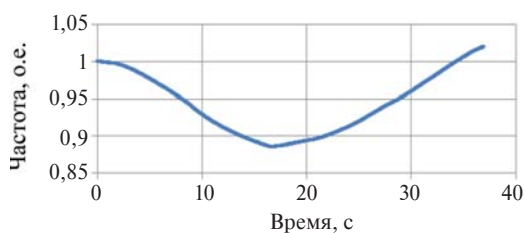


Рис. 1. Изменение частоты

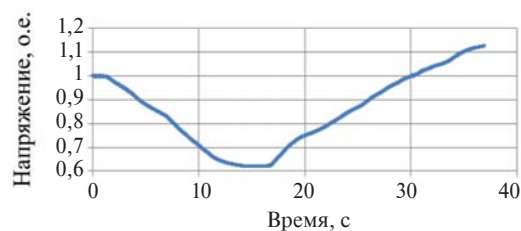


Рис. 2. Изменение напряжения

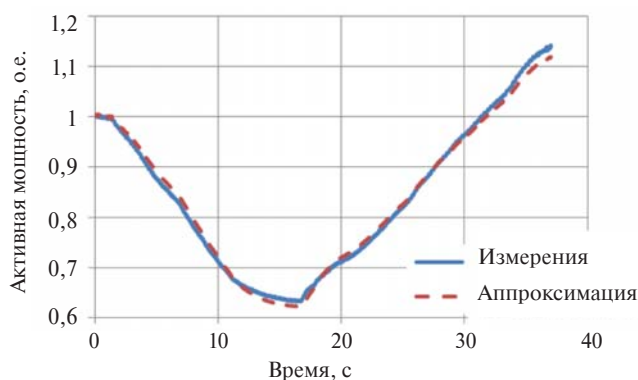


Рис. 3. Сопоставление результатов расчета и измерений (первая серия опытов)

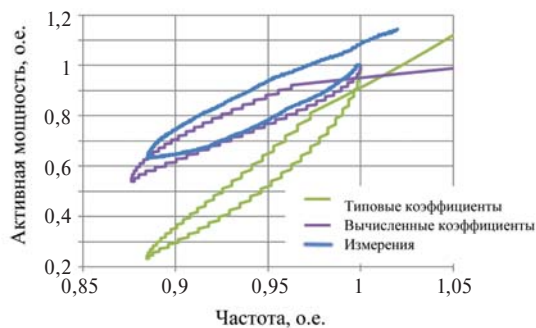


Рис. 4. Характеристика нагрузки по частоте

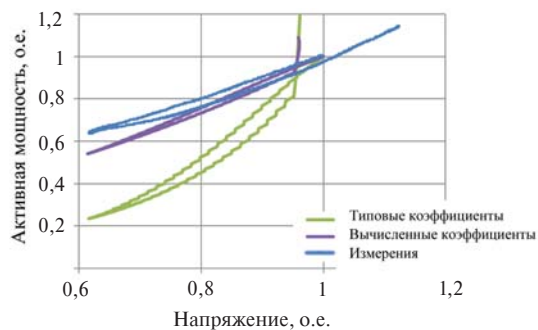


Рис. 5. Характеристика нагрузки по напряжению

электроприемников коэффициентов и с помощью вычисленных значений. На рис. 4 и 5 представлены полученные изменения активной мощности в координатах частоты и напряжения соответственно.

Из представленных рисунков видно, что при задании типовой характеристики полученный процесс сильнее отличается от экспериментальных измерений. Это свидетельствует о том, что полученная с использованием разработанной методики характеристика лучше описывает процесс и позволяет получить более корректный результат при расчетах.

Аналогичные эксперименты были проведены для других типов нагрузок, расчеты были выполнены как для активной, так и для реактивной мощности. В остальных случаях также были получены адекватные модели заданных комплексных нагрузок, которые лучше отражали их поведение, чем типовые характеристики нагрузок.

Вторая серия экспериментов заключалась в моделировании на физической модели аварийных возмущений, которые приводили к резкому изменению параметров электроэнергетического режима.

Тестовые возмущения были смоделированы путем подачи импульсов на приводной двигатель генератора, кроме того, воспроизводились короткие замыкания и отключения линий электропередачи, что приводило к возникновению электромеханического переходного процесса и быстрых периодических колебаний напряжения и частоты на шинах, к которым подключена нагрузка. Таким образом, вторая серия опытов позволила проанализировать возможность применения методики для пассивного эксперимента, когда она применяется при реальных возмущениях в энергосистеме.

На рис. 6–8 представлены результаты эксперимента из второй серии с аналогичной нагрузкой (асинхронный двигатель и активное сопротивление) для активной мощности (далее – эксперимент 2). В качестве возмущения использовался импульс, поданный на приводной двигатель одного из генераторов в сети. Вычисленные значения коэффициентов: $\alpha = 1,12$, $\gamma = 0,7$, $\beta = 1,06$, $\delta = 0,9$. Как видно из рис. 8, предложенный алгоритм обеспечивает хорошее качество аппроксимации измерений.

Из представленных экспериментов видно: как при медленных изменениях параметров, так и при быстрых, вызванных динамическим возмущением, используемая экспоненциальная модель достаточно точно аппроксимирует процесс. При этом вычисленные значения коэффициентов также оказались близки в обоих экспериментах. Таким образом, представленная методика может использоваться для обработки данных, полученных в результате проведения как пассивного, так и активного эксперимента.

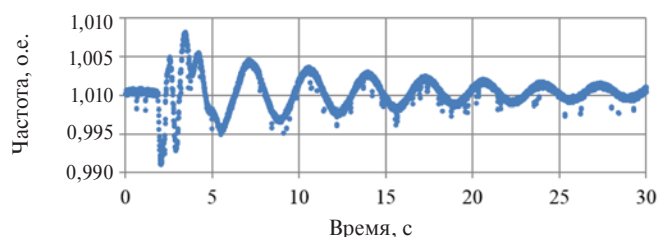


Рис. 6. Изменение частоты

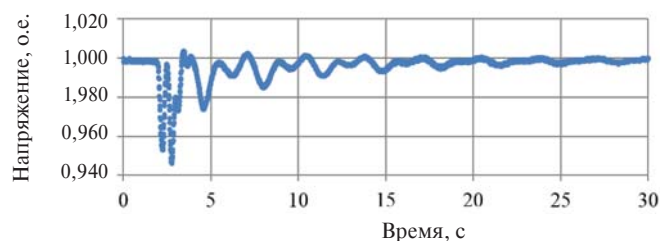


Рис. 7. Изменение напряжения

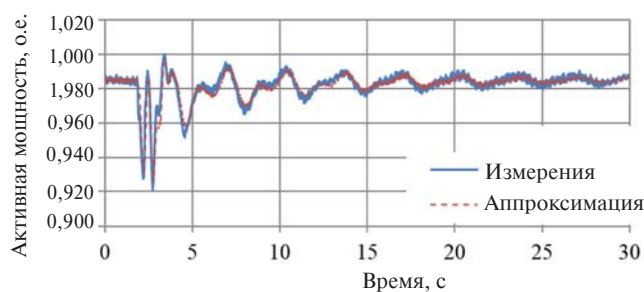


Рис. 8. Сопоставление результатов расчета и измерений (вторая серия опытов)

Выводы

Применение многопараметрической модели позволяет определять параметры моделей нагрузок по данным измерений параметров электроэнергетического режима. Предложенная методика позволяет определять параметры моделей нагрузки по данным измерений, полученных с регистраторов векторных измерений при аварийных возмущениях в энергосистеме. При этом обеспечение постоянства какого-либо независимого параметра, как в рамках традиционного подхода, не требуется. Методика может применяться для определения параметров различных видов моделей нагрузок, и имеет лишь одно требование: они должны быть представимы в аддитивном виде.

Для проверки корректности методики проведены расчеты коэффициентов моделей нагрузок для экспоненциальной модели, применяемой в программном комплексе EUROSTAG. Сопоставление данных экспериментов на физической модели и результатов моделирования в EUROSTAG показало, что получаемые с помощью разработанной методики параметры моделей нагрузок являются более точными, чем используемые в настоящее время в расчетах справочные параметры.

Дальнейшее развитие и применение методики позволит повысить качество моделирования энергосистемы в переходных режимах. Метод может применяться в режиме реального времени, актуализируя коэффициенты моделей нагрузок после каждого возмущения в энергосистеме по измерениям СМПР.

Список литературы

1. Бердин А. С., Романов И. Б., Близнюк Д. И. Определение результирующих характеристик нагрузки энергорайонов для выполнения расчетов электромеханических переходных процессов // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2016. – №1 (74). – С. 35 – 41.
2. Liu Q., Chen Y., Duan D. The load modeling and parameters identification for voltage stability analysis // Power System Technology, 2002. Proceedings. PowerCon. 2002. International Conference on, 2002. Vol. 4. P. 2030–2033.
3. Hiskens I. A. Nonlinear dynamic model evaluation from disturbance measurements // Power Systems, IEEE Transactions. 2001. Vol. 16, № 4. P. 702–710.
4. Knyazkin V., Cañizares C. A., Söder L. H., On the parameter estimation and modeling of aggregate power system loads // Power Systems, IEEE Transactions. 2004. Vol. 19, № 2. P. 1023–1031.
5. Ju P., Handschin E., Karlsson D. Nonlinear dynamic load modelling: model and parameter estimation // Power Systems, IEEE Transactions on. 1996. Vol. 11, № 4. P. 1689–1697.
6. J. Ma, R. He, Z. Dong, D. J. Hill. Measurement-based load modeling using genetic algorithms // in Evolutionary Computation. 2007. CEC 2007. IEEE Congress. 2007. P. 2909–2916.
7. Jazayeri P., Rosehart W., Westwick D. T. A multistage algorithm for identification of nonlinear aggregate power system loads // Power Systems, IEEE Transactions. 2007. Vol. 22, № 3. P. 1072–1079.
8. Rosehart W., Westwick D., Jazayeri P., Aguado J., Martin S. Separable identification of nonlinear aggregate power system loads // Electric Power Systems Research. 2009. Vol. 79, № 2. P. 346–354.
9. Hiyama T., Tokieda M., Hubbi W., Andou N. Artificial neural network based dynamic load modeling // Power Systems, IEEE Transactions. 1997. Vol. 12, № 4. P. 1576–1583.
10. Miranian A., Rouzbehi K. Nonlinear power system load identification using local model networks // Power Systems, IEEE Transactions. 2013. Vol. 28, № 3. P. 2872–2881.
11. Kolmogorov A. N. On representation of multivariable continuous functions as superposition of single-variable continuous functions and summation // AN USSR Proceedings. 1957. Vol. 114. P. 953–956.
12. Фомин В. Н. Математическая теория обучаемых опознающих систем. – Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1976. – 236 с.

Близнюк Дмитрий Игоревич, аспирант УрФУ, инженер отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: bliznyuk@nipt-ems.ru

Романов Илья Борисович, младший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: romanov_ib@ntcees.ru

УДК 621.314

Д. А. Акимов, О. Я. Гладышев, П. С. Борисов

Усовершенствование методики выбора мест установки и углов регулирования фазоповоротных трансформаторов

Рассмотрено усовершенствование методики выбора мест установки и углов фазоповоротных трансформаторов в электрических сетях. Для тестовой 57-узловой схемы IEEE с использованием билинейной теоремы получены зависимости напряжения в узлах и потерь активной мощности в схеме от варьируемых параметров, определены оптимальные углы сдвига. Также рассмотрена методика выбора настроек нескольких фазоповоротных трансформаторов, расположенных в одном кластере.

Ключевые слова: объединенная энергосистема, фазоповоротный трансформатор, билинейная теорема, оптимальное положение, оптимальный угол сдвига.

В предыдущей статье [1] рассматривалась методика выбора мест установки и углов регулирования фазоповоротных трансформаторов в электрических сетях. В данной работе рассмотрено усовершенствование этой методики путем учета сопротивления фазоповоротного трансформатора, вывода зависимости параметров установившегося режима от вещественного и мнимого коэффициентов трансформации, а также предложена методика выбора настроек нескольких фазоповоротных трансформаторов, расположенных в одном кластере. Отметим, что вопрос учета зависимости сопротивления фазоповоротного трансформатора от его угла (отпайки) подробно рассмотрен в [2].

Оценим влияние, которое оказывает сопротивление фазоповоротного трансформатора на параметры установившегося режима электрической сети. Как известно [3], в ходе расчета установившегося режима электроэнергетической системы решается следующая система уравнений по методу узловых напряжений:

$$\mathbf{Y}\dot{\mathbf{U}} = \dot{\mathbf{J}};$$

$$\dot{\mathbf{S}} = \dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{D}}\mathbf{J}^{\wedge};$$

$$\dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{D}} = (\dot{\mathbf{U}}),$$

где \mathbf{Y} – матрица узловых проводимостей; $\dot{\mathbf{U}}$ – вектор-столбец узловых напряжений; $\dot{\mathbf{J}}$ – вектор-столбец токов источников тока (\mathbf{J}^{\wedge} – он же сопряженный); $\dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{D}}$ – диагональная матрица напряжений.

При задании генераторов и нагрузок постоянными по амплитуде и фазе источниками тока требуется решить линейную систему уравнений: $\mathbf{Y}\dot{\mathbf{U}} = \dot{\mathbf{J}}$.

При установке фазоповоротного трансформатора в одну из ветвей расчетной схемы матрица \mathbf{Y} будет выглядеть следующим образом:

$$\mathbf{Y} = \begin{bmatrix} Y_{11} & -Y_{21} & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ -Y_{12} & Y_{22} & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & +\frac{Y_T}{|k_{kj}|^2} & \dots & -\frac{Y_T}{k_{kj}} & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & -\frac{Y_T}{k_{kj}} & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix}.$$

Согласно методу Крамера решением системы уравнений $\mathbf{YU} = \mathbf{J}$ будет являться выражение:

$$U_i = \frac{\det(\mathbf{Y}_i)}{\det(\mathbf{Y})},$$

где \mathbf{Y}_i – матрица, полученная заменой i -го столбца матрицы \mathbf{Y} вектор-столбцом правых частей \mathbf{J} .

Раскрывая данное выражение, можно получить ту же зависимость значений напряжений в узлах расчетной схемы от мнимого коэффициента трансформации, что и без учета зависимости сопротивления ФПТ, но с другими постоянными B_0, B_1, B_2, C [4]:

$$\dot{U}_i = \frac{B_{0,i} + B_{1,i} \cdot \kappa_p^{\text{Im}} + B_{2,i} \cdot (\kappa_p^{\text{im}})^2}{1 + C^p \cdot (\kappa_p^{\text{im}})^2}.$$

Неизвестные постоянные B_0, B_1, B_2, C в данном выражении могут быть получены, как и ранее, в результате расчета четырех установившихся режимов с различными значениями мнимых коэффициентов трансформации и при внесенном в расчетную схему сопротивлению ФПТ и решении линейной системы уравнений с четырьмя неизвестными. И далее, зная напряжения в узлах и сопротивления ветвей, можно найти токи и потери активной мощности в расчетной схеме.

На практике сопротивление ФПТ зачастую в значительной мере зависит от значения мнимого коэффициента трансформации. Так, в [5] предлагается следующая возможная аппроксимация для данной зависимости:

$$X_{\text{ФПТ}}(\delta) = X_{\text{ФПТ}}(0) + \beta \cdot \delta^2,$$

где $X_{\text{ФПТ}}(0)$ – индуктивное сопротивление ФПТ при нулевом угле сдвига векторов напряжений; β – константа.

Учитывая, что $\kappa^{\text{im}} = \sin(\delta)$, можно записать:

$$X_{\text{ФПТ}}(\delta) = X_{\text{ФПТ}}(0) + \beta \cdot \arcsin^2(\kappa^{\text{im}}).$$

Тогда матрица узловых проводимостей \mathbf{Y} примет следующий вид:

$$\mathbf{Y} = \begin{bmatrix}
 Y_{11} & -Y_{21} & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\
 -Y_{12} & Y_{22} & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\
 \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\
 \dots & \dots & \dots & + \frac{Y_T + \beta \cdot \arcsin^2(\kappa^{im})}{|\dot{k}_{kj}|^2} & \dots & \dots & \dots & \dots & - \frac{Y_T + \beta \cdot \arcsin^2(\kappa^{im})}{\dot{k}_{kj}} & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\
 \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\
 \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\
 \dots & \dots & \dots & - \frac{Y_T + \beta \cdot \arcsin^2(\kappa^{im})}{\dot{k}_{kj}} & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\
 \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\
 \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & Y_{mn}
 \end{bmatrix}$$

В этом случае напряжения в узлах будут определяться следующим образом:

$$\dot{U}_i = \frac{B_{0,i} + B_{1,i}^p \cdot \kappa_p^{im} + B_{2,i}^p \cdot (\kappa_p^{im})^2 + B_{3,i}^p \cdot \kappa_p^{im} \cdot \arcsin^2(\kappa_p^{im}) + B_{4,i}^p \cdot (\kappa_p^{im})^2 \cdot \arcsin^2(\kappa_p^{im})}{1 + C_{1,i}^p \cdot \kappa_p^{im} + C_{2,i}^p \cdot (\kappa_p^{im})^2 + C_{3,i}^p \cdot \kappa_p^{im} \cdot \arcsin^2(\kappa_p^{im}) + C_{4,i}^p \cdot (\kappa_p^{im})^2 \cdot \arcsin^2(\kappa_p^{im})}.$$

Для нахождения восьми неизвестных констант нужно провести расчет восьми установившихся режимов энергосистемы с различными значениями мнимого коэффициента трансформации и решить линейную систему уравнений относительно этих констант. Далее, зная напряжения, можно определить зависимость прочих параметров установившегося режима от мнимого коэффициента трансформации — токов в ветвях, потерь активной мощности в схеме.

Покажем на примере ФПТ, устанавливаемого в ветвь № 2–3 тестовой 57-узловой схемы IEEE [6], насколько будут отличаться оптимальные настройки ФПТ по критерию минимума потерь активной мощности в схеме без учета сопротивления ФПТ (получено ранее), при учете сопротивления ФПТ и при учете изменения его сопротивления при варьировании значений мнимого коэффициента трансформации.

Примем индуктивное сопротивление ФПТ 110/110 кВ, устанавливаемого в ветвь № 2–3 расчетной 57-узловой схемы IEEE, равным 15 Ом. При варьировании значений мнимого коэффициента трансформации κ^{im} будем считать, что сопротивление ФПТ изменяется в соответствии с указанной зависимостью ($X_{\text{ФПТ}}(\delta) = X_{\text{ФПТ}}(0) + \beta \cdot \delta^2$) от 15 Ом (при $\kappa^{im} = 0$) до 23 Ом (при $\kappa^{im} = +0,3$). В таком случае константа β окажется равной 0,0262 Ом / (градус)².

Произведя определения констант в расчетных формулах для узловых напряжений по схеме, указанной ранее, и далее находя зависимость потерь активной мощности от мнимого коэффициента трансформации, можно построить следующий график (рис. 1).

В данном случае учет сопротивления ФПТ приводит к тому, что оптимальным значением мнимого коэффициента трансформации с точки зрения потерь активной мощности становится значение $-0,014$ (по сравнению с $-0,069$ без учета сопротивления ФПТ). И поскольку в данном случае оптимальное значение κ^{im} близко к нулю, то учет изменения сопротивления ФПТ при варьировании κ^{im} не оказывает влия-

где kj – ветвь, в которой установлен фазопоротный трансформатор с возможностью изменения как мнимого, так и вещественного коэффициента трансформации.

Используя, как и ранее, метод Крамера для решения матричного уравнения $\mathbf{YU} = \mathbf{J}$, можно получить следующее выражение для значений напряжений узлов расчетной схемы:

$$\begin{aligned} \dot{U}_i &= \frac{\det(Y_i)}{\det(Y)} = \frac{B'_{0,i} + \frac{B'_{1,i}}{|k_{kj}|^2} + \frac{B'_{2,i}}{k_{kj}} + \frac{B'_{3,i}}{\bar{k}_{kj}}}{C'_{0,i} + \frac{C'_{1,i}}{|k_{kj}|^2} + \frac{C'_{2,i}}{k_{kj}} + \frac{C'_{3,i}}{\bar{k}_{kj}}} = \\ &= \frac{B_{0,i} + B_{1,i} \cdot k_{kj}^{\text{Re}} + B_{2,i} \cdot k_{kj}^{\text{Im}} + B_{3,i} \cdot (k_{kj}^{\text{Re}})^2 + B_{4,i} \cdot (k_{kj}^{\text{Im}})^2}{1 + C_{1,i} \cdot k_{kj}^{\text{Re}} + C_{2,i} \cdot k_{kj}^{\text{Im}} + C_{3,i} \cdot (k_{kj}^{\text{Re}})^2 + C_{4,i} \cdot (k_{kj}^{\text{Im}})^2}, \end{aligned}$$

где k_{kj}^{Re} – вещественная часть коэффициента трансформации трансформатора, установленного в ветви kj ; k_{kj}^{Im} – мнимая часть коэффициента трансформации; $B_{0,i}$, $B_{1,i}$, $B_{2,i}$, $B_{3,i}$, $B_{4,i}$, $C_{1,i}$, $C_{2,i}$, $C_{3,i}$, $C_{4,i}$ – константы.

Данные константы могут быть найдены из расчета девяти установившихся режимов. Определим их для ветви № 13–49 расчетной 57-узловой схемы IEEE, содержащей трансформатор, и далее получим зависимость уровня потерь активной мощности в схеме от вещественного и мнимого коэффициентов трансформации из известного выражения:

$$\Delta P = I_p^2 \cdot R_p = \left(\frac{\dot{U}_m - \dot{U}_n}{\sqrt{3} \cdot \dot{Z}_p} \right)^2 \cdot R_p.$$

Полученная итоговая зависимость приведена на рис. 2.

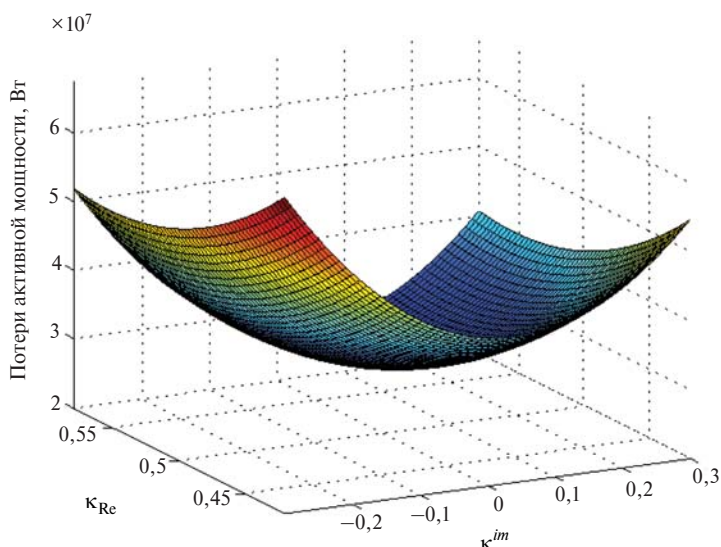


Рис. 2. Зависимость потерь активной мощности в схеме от вещественного и мнимого коэффициентов трансформации трансформатора, установленного в ветви № 13–49 тестовой 57-узловой схемы IEEE

Видно: чем ниже вещественный коэффициент трансформации, тем выше значение потерь активной мощности (что связано с пониженным уровнем напряжения в узлах расчетной схемы). Минимум потерь активной мощности ($\Delta P = 28,00$ МВт) достигается при вещественном коэффициенте трансформации, равном 0,58, и мнимом, равном 0,04.

Таким образом, с помощью полученного выражения можно анализировать зависимость параметров схемы от вещественного и мнимого коэффициентов трансформации одновременно.

Если фазоповоротные трансформаторы находятся в одном кластере [1], изменение их мнимых коэффициентов трансформации будет оказывать влияние на потоки активной мощности, текущие по ветвям этого кластера. Для анализа зависимости параметров расчетной схемы от мнимых коэффициентов трансформации нескольких фазоповоротных трансформаторов, как и ранее, запишем матрицу узловых проводимостей \mathbf{Y} :

$$\mathbf{Y} = \begin{bmatrix} Y_{11} & -Y_{21} & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ -Y_{12} & Y_{22} & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & +\frac{Y_{kj}}{|k_{kj}|^2} & \dots & -\frac{Y_{kj}}{k_{kj}} & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots +\frac{Y_{lm}}{|k_{lm}|^2} & \dots & -\frac{Y_{lm}}{k_{lm}} & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & -\frac{Y_{kj}}{k_{kj}} & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots -\frac{Y_{lm}}{k_{lm}} & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix},$$

где kj и lm — ветви, в которых установлены фазоповоротные трансформаторы.

Решая уравнение $\mathbf{YU} = \mathbf{J}$, получим следующее выражение для значений напряжений узлов расчетной схемы:

$$\begin{aligned} \dot{U}_i &= \frac{\det(Y_i)}{\det(Y)} = \\ &= \frac{B'_{0,i} + \frac{B'_{1,i}}{(k_{kj}^{im})^2} + \frac{B'_{2,i}}{k_{kj}^{im}} + \frac{B'_{3,i}}{(k_{lm}^{im})^2} + \frac{B'_{4,i}}{k_{lm}^{im}} + \frac{B'_{5,i}}{(k_{kj}^{im})^2 \cdot (k_{lm}^{im})^2} + \frac{B'_{6,i}}{(k_{kj}^{im})^2 \cdot k_{lm}^{im}} + \frac{B'_{7,i}}{k_{kj}^{im} \cdot (k_{lm}^{im})^2}}{C'_{0,i} + \frac{C'_{1,i}}{(k_{kj}^{im})^2} + \frac{C'_{2,i}}{k_{kj}^{im}} + \frac{C'_{3,i}}{(k_{lm}^{im})^2} + \frac{C'_{4,i}}{k_{lm}^{im}} + \frac{C'_{5,i}}{(k_{kj}^{im})^2 \cdot (k_{lm}^{im})^2} + \frac{C'_{6,i}}{(k_{kj}^{im})^2 \cdot k_{lm}^{im}} + \frac{C'_{7,i}}{k_{kj}^{im} \cdot (k_{lm}^{im})^2}} \\ &= \frac{B_{0,i} + B_{1,i} \cdot (k_{kj}^{im})^2 + B_{2,i} \cdot k_{kj}^{im} + B_{3,i} \cdot (k_{lm}^{im})^2 + B_{4,i} \cdot k_{lm}^{im} + B_{5,i} \cdot (k_{kj}^{im})^2 \cdot (k_{lm}^{im})^2 + B_{6,i} \cdot (k_{kj}^{im})^2 \cdot k_{lm}^{im} + B_{7,i} \cdot k_{kj}^{im} \cdot (k_{lm}^{im})^2}{1 + C_{1,i} \cdot (k_{kj}^{im})^2 + C_{2,i} \cdot k_{kj}^{im} + C_{3,i} \cdot (k_{lm}^{im})^2 + C_{4,i} \cdot k_{lm}^{im} + C_{5,i} \cdot (k_{kj}^{im})^2 \cdot (k_{lm}^{im})^2 + C_{6,i} \cdot (k_{kj}^{im})^2 \cdot k_{lm}^{im} + C_{7,i} \cdot k_{kj}^{im} \cdot (k_{lm}^{im})^2}, \end{aligned}$$

Данные константы могут быть найдены из расчета 15 установившихся режимов. Определим их для ветвей № 23–24 и № 27–28 расчетной 57-узловой схемы IEEE и получим зависимость потерь активной мощности (рис. 3) в схеме от мнимых коэффициентов трансформации фазоповоротных трансформаторов, установленных в этих ветвях.

Как видно из рис. 3, зависимость потерь активной мощности в схеме от мнимых коэффициентов трансформации двух фазоповоротных трансформаторов носит несколько иной характер, чем ее зависимость от вещественного и мнимого коэффициентов трансформации одного фазоповоротного трансформатора. Полученные выражения и графики зависимостей могут быть использованы для выбора настроек ФПТ.

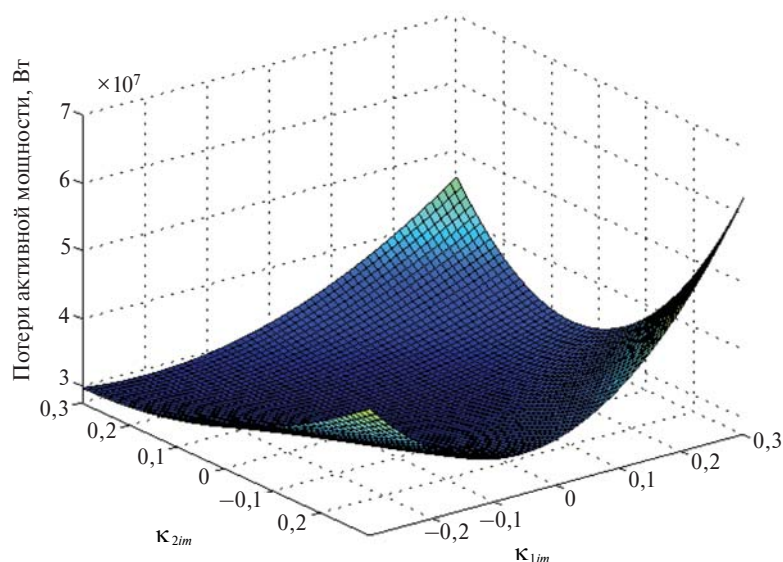


Рис. 3. Зависимость потерь активной мощности в схеме от мнимых коэффициентов трансформации фазоповоротных трансформаторов, установленных в ветви № 23–24 (K_{1im}) и № 27–28 (K_{2im}) тестовой 57узловой схемы IEEE

Также стоит отметить, что для получения данной зависимости потребовался расчет 15 установившихся режимов. В предположении, что каждый ФПТ имеет 17 отпаек, для получения такой же зависимости путем полного перебора всех возможных положений отпаек фазоповоротных трансформаторов потребовался бы расчет 289 установившихся режимов.

Заключение

В работе предложено усовершенствование рассмотренной ранее [1] методики выбора мест установки и углов фазоповоротных трансформаторов путем учета в ней сопротивления фазоповоротного трансформатора, его изменения при изменении мнимого коэффициента трансформации, а также приведен вывод зависимостей параметров установившегося режима от вещественного и мнимого коэффициентов трансформации. Показано, что учет сопротивления фазоповоротного трансформатора и его изменения может приводить к уточнению его оптимальных настроек.

Получены удобные выражения для зависимости параметров электрической сети от мнимых коэффициентов трансформации для фазоповоротных трансформаторов, расположенных в одном кластере. Данные выражения позволяют выбрать их оптимальные настройки (например, с точки зрения минимума потерь активной мощности).

Список литературы

1. Акимов Д. А., Коровкин Н. В., Одинцов М. В., Фролов О. В. Методика выбора мест установки и параметров фазоповоротных трансформаторов в электрических сетях // Известия НТЦ ЕЭС. – 2016. – № 1. – С. 6–19.
2. Евдокунин Г. А., Николаев Р. Н., Искаков А. К., Оспанов Б. К., Утегулов Н. И. Фазоповоротный трансформатор впервые в СНГ применен в Казахстане // Новости электротехники. – 2008. – № 6(48). – С. 38–41.
3. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
4. Беляев Н. А., Коровкин Н. В., Чудный В. С. Математическое описание управляемых сетевых устройств на режим электроэнергетических систем // Электричество. – 2014. – № 24. – С. 1824.
5. Verboomen, J., Van Hertem, Schavemaker P., Kling W., Belmans R. The influence of phase shifting transformers on transient stability // UPEC conference, Cork, Ireland. 2005. P. 5.
6. Отдел энергетики Института социально-экономических и энергетических проблем Севера: официальный сайт. http://www.energy.komisc.ru/dev/test_cases.

Акимов Дмитрий Андреевич, старший инженер отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: akimov_d@ntcees.ru

Гладышев Олег Ярославович, старший инженер отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gladyshev@ntcees.ru

Борисов Павел Станиславович, старший инженер отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: borisov@ntcees.ru

Оценка демпферных свойств энергоблока с использованием экспериментальных данных

В настоящее время в задачах противоаварийного управления электроэнергетическими системами чаще всего применяются сложные математические модели энергоблоков с большим количеством параметров, определение значений которых является непростой задачей. Внедрение современных измерительных комплексов, позволяющих получать параметры электрического режима в ходе электромеханических переходных процессов, позволяет перейти к использованию упрощенных моделей энергоблоков, параметры которых вычисляются по данным реальных измерений. В частности, возможна обобщенная оценка демпфирующих свойств энергоблока. Предлагаемый подход основан на вычислении удельной демпферной мощности синхронного генератора путем аппроксимации измеренных параметров при динамическом возмущении. Эта величина позволяет оценить способность энергоблока к демпфированию возникающих синхронных колебаний. Проверка методики была осуществлена в среде MATLAB Simulink и на физической электродинамической модели АО «НТЦ ЕЭС». Полученные результаты могут быть использованы в системах противоаварийного управления электроэнергетическими системами и в широком круге задач расчета и анализа динамических переходных процессов.

Ключевые слова: демпферная мощность, синхронизирующая мощность, адаптивная модель, упрощенная модель синхронной машины, синхронизированные векторные измерения.

Введение

Корректное моделирование демпфирующих свойств энергоблоков играет большую роль в задачах противоаварийного управления электроэнергетическими системами (ЭЭС). Возникающие после динамического синхронные колебания могут быть продолжительными и могут увеличивать свою амплитуду при неправильной настройке противоаварийной автоматики ЭЭС. Ее правильная настройка, напротив, позволяет быстро демпфировать возникающие колебания, что сохраняет устойчивость работы системы.

Задачу правильной настройки противоаварийной автоматики затрудняет сложность и многофакторность процесса демпфирования [1–3]. На демпфирование влияет конструкция синхронной машины (СМ), настройки АРВ, схемно-режимная ситуация, электрические нагрузки, регуляторы скорости турбины и другие факторы. В результате возникают два подхода к моделированию демпферных свойств СМ.

Первый подход предполагает использование полных моделей СМ и взаимодействующего с ними оборудования (паровых турбин с их регуляторами скорости, систем возбуждения и АРВ). Такая модель имеет большое количество параметров, определение каждого из которых является отдельной непростой задачей.

Второй подход предполагает использование обобщенного коэффициента демпфирования, вводимого в уравнение движения как коэффициент перед скольжением СМ. Предполагается, что этот коэффициент является некоторой агрегированной оценкой демпферных свойств СМ различной природы. Данный подход позволяет существенно упростить задачу анализа демпфирования синхронных колебаний. Несмотря на проведенные исследования [1], основной проблемой является отсутствие универсального метода определения такого коэффициента [2].

Современные измерительные системы, устанавливаемые в ЭЭС, позволяют выполнять измерения мгновенных параметров электрического режима во время электромеханических переходных процессов [4], что открывает новые возможности анализа динамических свойств элементов ЭЭС. Ранее проведены исследования по определению инерции энергоблоков на основе измерений во время динамических возмущений в энергосистеме [5]. Возможность решения этой задачи доказана на данных математического и физического моделирования, а также на реальных данных из архивов системы мониторинга переходных режимов (СМНР) ЕЭС России.

В статье приведены основные результаты исследований возможности оценки демпфирующих свойств энергоблока на основе измерений во время реальных возмущений в ЭЭС, а также выявления существенных факторов, влияющих на эти свойства. Исследования проведены с использованием данных математического моделирования в среде MATLAB Simulink и экспериментов на электродинамической модели (ЭДМ) АО «НТЦ ЕЭС».

1. Теоретическая часть

Метод анализа демпфирующих свойств энергоблока основан на выделении составляющих электромагнитной мощности генератора, соответствующих характерным моментам, действующим на вал ротора СМ. Электромагнитный момент M_{ϑ} , связанный с электромагнитными силами машины, осуществляющий в нормальном режиме тормозящее действие на ротор, включает в себя три составляющие:

$$M_{\vartheta} = M_0 + M_c + M_d, \quad (1)$$

где M_0 – составляющая электромагнитного момента, соответствующая значению угла нагрузки СМ, вокруг которого происходят колебания (теоретически равна моменту турбины с обратным знаком); M_c – синхронизирующий момент; M_d – демпферный момент.

Синхронизирующий момент препятствует отклонению угла нагрузки СМ от его устойчивого положения (соответствующего точке баланса между мощностью турбины и мощностью СМ на угловой характеристике). Ему соответствует синхронизирующая мощность, которая может быть определена по формуле [6]:

$$P_c = p_c \Delta\theta, \quad (2)$$

где p_c – удельная синхронизирующая мощность (коэффициент синхронизирующей мощности); $\Delta\theta$ – отклонение угла нагрузки СМ от его устойчивого положения.

Демпферный (асинхронный, успокоительный) момент возникает при отклонении частоты вращения ротора от частоты вращающегося поля статора (частоты сети) и связан с электромагнитными процессами в замкнутых контурах ротора. Этот момент главным образом зависит [1–3]: от конструкции СМ (наличие и параметры замкнутых контуров на роторе, в том числе демпферной обмотки); связи СМ с системой; частоты колебаний; настроек АРВ; исходного режима, вокруг которого происходят колебания и др. Соответствующая демпферному моменту мощность может быть определена согласно выражению:

$$P_d = p_d s, \quad (3)$$

где p_d – демпферный коэффициент; s – скольжение СМ.

Проведенные исследования показали, что демпферный коэффициент не является постоянной величиной [7], поэтому предлагается величину p_d называть удельной демпферной мощностью, по аналогии с удельной синхронизирующей мощностью.

Формула (1) может быть переписана в мощностях, тогда с учетом (2) и (3) может быть получено выражение:

$$P_3 = P_0 + p_c \Delta\theta + p_d s, \quad (4)$$

где P_3 – электромагнитная мощность СМ; P_0 – составляющая электромагнитной мощности, соответствующая значению угла нагрузки СМ, вокруг которого происходят колебания.

В выражении (4) искомыми являются параметры p_c и p_d ; P_3 измеряется (например, регистратором СМПР); P_0 может быть вычислена по уравнению движения [5] или представлена постоянной величиной, равной активной мощности СМ перед возмущением; $\Delta\theta$ может быть получено с помощью прямых измерений угла ротора, измерений тока возбуждения и параметров режима СМ или только параметров режима СМ [8].

Вычисление искомых удельных мощностей выполняется с помощью аппроксимации измерений уравнением (4) на окнах скользящим образом. Результатом вычисления окажутся зависимости удельной синхронизирующей и демпферной мощностей от времени, что позволяет анализировать процесс с учетом изменения параметров во время этого процесса, в отличие от разработанной ранее методики [9], где вычислялись усредненные во времени величины.

2. Апробация на математической модели

Апробация метода проводилась [10] путем математического моделирования в среде MATLAB Simulink. Целью экспериментов является проверка работоспособности метода, корректности используемой модели и анализ влияния факторов, от которых зависят демпфирующие свойства СМ, на значения удельных мощностей.

Вычислительные эксперименты проведены на синхронном генераторе, подключенном к системе через трансформатор и ЛЭП. Генератор моделируется классической моделью, включающей в себя уравнение движения и уравнения переходных процессов в обмотках ротора. Моделируются также турбина, система возбуждения и АРВ различных типов. В качестве возмущения используется трехфазное короткое замыкание в сети. Частота дискретизации измерений равна 50 Гц, что соответствует частоте дискретизации измерений СМПР.

2.1. Влияние АРВ на значения параметров

В ходе первого эксперимента был выполнен анализ влияния АРВ на демпфирование колебаний активной мощности. Исследовались следующие типы АРВ:

- АРВ пропорционального действия (АРВ ПД);
- АРВ сильного действия с «хорошими» настройками – стабилизирующий сигнал совпадает по фазе с отклонениями скорости ротора от синхронной (АРВ СД 1);
- АРВ сильного действия с «посредственными» настройками – стабилизирующий сигнал отстает по фазе от отклонений скорости ротора от синхронной примерно на 45° (АРВ СД 2);

- АРВ сильного действия с «плохими» настройками – стабилизирующий сигнал находится в противофазе с отклонениями скорости ротора от синхронной (АРВ СД 3).

Результаты эксперимента представлены на рис. 1. Видно, что при использовании правильно настроенного АРВ СД и синхронизирующая, и демпферная удельные мощности имеют бóльшие значения, чем в других опытах. При «посредственных» и «плохих» настройках АРВ СД удельная демпферная мощность принимает близкие к нулю и отрицательные значения. Настройки АРВ существенно влияют на оба исследуемых параметра. При этом выражение (4) позволяет достаточно корректно восстановить процесс.

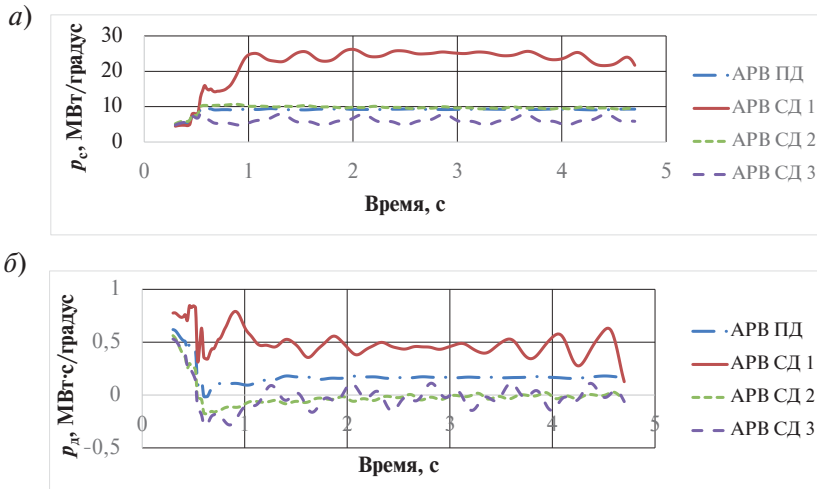


Рис. 1. Влияние АРВ на значения параметров:

a – удельная синхронизирующая мощность, *б* – удельная демпфирующая мощность

На рис. 2 представлены графики изменения составляющих активной мощности генератора, а также ее значения, вычисленные по модели для АРВ ПД. Из рис. 1, видно, что графики измеренной мощности и вычисленной по модели очень близки друг к другу (среднеквадратическая ошибка модели составляет 0,004 о.е.). Следовательно, метод получения удельных синхронизирующей и демпферной мощностей корректен.

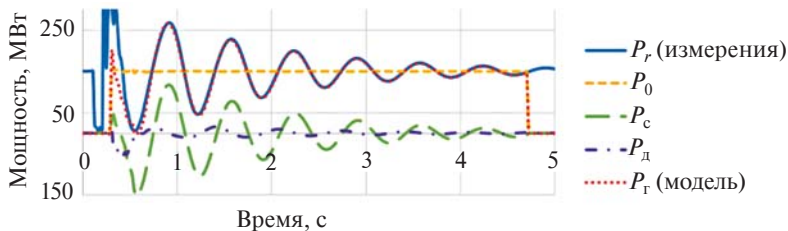


Рис. 2. Результаты определения составляющих активной мощности генератора по данным математического моделирования

2.2. Влияние нагрузки генератора на значения параметров

Во втором эксперименте исследовалось влияние нагрузки генератора на значения вычисляемых параметров. Исследовался генератор с АРВ ПД при нагрузке 25, 50, 75 и 100 % от номинальной мощности.

На рис. 3 представлены результаты эксперимента. При увеличении нагрузки генератора увеличивается удельная синхронизирующая мощность и уменьшается удельная демпферная мощность. При этом с ростом нагрузки увеличивается длительность синхронных колебаний (ухудшается их демпфирование) и увеличивается их частота, что происходит из-за уменьшения удельной демпферной и увеличения удельной синхронизирующей мощности. Следовательно, оба параметра зависят от нагрузки СМ.

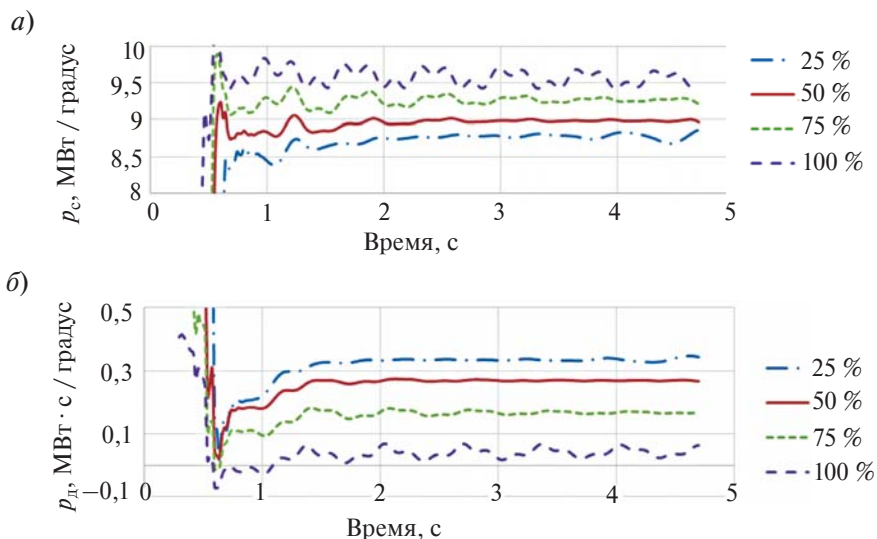


Рис. 3. Влияние нагрузки генератора на значения параметров: *a* – удельная синхронизирующая мощность; *b* – удельная демпферная мощность

2.3. Влияние параметров синхронной машины

В рамках данного эксперимента исследовалось влияние значений x_d'' и x_q'' на удельные синхронизирующую и демпферные мощности. На x_d'' и x_q'' влияет в наибольшей степени конструкция демпферной обмотки СМ. Проведены эксперименты со значениями $x_d'' = x_q'' = 0,2; 0,3; 0,4; 0,5$ о.е. Исследовалась СМ с АРВ ПД.

Как видно из результатов эксперимента (рис. 4), при увеличении значений сверхпереходных сопротивлений уменьшалась удельная демпферная мощность, достигая отрицательных значений при сверхпереходных сопротивлениях, равных 0,4 и 0,5 о.е. В этих случаях наблюдается «отрицательное» демпфирование, т. е. происходит увеличение амплитуды синхронных колебаний. Конструкция СМ влияет на значения удельных демпферной и синхронизирующей мощностей.

3. Апробация на физической модели

Следующим этапом выполнена проверка работы методики на данных физического моделирования. Эксперименты проводились на ЭДМ АО «НТЦ ЕЭС». Исследуемая схема состояла из модели синхронного генератора номинальной мощностью (моделируемого генератора) 2500 МВт с приводом от двигателя постоянного тока, подключенного с помощью ЛЭП к модели генератора мощностью 125 000 МВт, выполняющего роль балансирующего узла. На первом генераторе установлена система измерения углового положения и угловой скорости ротора. Регистрация всех

параметров выполнялась с частотой дискретизации 10 кГц. Искомыми являлись удельные синхронизирующая и демпферная мощности первого генератора.

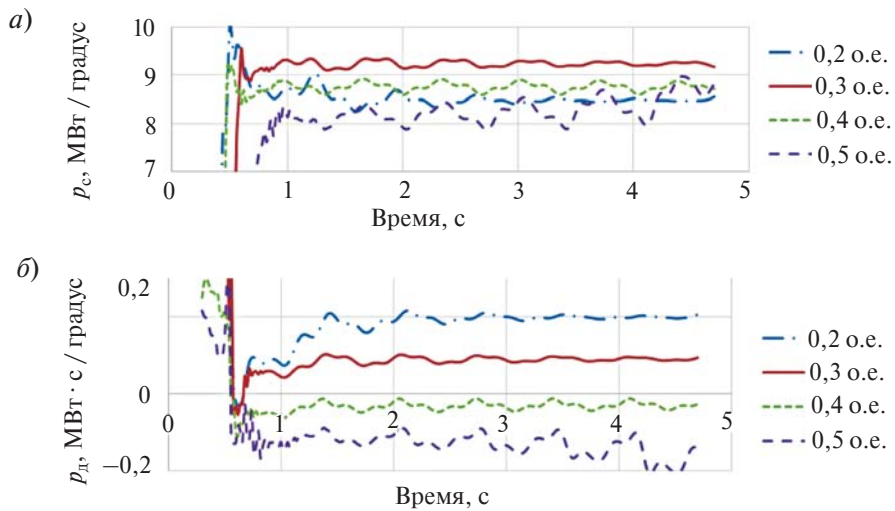


Рис. 4. Влияние параметров СМ:

а – удельная синхронизирующая мощность; *б* – удельная демпфирующая мощность

В таблице приведены условия проведенных экспериментов, а также результаты вычислений. Опыты разбиты на три серии в зависимости от изменяющегося условия эксперимента: опыты при различных настройках АРВ (серия 1), опыты при различных возмущениях в сети (серия 2) и опыты при различной нагрузке генератора (серия 3). В таблице показаны усредненные значения удельных мощностей на интервалах, соответствующих колебаниям активной мощности генератора значительной амплитуды (при малых колебаниях и их отсутствии данные параметры принимают нулевые значения).

Результаты экспериментов на физической модели

Номер опыта	Возмущение	Настройки АРВ		Начальная нагрузка СГ, МВт	$p_d \cdot 10^{-3}$, МВт·с / градус	$p_c \cdot 10^{-3}$, МВт / градус
		k_{0u}	k_{1lf}			
Серия 1 – изменение настроек АРВ						
1	КЗ на ЛЭП	50	1	1350	9,7	117,2
2	КЗ на ЛЭП	25	1	1350	3,2	103,9
3	КЗ на ЛЭП	50	0	1350	-2,3	100,2
Серия 2 – изменение типа возмущения						
4	КЗ на ЛЭП + отключение нагрузки 200 МВт	25	0	1350	9,0	88,8
5	Отключение нагрузки 200 МВт	25	0	1350	8,6	66,7
Серия 3 – изменение нагрузки генератора						
6	КЗ на ЛЭП	25	0	730	11,1	45,4
7	КЗ на ЛЭП	25	0	350	7,0	39,6
8	КЗ на ЛЭП	25	0	20	6,2	34,0

На рис. 5 показаны графики измеренной активной мощности, ее вычисленных составляющих и полученной согласно выражению (4) активной мощности. Из графиков видно, что вычисленная активная мощность достаточно точно восстанавливает процесс (среднеквадратическая ошибка составляет 0,054 о.е.). Это свидетельствует о корректности применения разработанного подхода к реальным электрическим машинам.

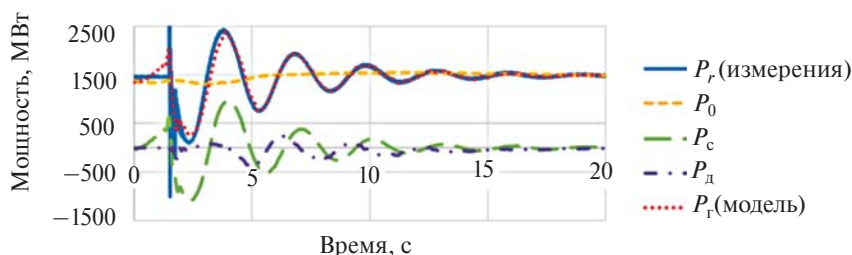


Рис. 5. Результаты определения составляющих активной мощности генератора по данным эксперимента на ЭДМ

Как видно из таблицы, при изменении настроек АРВ менялись значения удельной синхронизирующей и демпферной мощностей. При ухудшении демпфирующего воздействия АРВ уменьшались оба показателя. Причем в опыте 3 наблюдалось увеличение амплитуды синхронных колебаний, этому случаю соответствует отрицательное значение удельной демпферной мощности.

При изменении характера возмущения (серия опытов 2) значение удельной демпферной мощности изменяется в небольших пределах (4,4 %), удельная синхронизирующая мощность при отключении нагрузки без короткого замыкания на ЛЭП оказалась меньше. При уменьшении нагрузки (серия опытов 3) уменьшаются оба исследуемых параметра.

Выводы

В ходе данной работы разработан метод оценки демпферных свойств энергоблока. Предлагается определение удельных демпферной и синхронизирующей мощностей на основе измерений во время динамических возмущений в энергосистеме.

С целью проверки подхода были проведены эксперименты на математической и физической моделях. Все они подтвердили, что модель, основанная на выражении (4), подразумевающая разделение электромагнитной мощности генератора на синхронизирующую, демпферную мощности и мощность, соответствующую равновесному положению угла нагрузки, позволяет корректно описывать процессы, протекающие при колебаниях мощности в СМ. Во всех экспериментах вычисленная по модели электромагнитная мощность генератора достаточно точно аппроксимировала измеренную мощность.

Проведенные эксперименты показали, что значение удельной демпферной мощности характеризует способность СМ к успокоению синхронных колебаний параметров электрического режима. При увеличении этого параметра колебания затухают быстрее, когда он близок к нулю, амплитуда колебаний почти не изменяется, при отрицательных его значениях колебания увеличиваются.

Удельная демпферная мощность может служить обобщенной характеристикой демпферных свойств СМ. Анализ результатов экспериментов позволяет сделать вывод, что эта величина для конкретного агрегата будет существенно зависеть от его загрузки, другие влияющие на нее факторы в течение переходного процесса будут неизменны (настройки АРВ, параметры связи с системой, внутренние параметры СМ и др.). Следовательно, возможно получение характеристик в виде зависимости удельной демпферной мощности генератора от его нагрузки.

Удельные демпферная и синхронизирующая мощности, а также обобщенная инерционная постоянная [5] могут вычисляться и актуализироваться в режиме реального времени для каждой синхронной машины, оснащенной современным измерительным комплексом. Это позволит получать актуальные параметры упрощенной модели СМ, пригодные для использования в системах противоаварийного управления и расчетных моделях ЭЭС. Также возможно решение задачи оценки эффективности демпфирования синхронных качаний отдельными энергоблоками и выделения энергоблоков, способствующих развитию колебаний мощности.

Следующим шагом исследований станет проверка метода на реальных данных из архивов СМПП. В настоящее время ведутся углубленные исследования применения методики для многомашинных систем.

Список литературы

1. *Веников В. А., Литкенс И. В., Пуго В. И.* Демпферные коэффициенты. – М., 1979. – 72 с.
2. Power System Damping Ad Hoc Task Force of the Power System Dynamic Performance Committee. Damping representation for power system stability studies // IEEE Transactions on Power Systems. 1999. Т. 14, № 1. С. 151–157.
3. *Kyriakides E., Farmer R.* Modeling of damping for power system stability analysis // Electric Power Components and Systems. 2004. Т. 32, № 8. С. 827–837.
4. *Бердин А. С., Близнюк Д. И., Коваленко П. Ю., Егоров А. О., Черепов А. С.* Оценка мгновенных значений параметров электрического режима в сети переменного тока // Электрические станции. – 2015. – № 8. – С. 36–39.
5. *Бердин А. С., Близнюк Д. И., Герасимов А. С.* Определение эквивалентной инерционной постоянной по данным измерений электромеханического переходного процесса // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2016. – №1(74). – С. 60–68.
6. *Вольдек А. И.* Электрические машины: Учебник для студентов высш. техн. учеб. заведений. – 3-е изд., перераб. – Л.: Энергия, 1978. – 832 с.
7. *Jiang N., Chiang H.-D.* Numerical Investigation on the Damping Property in Power System Transient Behavior // IEEE Transactions on Power Systems. 2013. Т. 28, № 3. С. 2986–2993.
8. *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. Vol. 190. Energy Production and Management in the 21st Century. 2014. Т. 1. С. 319–325.
9. *Alden R. T., Shaltout A. A.* Analysis of damping and synchronizing torques. Part I. A general calculation method // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. 1979. № 5. С. 1696–1700.

10. *Близнюк Д. И., Бердин А. С., Герасимов А. С.* Оценка демпфирующих свойств энергоблока на основе измерений переходных режимов // Электроэнергетика глазами молодежи: материалы VII международной научно-технической конференции. В 3 т. – 2016. – Т. 2. – С. 75–78.

Бердин Александр Сергеевич, д-р техн. наук, профессор, старший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: berdin@niipt-ems.ru

Близнюк Дмитрий Игоревич, аспирант УрФУ, инженер отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: bliznyuk@niipt-ems.ru

Герасимов Андрей Сергеевич, канд. техн. наук, доцент, заместитель генерального директора – директор департамента системных исследований и перспективного развития Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gerasimov@ntcees.ru

УДК 621.311

С. А. Абакумов, А. В. Виштитеев, С. Е. Гаязов, Е. А. Марюшко, Д. Н. Саввин

Программно-вычислительный комплекс для расчета токов короткого замыкания и выбора уставок РЗА – ПВК АРУ РЗА

Представлен отечественный программно-вычислительный комплекс (ПВК) нового поколения АРУ РЗА для расчета токов короткого замыкания, выбора уставок устройств РЗА и проверки электроэнергетического оборудования. Описаны уникальные особенности ПВК, показаны его основные преимущества, функции и перспективы развития.

Ключевые слова: программно-вычислительный комплекс, расчет токов короткого замыкания, уставки РЗА, проверка электроэнергетического оборудования.

Введение

Энергетика является важнейшей отраслью экономики Российской Федерации. Она постоянно модернизируется, внедряются новые энергообъекты, реконструируются и расширяются существующие. Благодаря техническому прогрессу происходит замена старого оборудования на новое, которое может иметь свои особенности работы.

Одной из важнейших задач в электроэнергетике является расчет уставок релейной защиты и автоматики (РЗА). Благодаря устройствам РЗА различные повреждения в электрической сети быстро локализуются, тем самым предотвращая развитие аварии. Все оборудование, предназначенное для производства, передачи и распределения электрической энергии, требует установки устройств РЗА, а следовательно, расчета уставок для этих устройств. Неправильный расчет уставок может повлечь за собой порчу дорогостоящего электрооборудования вследствие отказа или несрабатывания устройств РЗА в аварийных ситуациях.

Ручной расчет аварийных параметров осложнен большим количеством элементов и необходимостью учета различных режимов работы сети. Специалисту нужно оперировать огромными объемами информации для получения желаемых результатов. По этой причине с момента появления первых ЭВМ подобные расчеты производят в специализированных программно-вычислительных комплексах.

Применяемые сегодня отечественные ПВК устарели с точки зрения требований к современному программному обеспечению: пользовательский интерфейс реализован по принципу выпадающих меню, что увеличивает время доступа к интересующим функциям; вычисления выполняются в режиме одного потока данных, что неэффективно с точки зрения использования вычислительных мощностей ПК; результаты расчетов требуют дополнительной обработки для дальнейшего использования. Также в них отсутствует множество необходимых функций, из-за этого пользователю ПВК приходится проводить дополнительные расчеты. Зарубежные ПВК не учитывают особенности российских электрических сетей (режимы заземления нейтрали, подходы к выбору уставок РЗ, эксплуатируемое оборудование, области применения различных типов защит). Ко всему прочему размещение команды разработчиков за пределами Российской Федерации не гарантирует должную и своевременную техническую поддержку.

1. Информация о ПВК АРУ РЗА

В контексте выполнения государственной программы «Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности» АО «НТЦ ЕЭС» с 2015 года занимается разработкой собственного программно-вычислительного комплекса для расчета токов короткого замыкания в электрических сетях, автоматизированного расчета уставок устройств РЗА и проверки электрического оборудования (далее ПВК АРУ РЗА) [1].

В основе программного комплекса лежат уникальные алгоритмы расчета больших электроэнергетических сетей. На ПВК АРУ РЗА получены свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2015660558 и № 2016660608, правообладатель – АО «НТЦ ЕЭС».

Комплекс имеет модульную структуру, которая позволяет предоставить пользователю именно тот набор функций, который ему необходим, не переплачивая за лишний функционал. Пользователю предоставлены эффективный интерфейс и оптимальный набор функций для быстрого и корректного расчета уставок РЗ, токов КЗ и проверки электрооборудования.

2. Особенности расчетной модели сети

Расчетная модель позволяет создавать сеть с неограниченным количеством узлов и ветвей. Расчет параметров повреждений производится с использованием методов симметричных составляющих и фазных координат, причем программа сама выбирает наиболее подходящий метод для получения точных расчетов с высокой производительностью.

Возможна одновременная работа с несколькими сетями благодаря мультиоконному режиму. В каждом окне доступен полный набор функций и модулей, имеющихся в конкретной версии ПВК.

Также существенным плюсом расчетной модели является возможность задания и учета при повреждениях различных схем соединения обмоток трансформаторов с выбранным режимом заземления нейтрали.

Источник тока позволяет моделировать различные устройства FACTS (ВПТ, ВПТН, СТАТКОМ, ФПТ и пр.).

3. Перечень функций ПВК АРУ РЗА

В данный момент для использования доступны следующие модули:

- модуль графического редактора;
- модуль табличного редактора;
- модуль импорта данных из ©ПВК АРМ СРЗА (параметров сети и графических изображений сети);
- модуль расчета электрических величин при повреждениях: короткое замыкание, произвольное КЗ, обрыв, произвольный обрыв, каскад;
- модуль расчета повреждения вдоль линии;
- модуль команд управления и расчета сети (модуль К.У.Р.С.);
- модуль расчета множественных несимметричных повреждений;
- модуль расчета эквивалентной схемы электрической сети;
- модуль вывода результатов расчетов в файлы форматов TXT, DOCX, XLS;

- модуль сохранения графического изображения сети в файлы форматов JPG, PNG, BMP, SVG, PDF;
- модели FACTS (в настоящее время реализована модель вставки постоянного тока);
- функция автоматического расчета параметров схемы замещения по паспортным данным оборудования;
- функция автоматического расчета параметров схемы замещения двухобмоточного трансформатора с учетом заданных пользователем схем соединений обмоток;
- модуль расчета уставок релейной защиты (защит с абсолютной и относительной селективностью);
- модуль вывода статистики сети, параметров сети, проверки на корректность параметров электрической сети;
- библиотека нормативных документов.

4. Модули и функции, позволяющие существенно снизить трудозатраты при работе с ПВК АРУ РЗА в сравнении с другими ПВК

Модуль графического редактора — предназначен для создания и редактирования графического изображения математической модели электрической сети. Позволяет с помощью кнопок команд, расположенных на панели инструментов, производить добавление новых элементов и изменение параметров уже существующих фрагментов сети (рис. 1).

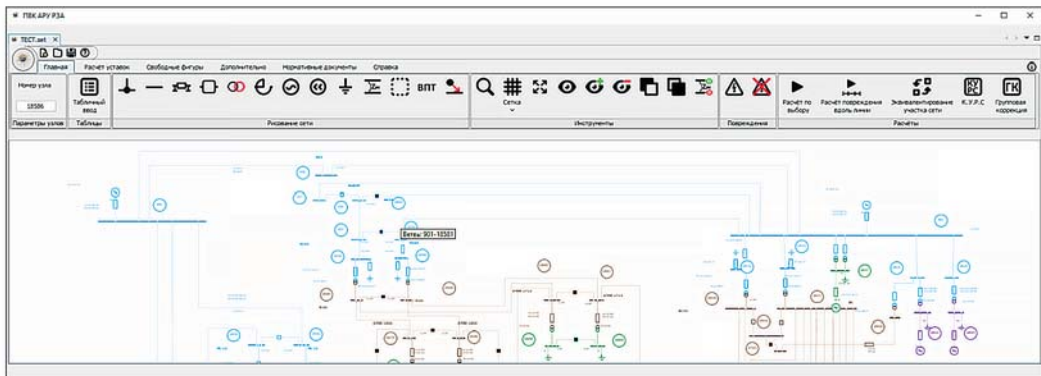


Рис. 1. Окно графического редактора ПВК АРУ РЗА

Общей проблемой современных ПВК в области электроэнергетики является наличие сложного функционала в ущерб эргономики пользовательского интерфейса (функции редактирования и расчета параметров сети выполняются в различных независимых подпрограммах, неудобное расположение кнопок команд и пр.). Данное обстоятельство связано с программными и аппаратными ограничениями, существовавшими на момент начала разработки ПВК, широко применяемых сегодня. В результате выполнение даже простых операций (добавление элемента сети, изменение параметров элемента) отнимает дополнительное время, снижая эффективность работы специалиста.

Интерфейс графического редактора ПВК АРУ РЗА выполнен в соответствии с национальным стандартом, регламентирующим разработку инструментов взаимодействия между человеком и системой [2].

Панель инструментов ПВК выполнена в стиле меню Ribbon (основанном на принципе разбиения панели инструментов на отдельные вкладки), объединяет все команды по вкладкам и группам в зависимости от их назначения и предоставляет быстрый доступ к наиболее востребованным функциям, уменьшая время на поиск, выбор и выполнение часто используемых команд. Механизмы взаимодействия пользователя с графическим изображением сети разработаны таким образом, чтобы минимизировать количество действий для выполнения той или иной команды.

В сравнении с другими схемами организации интерфейса, характерными для отечественных и зарубежных ПВК, для расчетов токов короткого замыкания пользователь ПВК АРУ РЗА может выполнить значительно больше операций по модификации топологии сети и расчету ее электрических параметров за идентичный промежуток времени (рис. 2).

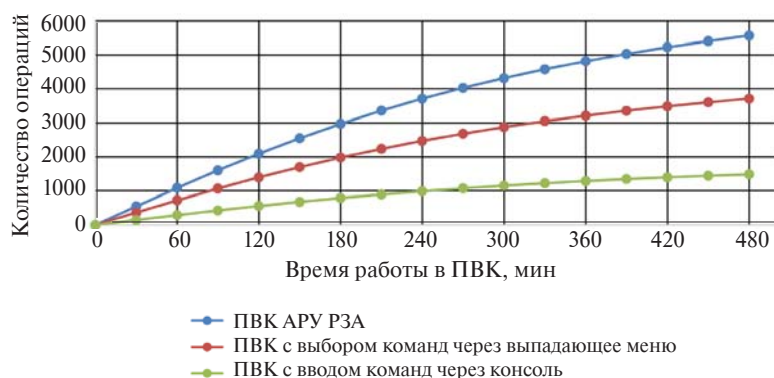


Рис. 2. Зависимость количества выполненных операций за период времени для ПВК с разным уровнем эргономики интерфейса

Модуль табличного редактора – предоставляет пользователю доступ к параметрам элементов сети, представленным в виде таблиц (рис. 3). Все элементы разбиты по типам (генератор, линия, трансформатор и т.д.) на соответствующие вкладки, что облегчает поиск и изменение параметров конкретного элемента. Доступны функции редактирования топологии сети с автоматическим внесением изменений в графическую схему сети.

Табличный ввод для сети "проверка (2).set"											
Добавить		Дублировать		Поиск		Удалить		Изменить тип на: Выберите тип			
Узлы	Линии	Левый с. елк.	Генераторы	Ректоры	Источники тока	Трансформаторы	Заземления	Выключатели	БГТ	Индуктивные группы	Элементы
Наименование	Начальный узел	Конечный узел	Параллельность	R1	X1	R0	X0	R2	X2		
1	2		0	1.00	2.00	1.00	2.00	1.00	2.00		
2	3		0	10.00	15.00	11.00	16.00	12.00	17.00		
2	4		0	2.00	3.00	2.00	3.00	2.00	3.00		
2	5		0	2.00	3.00	2.00	3.00	2.00	3.00		
3	6		0	10.00	20.00	12.00	22.00	14.00	24.00		

Рис. 3. Задание параметров сети через табличный ввод

Модуль импорта данных из ©ПВК АРМ СРЗА — позволяет загрузить в ПВК АРУ РЗА файлы базы сети в формате *.set и файлы дополнительного графического изображения схемы сети в формате *.sgk, созданные в АРМ СРЗА, с сохранением параметров всех элементов, топологии и графического изображения сети в уникальный формат ПВК АРУ РЗА — *.ARU. Поэтому переход от использования АРМ СРЗА к АРУ РЗА не будет сопровождаться временными издержками, связанными с повторным заданием элементов и созданием графического изображения.

Модуль расчета электрических величин — позволяет производить расчет электрических параметров сети в аварийном режиме при следующих типах повреждений:

- короткое замыкание с возможностью учета переходного сопротивления;
- каскад;
- обрыв;
- несколько несимметричных повреждений на разных участках сети;
- сложное несимметричное повреждение (обрыв фазы ЛЭП-1, падение ее провода на фазу рядом идущей ЛЭП-2 с замыканием на землю через переходное сопротивление).

Результат расчета выводится в виде протокола в отдельное окно. Протокол можно сохранить в форматы .doc, .txt, .xls.

Модуль расчета повреждений вдоль линии — позволяет производить последовательный расчет заданного типа повреждения в нескольких точках одной линии. В результате расчета формируется протокол, отражающий изменения значений контролируемых величин (ток КЗ, напряжение в заданном узле) при изменении положения повреждения вдоль линии. Интервалы расчета можно задать в процентах от длины линии, количестве отрезков и в километрах.

Модуль Команд Управления и Расчета Сети (модуль К.У.Р.С) — позволяет сформировать задание на расчет в виде файла команд с учетом задания подрежимов, в которых можно отключать, добавлять или изменять параметры сети без изменения их в базе (рис. 4). В результате выполнения файла команд пользователь получает протоколы расчетов, для всех заданных подрежимов и повреждений. Таким образом, благодаря модулю К.У.Р.С. исчезает необходимость последовательного изменения схемы сети для проведения отдельного расчета, что существенно сокращает общее время выполнения работы по проведению расчетов.

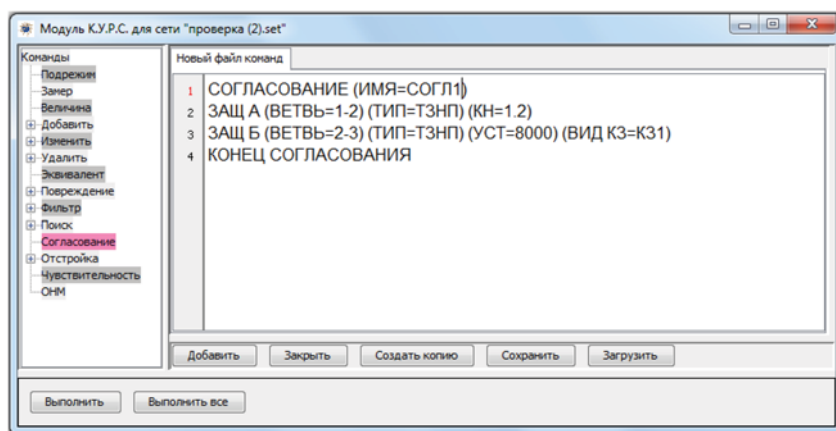


Рис. 4. Пример задания команды на согласование защиты

С помощью модуля К.У.Р.С. можно также провести расчет уставок защит с относительной селективностью, требующих согласования с другими комплектами защит и отстройки от различных режимов.

Модуль расчета уставок релейной защиты — представляет собой пошаговый расчет уставок и проверку чувствительности устройств РЗ конкретных производителей. Все коэффициенты, расчетные формулы и условия заданы в соответствии с рекомендациями производителей и руководящими указаниями по расчету устройств РЗ. Модуль расчета уставок интегрирован с расчетным ядром ПВК, что позволяет производить автоматический импорт результатов вычислений токов КЗ в формулы для расчета уставок и коэффициентов чувствительности. Таким образом, пользователю остается ввести минимальное количество дополнительных исходных данных для проведения расчетов. По окончании процедуры расчета формируется текстовый документ, содержащий значения уставок и протокол расчета уставок в виде пояснительной записки, в формате MS Word, что позволяет максимально быстро формировать пояснительные записки и научно-технические отчеты. Благодаря тому, что методика расчета уставок разработана в соответствии с описанием производителей шкафов РЗ, все расчетные значения являются финальными, т. е. готовы для выставления на оборудовании.

Модуль расчета эквивалентной схемы электрической сети — позволяет создать через графический редактор эквивалентную сеть на основе существующей сети. Эквивалент может быть создан относительно выделенного фрагмента сети, или выделенный фрагмент может быть свернут в эквивалент относительно всех остальных элементов сети в зависимости от выбранного способа эквивалентирования.

Функция автоматического расчета параметров схемы замещения по паспортным данным оборудования — производит автоматический расчет параметров (рис. 5) схемы замещения в симметричные составляющие при вводе параметров элемента сети в виде паспортных данных оборудования. Данная функция позволяет обойтись без предварительного расчета параметров схемы замещения.

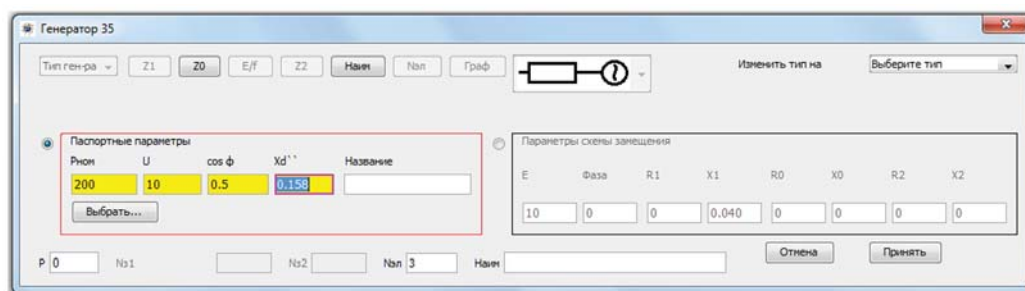


Рис. 5. Диалоговое окно параметров генератора

Также реализована функция автоматического расчета параметров по готовой базе электрооборудования. При нажатии на кнопку «выбрать» открывается таблица с паспортными параметрами, при выборе строки значения автоматически подставляются в нужные поля для ввода.

Модуль вывода статистики сети, параметров сети, проверки на корректность параметров электрической сети — позволяет контролировать корректность введенных пользователем значений, заданных коэффициентов трансформации. ПВК может автоматически присвоить напряжения узлам исходя из параметров сети.

Модуль проверки электрооборудования на термическую и динамическую стойкость при воздействии токов КЗ. Данный модуль предоставляет возможность учета различных ударных токов по интересующим присоединениям и расчета теплового импульса для различных типов генераторов. Таким образом, в месте установки интересующего оборудования, пользователь без труда может узнать ударные токи по интересующим его присоединениям с различными ударными коэффициентами, а также тепловой импульс и термически эквивалентный ток КЗ.

Заключение

ПВК АРУ РЗА является современным отечественным программным комплексом, решающим множество задач, связанных с расчетом уставок РЗ и проверкой электрооборудования. Основной целью разработки было снижение трудозатрат и возможности ошибки со стороны пользователя с одновременным повышением точности расчетов.

В данный момент реализовано большое количество функций и модулей, позволяющих решать широкий круг задач.

Список литературы

1. Абакумов С. А., Виштитебеев А. В., Гаязов С. Е., Марюшко Е. А. Программно-вычислительный комплекс нового поколения для автоматизированного расчета уставок // Автоматизация и ИТ в энергетике. – 2016. – № 8. – С. 2–7.
2. ГОСТ Р ИСО 9241-210–2012 «Эргономика взаимодействия человек-система. Часть 210. Человеко-ориентированное проектирование интерактивных систем».

Абакумов Сергей Александрович, главный инженер проектов, заместитель заведующего отделом развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: AbakumovSA@nsk.so-ups.ru

Виштитебеев Алексей Владимирович, канд. техн. наук, доцент, заведующий отделом развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: VishtibeevAV@nsk.so-ups.ru

Гаязов Ставро Евгеньевич, инженер-программист отдела развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: GayazovSE@nsk.so-ups.ru

Марюшко Егор Андреевич, инженер отдела развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: MaryushkoEA@nsk.so-ups.ru

Саввин Дмитрий Николаевич, инженер отдела развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: SavvinDN@nsk.so-ups.ru

УДК 621.313

Л. А. Коцеев

Об использовании асинхронизированных синхронных генераторов на мощных электростанциях, удаленных от центров потребления

Оценивается экономический эффект от использования асинхронизированных синхронных генераторов вместо обычных синхронных при передаче мощности от удаленной электростанции.

Ключевые слова: синхронный генератор, асинхронизированный синхронный генератор, дальняя электропередача, предел устойчивости.

Введение

В 50-е годы прошлого века М. М. Ботвинником была выдвинута идея о радикальном повышении уровня устойчивости или даже снятии проблемы устойчивости энергосистемы за счет использования асинхронизированных синхронных генераторов с двумя полноценными обмотками возбуждения вместо обычных синхронных генераторов с одной обмоткой на роторе [1]. Эта идея не нашла своего воплощения, однако в последние годы асинхронизированные генераторы находят все большее применение. Прежде всего это относится к гидроаккумулирующим и ветровым электростанциям. Причем в отличие от рассматривавшихся Ботвинником генераторов с двумя обмотками на роторе используются главным образом генераторы с тремя обмотками на роторе, обычно называемые машинами двойного питания [2].

В обоих исполнениях ротора создается бегущее поле, что обеспечивает возможность выдачи мощности генератором при скорости вращения ротора, отличной от заданной частотой электрического тока в сети, что в свою очередь, условно говоря, позволяет генератору оставаться в синхронизме, несмотря на наличие скольжения ротора относительно поля статора генератора.

Используемые в настоящее время технические средства для преобразования частоты поля статора в частоту тока возбуждения машин двойного питания и асинхронизированного синхронного генератора, рассматриваемого в [1], в значительной степени стирают разницу в этих типах машин с точки зрения целей их использования.

При этом в том и другом случае мощность преобразовательной установки системы возбуждения по данным д-ра техн. наук Ю. Г. Шакаряна ориентировочно определяется выражением:

$$P_{\text{возб}} = 2P_{\text{статора}} \cdot S,$$

где $P_{\text{статора}}$ — собственно мощность генератора; S — максимально допустимое скольжение в относительных единицах.

Выбор исполнения системы возбуждения применительно к генераторам электростанции определяется конструктивными соображениями и эксплуатационными условиями.

В данной статье делается попытка оценить эффективность использования такого рода генераторов в энергосистеме. При этом рассматривается частный, но достаточно характерный случай транспорта электроэнергии от удаленной электростанции, например ГЭС или ТЭС на энергоносителе, транспорт которого по тем или иным причинам нерентабелен.

Условия работы генераторов такой электростанции отличаются от условий работы генераторов гидроаккумулирующей или ветровой электростанции прежде всего тем, что в нормальных режимах генераторы должны работать с синхронной скоростью вращения ротора и лишь в редких, в основном аварийных, ситуациях переходить в режим работы со скольжением ротора относительно поля статора, не переходя при этом в асинхронный режим и, соответственно, не теряя возможности выдачи мощности, соответствующей при данных условиях мощности генератора.

Очевидно, эта особенность, тип электростанции (ГЭС, ТЭС) и другие обстоятельства окажут влияние на выбор конструкции системы возбуждения генераторов электростанции¹. Однако, имея в виду основную задачу, в данной статье не делаются различия ни по системам возбуждения, ни по другим конструктивным особенностям асинхронизированных генераторов (АСГ), а сопоставляются их возможности по сравнению с возможностями синхронных генераторов (СГ) при использовании тех и других в схеме дальней электропередачи.

Предположение о возможной экономической эффективности применения АСГ вместо СГ основывается на том, что удаленная электростанция с АСГ может работать практически с минимальным (1–2 %) запасом статической устойчивости как в нормальном, так и в послеаварийных режимах при аварийном ослаблении связи ее с энергосистемой. Что касается динамической устойчивости, то известны преимущества АСГ по сравнению с СГ при аварийных возмущениях в энергосистеме, особенно в случаях тяжелых, в том числе при нерасчетных аварийных возмущениях. Известно, что в наибольшей мере это преимущество проявляется на ГЭС, имея в виду невозможность быстрого изменения момента гидротурбин. Однако в данном случае это преимущество АСГ в расчет не принимается. В схеме с СГ предполагается наличие средств противоаварийной автоматики, обеспечивающих сохранение динамической устойчивости и балансирование мощности станции в соответствии с аварийным изменением схемы. В схеме с АСГ также обеспечивается динамическая устойчивость, хотя она понимается несколько условно, так как в процессе динамического перехода допустим переход в режим скольжения ротора.

Таким образом, будем исходить из предположения, что в том и другом случае обеспечивается устойчивость динамического перехода от исходного режима к послеаварийному: для СГ – из режима с запасом 20 % от предела статической устойчивости в исходном режиме к режиму с запасом 8 % в послеаварийном режиме, а для АСГ – от одного режима к другому практически при отсутствии запаса статической устойчивости.

Расчетные режимные условия

В качестве расчетной схемы предлагается рассмотреть транспортную передачу от электростанции установленной мощностью 4000 МВт (восемь генераторов по 500 МВт). Протяженность линий электропередачи от электростанции до приемной

¹ Анализ особенностей АСГ разного типа и назначения проведен в [3].

энергосистемы – 600 км (при рассмотрении большей протяженности в качестве варианта следовало бы рассматривать и передачу постоянного тока). Класс напряжения ВЛ – 500 кВ.

Сопоставляются два варианта электропередачи (рис. 1): пять ВЛ при использовании на электростанции синхронных генераторов и четыре при использовании АСГ.

В том и другом случае предполагаются одинаковыми как передающая электростанция (за исключением используемых генераторов), так и схема примыкания электропередачи к приемной энергосистеме. Не учитывается и разница в организации противоаварийной автоматики.

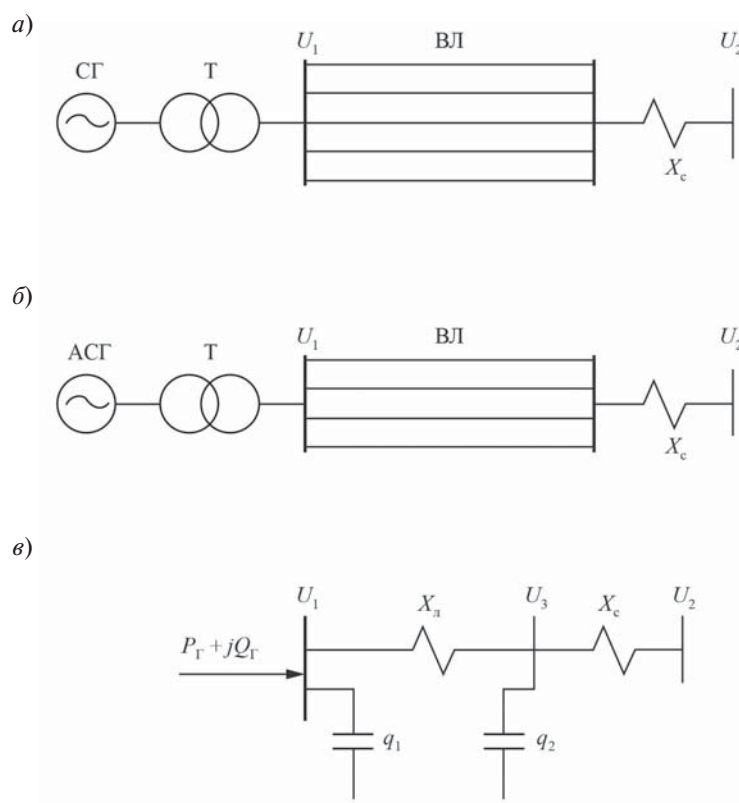


Рис. 1. Схемы электропередачи в варианте использования СГ (а) и АСГ (б) и эквивалентная расчетная схема (в)

Учитывая сопоставительный характер рассмотрения, будем определять предельное по статической устойчивости значение мощности с использованием известного максимально упрощенного выражения:

$$P_{\text{пред}} = \frac{U_1 U_2}{X_{\text{л}} + X_{\text{с}}},$$

где U_1 и U_2 – напряжения на шинах электростанции и условных шинах приемной энергосистемы; $X_{\text{л}}$ – суммарное сопротивление линий; $X_{\text{с}}$ – эквивалентное сопротивление приемной системы.

Во всех рассматриваемых режимах предполагается $U_1 = U_2 = U_3 = 500$ кВ.

Очевидно, предполагается, что регулирование возбуждения генераторов электростанции обеспечивает постоянство напряжения на шинах электростанции (если принять постоянным напряжение на генераторных шинах, то формально реактанс трансформатора следовало бы суммировать с X_c).

В расчете X_c принимается неизменным и равным 16 Ом, приведенным к напряжению 500 кВ, $X_{л}$ определяется из выражения

$$X_{л} = \frac{l \cdot 0,3}{n},$$

где l — длина ВЛ; n — число параллельных линий; 0,3 — удельное реактивное сопротивление на 1 км ВЛ.

Сопротивление каждой линии составляет $600 \cdot 0,3 = 180$ Ом.

При полном составе линий для СГ предел статической устойчивости составляет

$$P_{\text{пред}} = \frac{500 \cdot 500}{\frac{180}{5} + 16} = 4800 \text{ МВт},$$

и при передаче 4000 МВт имеет место запас статической устойчивости 20 %.

Для электростанции с АСГ предел, определяемый из аналогичного выражения, составляет 4098, и при передаче 4000 МВт имеет место запас 2 %.

Заметим, что при этих условиях АСГ работают при скорости вращения ротора, соответствующей частоте в приемной энергосистеме, что соответствует наиболее благоприятным условиям эксплуатации АСГ.

Таким образом, в нормальном режиме вне зависимости от типа генераторов осуществляется передача 4000 МВт, но при различной нагрузке каждой из ВЛ, что, очевидно, приведет к разнице в потерях активной и реактивной мощности в ВЛ, и должно быть учтено при выборе сечения провода ВЛ, а также при определении требований к $\cos \varphi$ генераторов.

Если в режимах низкой загрузки ВЛ, особенно в режимах вынужденного потребления реактивной мощности, АСГ имеют определенные преимущества по сравнению с СГ [3], то в режимах выдачи реактивной мощности такие преимущества отсутствуют, поэтому в случае необходимости должен быть обеспечен соответствующий $\cos \varphi$ генераторов и/или предусмотрены дополнительные средства компенсации реактивной мощности. При передаче 4000 МВт нагрузка каждой из ВЛ в схеме с СГ ($P_{л} = 800$ МВт) ниже натуральной мощности ВЛ 500 кВ ($P_{\text{нат}} = 900$ МВт), а в схеме с АСГ ($P_{л} = 1000$ МВт) превышает натуральную мощность. В расчете на каждый АСГ при передаче 4000 МВт нагрузка реактивной мощностью составляет

$$Q_{г} = \frac{\frac{U_1^2}{X_{л}} - \frac{U_1 U_3}{X_{л}} \cos \delta_{л} - \frac{U_1^2 \cdot q_{уд} \cdot l \cdot n}{2}}{8} + Q_{т}.$$

Здесь $q_{уд}$ — удельная емкостная проводимость ВЛ 500 кВ ($3,645 \cdot 10^{-6}$ См/км); $Q_{т}$ — потери реактивной мощности в трансформаторе (порядка 75 Мвар).

Угол $\delta_{л}$ определяется из известного выражения для передаваемой по линии мощности $P_{л}$:

$$P_{\text{л}} = \frac{U_1 U_3}{X_{\text{л}}} \sin \delta_{\text{л}}.$$

В данном случае $\delta_{\text{л}} = 47^\circ$, $Q_{\text{Г}} = 150$ Мвар, что соответствует режиму генератора с $\cos \varphi = 0,96$.

Таким образом, при передаче мощности 4000 МВт АСГ по условиям выдачи реактивной мощности остается в режиме, при котором $\cos \varphi$ не выходит за пределы обычных номинальных значений $\cos \varphi$ генераторов такой мощности.

В послеаварийном режиме с отключением одной из ВЛ в схеме с АСГ достаточно очевидным представляется отключение противоаварийной автоматикой двух генераторов. При этом обеспечивается передача 3000 МВт при $P_{\text{пред}} = 3290$ МВт, т. е. с запасом 11 %.

В схеме с СГ формально можно ограничиться отключением одного генератора при передаче 3500 МВт. При этом запас устойчивости составляет 12 % при требуемых по нормативам 8 %. Но для обеспечения динамической устойчивости при переходе к послеаварийному режиму, видимо, придется отключать как минимум два генератора. Последнее замечание в полной мере относится к ГЭС.

На ТЭС при применении в качестве средств противоаварийной автоматики импульсной разгрузки и ограничения мощности турбин генераторы можно и не отключать. При этом принципиально для СГ мощность в послеаварийном режиме по условиям статической устойчивости может составить 3770 МВт с запасом 8 %, а для АСГ допустима передача 3290 МВт.

Таким образом, по условиям наиболее характерного аварийного возмущения сохраняется примерно равенство в оценке поведения СГ и АСГ на гидростанции, а в схеме с ТЭС при оптимальном управлении моментом турбин в аварийной ситуации вариант с СГ имеет определенные преимущества благодаря большему числу остающихся в послеаварийном режиме линий.

С точки зрения обеспечения баланса реактивной мощности при переходе в режим передачи 3000 МВт с отключением одной ВЛ и двух генераторов условия практически не изменяются. При сохранении в работе всех генераторов и повышении загрузки остающихся ВЛ до указанных мощностей условия баланса реактивных мощностей изменяются как для АСГ, так и для СГ: увеличиваются потери реактивной мощности в каждой из ВЛ, но снижается загрузка активной мощностью каждого из генераторов.

Расчет, выполненный с использованием приведенного выражения для определения $Q_{\text{Г}}$, показывает, что требования к $\cos \varphi$ СГ, очевидно, не выходят за рамки обычных для синхронных генераторов. Что касается АСГ, то в режиме передачи мощности 3290 МВт $Q_{\text{Г}} = 175$ Мвар, что при пониженной загрузке генераторов активной мощностью соответствует режиму с $\cos \varphi > 0,95$.

При более сложных, в том числе нерасчетных аварийных, возмущениях для сопоставления необходимо провести специальные исследования. Однако из общих соображений с учетом результатов проводившихся ранее исследований динамической устойчивости можно заключить, что в общем случае АСГ лучше, чем обычные СГ, сохраняют динамическую устойчивость при аварийных возмущениях со стороны энергосистемы.

Несмотря на то что приведенные результаты получены при использовании максимально упрощенных выражений для оценки режимов и устойчивости и при

определенной идеализации схемы рассматриваемой электропередачи, данные для сопоставительной оценки достаточно устойчивы к изменению произвольно выбранных параметров. Например, если произвольно принятое значение $X_c = 16$ Ом изменить до значения $X_c = 10$ Ом, то при новых значениях предела статической устойчивости $P_{\text{пред}} = 5435$ МВт и 4545 МВт соответственно допустимая нагрузка электропередачи в исходном режиме составляет 4500 МВт. При этом база для сопоставления практически не изменяется, но при мощности электростанции 4500 МВт ($9 \cdot 500$). Передача 4500 МВт в варианте с СГ соответствует натуральной мощности ВЛ. В варианте с АСГ генераторы по условиям загрузки реактивной мощностью должны обеспечить $\cos \varphi = 0,92$.

Данные для сопоставительной оценки сохраняются и при $X_c = 5$ Ом, но уже при мощности 5000 МВт; при этом, видимо, придется использовать дополнительные средства компенсации реактивной мощности.

В заключение этого раздела следует заметить «в скобках», что эффект от использования АСГ связан с необходимостью при использовании СГ обеспечить нормативный запас статической устойчивости в нормальном режиме 20 %. При иных требованиях, например, принятом во многих странах подходе к оценке допустимости режима по условиям динамической устойчивости, следовало бы иначе подойти к сопоставлению вариантов электропередачи при применении СГ и АСГ. Впрочем, вопрос о целесообразности 20%-ного запаса статической устойчивости в нормальном режиме – норматива, остающегося неизменным в течение нескольких десятилетий, выходит далеко за рамки данной статьи.

Экономическое сопоставление

Сопоставление вариантов с СГ и АСГ при мощности электропередачи 4000 МВт проводится по капитальным затратам. Поэтому прочие условия должны быть приняты равными.

Прежде всего это касается выбора сечения провода ВЛ из условия равенства потерь при передаче по пяти и четырем ВЛ в схемах с СГ и АСГ.

Согласно приведенным ранее результатам расчетов в рассматриваемой схеме разница в сечении провода определяется в основном разницей в нагрузке ВЛ активной мощностью в нормальном режиме электропередачи. Заметим, что при других условиях передача мощности, близкой к пределу передачи по ВЛ, может существенно сказаться на выборе сечения провода ВЛ, а также выборе средств компенсации реактивной мощности и требованиях к $\cos \varphi$ АСГ.

Используя обычную методику выбора сечения провода, в варианте с СГ приняли провод 3×400 мм², а в варианте с АСГ – 3×500 мм². При этом в соответствии с данными таблицы удельных затрат на сооружение ВЛ с примечаниями к этой таблице справочника ОАО «ФСК ЕЭС» [4] и в соответствии с рекомендациями по переводу этих затрат в рублевые цены 2016 года [5] для ВЛ 500 кВ с оттяжками при принятых сечениях провода удельная стоимость 1 км ВЛ в ценах 2016 года в варианте схемы с СГ составляет 40,8 млн руб., а в варианте схемы с АСГ – 45 млн руб.

С учетом этих данных капитальные затраты на сооружение ВЛ в варианте схемы с СГ составляют

$$Z_{\text{д1}} = 5 \cdot 40,8 \cdot 600 = 122\,400 \text{ млн руб.}$$

В варианте схемы с АСГ затраты составляют

$$Z_{л2} = 4 \cdot 45 \cdot 600 = 108\,000 \text{ млн руб.}$$

Разница в капитальных затратах:

$$\Delta Z_{л} = Z_{л1} - Z_{л2} = 122\,400 - 108\,000 = 14\,400 \text{ млн руб.}$$

Сложнее определить разность капитальных затрат на сооружение электростанции с генераторами разного типа. Полагая, что эта разница определяется разницей в стоимости только собственно генераторов СГ и АСГ, предлагается затраты на АСГ принять по отношению к затратам на СГ:

$$Z_{АСГ} = (1,2 - 1,5) Z_{СГ}.$$

Очевидно, это соотношение должно учитывать все дополнительные затраты, связанные с конструктивными особенностями АСГ, в том числе и необходимость обеспечения требуемого $\cos \varphi$, либо условно – затраты на установку средств компенсации реактивной мощности, хотя в данном примере такая необходимость и отсутствует.

По данным завода-производителя стоимость современного турбогенератора 500 МВт составляет в рублевых ценах 2016 года 500 млн. руб². Таким образом, в рассматриваемом диапазоне соотношения стоимости АСГ и СГ затраты для варианта СГ составляют

$$Z_{СГ} = 8 \cdot 500 = 4000 \text{ млн руб.}$$

Затраты в варианте АСГ:

$$Z_{АСГ} = 4000 (1,2 - 1,5) = 4800 - 6000 \text{ млн руб.}$$

Разница в затратах на сооружение электростанции с СГ и АСГ составляет в зависимости от соотношения $Z_{СГ}$ и $Z_{АСГ}$

$$\Delta Z_{ЭС} = 800 - 2000 \text{ млн руб.}$$

В целом разница в капитальных затратах на сооружение электропередачи при использовании на удаленной электростанции синхронных и асинхронизированных генераторов составляет

$$\Delta Z = \Delta Z_{л} - \Delta Z_{ЭС} = 14\,400 - (800 - 2000) = 13\,600 - 12\,400 \text{ млн руб.}$$

Таким образом, в данном достаточно искусственном примере даже при полторакратном соотношении стоимости АСГ и СГ выявлен существенный экономический эффект от использования АСГ вместо СГ. Этот эффект определяется более полным использованием пропускной способности линий электропередачи за счет обоснованного отказа от необходимости соблюдения нормативных запасов по условиям устойчивости. На этом основании можно сделать вывод о том, что эффект от использования АСГ будет тем большим, чем большие капитальные затраты идут на сооружение линейной части электропередачи, т. е. чем мощнее и протяженнее электропередача.

² Это значение определено путем пересчета от реальной стоимости изготовленного в 2016 году турбогенератора 225 МВт, которая составила 281 млн руб.

Заключение

Выполнен сопоставительный расчет, результаты которого указывают на значительный экономический эффект, который может быть получен от использования асинхронизированных синхронных генераторов при сооружении транспортной электропередачи от мощной удаленной электростанции.

Значительные допущения, принятые при проведении расчета, оправдываются его сопоставительным характером и определенностью результатов.

Полученные выводы вряд ли можно распространить на различные схемно-режимные условия энергосистемы без специальных расчетов для каждого конкретного варианта схемы. Однако для рассмотренной схемы электропередачи результат достаточно очевиден. При этом можно утверждать, что эффект от использования АСТ будет тем большим, чем мощнее и протяженнее электропередача, по крайней мере в области длин и мощностей, при которых не возникает конкуренция со стороны электропередачи постоянного тока.

На территории России имеется большое количество неиспользованных энергоресурсов, транспорт которых целесообразен только в виде электроэнергии. При рассмотрении вариантов такого транспорта следует наряду с другими способами его удешевления рассматривать и использование асинхронизированных синхронных генераторов.

Список литературы

1. *Ботвинник М. М.* Сильное регулирование возбуждения и асинхронизированные машины. – М.: ТОРУС ПРЕСС, 2011. – 160 с.: ил.
2. *Касьянов В. Т.* Электрическая машина двойного питания как общий случай машины переменного тока // *Электричество*. – 1931. – № 22.
3. *Шакарян Ю. Г., Сокур П. В., Пинчук Н. Д., Антонюк О. В., Новожилов В. Ю.* Асинхронизированные машины для электроэнергетики // *Энергия единой сети*. – 2016. – № 4 (27).
4. Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35–1150 кВ. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». – 2012.
5. Рекомендуемые индексы пересчета сметной стоимости строительства к базовым ценам 1984, 1998 и 2000 гг. на июнь 2016 г. по г. Москве. Координационный центр по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Приложение № 18 к письму КЦЦС от 14.06.2016 № КЦ2016-06ЦФО.

Коцеев Лев Ананьевич, д-р техн. наук, профессор, заместитель генерального директора – научный руководитель Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: ntc@ntcees.ru

Комментарии к статье Л. А. Кощеева

«Об использовании асинхронизированных синхронных генераторов на мощных электростанциях, удаленных от центров потребления»

Шакарян Юрий Гевондович, д-р техн. наук, профессор, научный руководитель АО «НТЦ ФСК ЕЭС».

Очень приятно, когда вопросами применения асинхронизированных генераторов (АСГ) в электроэнергетических системах занимаются крупные ученые, такие, как Л. А. Кошеев.

Предлагаемое в статье снижение запаса статической устойчивости для АСГ и получаемая в связи с этим экономия на капитальных затратах при сетевом строительстве представляются достаточно перспективным решением.

Во всем мире получают все большее применение на ГЭС и ветряных электроустановках (ВЭУ) АСГ с шихтованным ротором, что позволяет агрегатам работать с изменяемой частотой вращения ротора в определенных пределах, который ограничивается в том числе мощностью преобразователя частоты (возбудителя), достигающей 20–30 % от номинальной мощности генератора.

В России введены в эксплуатацию асинхронизированные турбогенераторы (АСТГ) мощностью от 110 до 320 МВт, которые имеют массивный ротор и поэтому не могут работать со скольжением, как АСГ на ГЭС и ВЭУ. Тем не менее АСТГ за счет векторного управления (независимого регулирования активной и реактивной мощности), присущего АСГ, имеет угловую характеристику, которая при любом значении активной мощности и угла нагрузки имеет положительную производную, т. е. обеспечивается статическая устойчивость АСГ при любых режимах работы АСГ, ограниченных только номинальными токами статора и ротора.

Необходимо отметить, что рассуждения автора о работе АСГ с переменной частотой вращения ротора относятся только к АСГ с шихтованным ротором.

Векторное управление возбуждением требует минимум двух обмоток возбуждения. Количество обмоток возбуждения на роторе (две или три) определяется при разработке конструкции генератора. Как правило, для АСТГ проще на роторе разместить две обмотки, а для АСГ с шихтованным ротором технологичнее получается решение с тремя обмотками на роторе.

Результаты предлагаемого в статье решения могут быть распространены на АСГ как с шихтованным, так и с массивным ротором.

Единственным дискуссионным моментом в статье является величина принятого запаса по статической устойчивости на уровне 2 % для АСГ. Возможно, данная величина изменится с учетом отклонений уровней напряжений в сети от номинальных значений. Однако, как отмечает и сам автор, в статье изложена только методика, а конкретные величины должны быть уточнены в результате расчетов для конкретных энергообъектов.

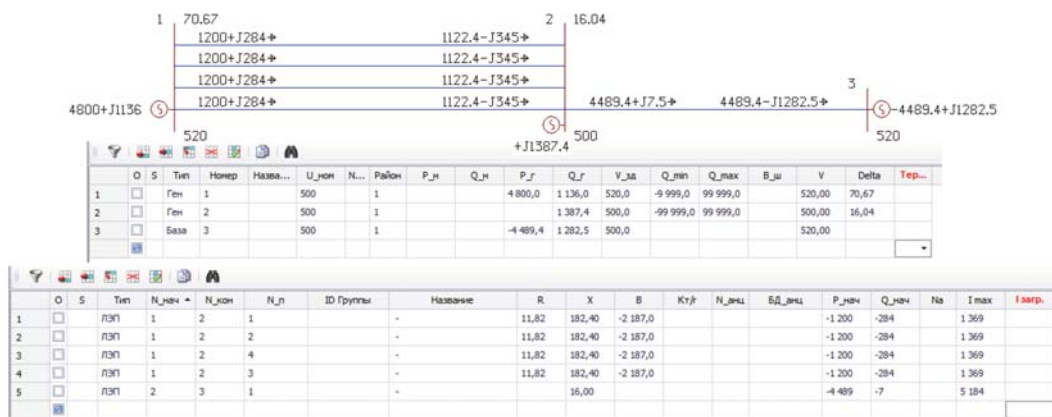
Коробков Андрей Викторович, младший научный сотрудник АО «НТЦ ЕЭС».

Шлайфштейн Владимир Аронович, канд. техн. наук, доцент, ведущий научный сотрудник АО «НТЦ ЕЭС».

В статье рассмотрен вариант оптимизации схемы передачи электроэнергии от мощной удаленной электростанции. Оптимизация достигается за счет отказа от необходимости соблюдения 20%-ного запаса устойчивости в условиях применения на электростанции асинхронизированных синхронных генераторов, что позволяет исключить одну из пяти первоначально рассматриваемых линий электропередачи и обеспечить тем самым существенный экономический эффект.

Проблемы устойчивости в статье обусловлены сверхдальним транспортом электроэнергии, включающим в себя как линии электропередачи, так и большое эквивалентное сопротивление приемной энергосистемы, при котором эквивалентная дальность транспорта электроэнергии без подпоров составляет около 900 км.

Очевидно, повышение предела устойчивости в рассматриваемой схеме при уменьшенном числе линий может быть достигнуто за счет организации регулируемого реактивного подпора, делящего транзит на две части. На рисунке приведен режим загрузки электростанции при перетоке мощности 4800 МВт, работающей через четыре ВЛ 500 кВ, на приемном конце которых установлен реактивный подпор мощностью 1387 МВ·А.



Режим загрузки электростанции

Как следует из результатов расчета, такой способ организации транзита позволяет обеспечить с нормативным запасом устойчивости выдачу мощности электростанции 4000 МВт, достигаемую за счет реактивного подпора порядка 1400 МВ·А.

Экономический эффект от использования предлагаемой схемы, не предполагающей установку асинхронизированных синхронных генераторов, примерно соответствует указанному в статье, при этом дополнительно обеспечивается стабилизация напряжения в приемной энергосистеме.

Герасимов Андрей Сергеевич, канд. техн. наук, доцент, заместитель генерального директора – директор департамента системных исследований и перспективного развития АО «НТЦ ЕЭС».

Статья посвящена вопросам оценки экономического эффекта от использования асинхронизированных синхронных генераторов (АСГ) вместо обычных синхронных генераторов (СГ) при передаче мощности от удаленной электростанции. Выполнен сопоставительный расчет и показано, что возможно получение значительного экономического эффекта от использования АСГ при сооружении транспортной электропередачи от мощной удаленной электростанции. Однако, как справедливо отмечено в статье, показанный эффект от использования АСГ получен в предположении, что при использовании СГ необходимо обеспечивать нормативный запас по статической аperiodической устойчивости в нормальном режиме 20 %. При этом автор предполагает, что при использовании АСГ обеспечивать нормативный запас по статической аperiodической устойчивости необходимости нет.

В действительности же в действующей редакции «Методических указаний по устойчивости энергосистем» требования по обеспечению нормативного запаса по статической аperiodической устойчивости 20 % распространяются на схемы выдачи всех электростанций вне зависимости от типа используемых на них генераторов, что, однако, не ставит под сомнение принятые в статье допущения, поскольку требование необходимости наличия запаса 20 % при использовании АСГ представляется однозначно избыточным.

Указанное несоответствие требований по обеспечению устойчивости в энергосистемах, содержащихся в действующих нормативных документах, существующему положению в энергосистеме объясняется тем, что требование по обеспечению запаса по статической аperiodической устойчивости 20 % появилось в 60-х годах прошлого столетия и не может учитывать специфику применяемого в современных энергосистемах электроэнергетического оборудования, а также современных быстродействующих систем управления и регулирования. При этом, как следует из статьи, в определенных обстоятельствах наличие указанных требований по обеспечению устойчивости энергосистем может делать невыгодным и, таким образом, тормозить применение в энергосистемах нового эффективного электроэнергетического оборудования.

Все изложенное однозначно свидетельствует о необходимости пересмотра величин нормативных запасов по устойчивости, определяющих величины максимально допустимых перетоков в энергосистеме.

УДК 621.316

С. Е. Касьянов, Е. Б. Шескин

Методика оценки аperiodических составляющих тока в выключателях компенсированных линий электропередачи

Приводятся методика расчета параметров аperiodической составляющей тока в линейных выключателях при включении компенсированных линий электропередачи сверхвысоких классов напряжений и оценка необходимости выбора средств для обеспечения их успешного отключения.

Ключевые слова: аperiodический ток, элегазовый выключатель, компенсированная линия, шунтирующий реактор (ШР), предвключаемые резисторы.

Введение

В последнее время в сетях сверх- и ультравысокого напряжения получили широкое распространение элегазовые выключатели. В первую очередь это связано с высокой электрической прочностью элегаза, позволяющей делать аппараты более компактными, а также с пожаро- и взрывобезопасностью (элегаз химически инертен) и хорошими дугогасящими свойствами.

Такие преимущества элегазовых выключателей способствуют их повсеместному распространению на всех классах напряжений и уровнях производства и распределения электроэнергии.

Однако замещение старого оборудования новым, имеющим принципиальные отличия, часто приводит к некоторым техническим (эксплуатационным) проблемам, которые ранее не рассматривались [1].

Увеличение количества элегазовых выключателей с дугогасительной системой автокомпрессионного типа выявило проблему отключения токов нагрузки, содержащих аperiodическую составляющую.

В ряде исследований показано, что в последние годы произошла серия повреждений линейных элегазовых выключателей высокого напряжения, т. е. тех выключателей, которыми осуществляется коммутация линий электропередачи (ЛЭП) с присоединенными шунтирующими реакторами. Подобные аварийные ситуации имели место на ПС 500 (1150) кВ Кокшетауская в 2006 и в 2007 годах, на ПС 500 (1150) кВ Алтай в 2007 году, на ПС 500 кВ Агадырь в 2009 году, на ПС 750 кВ Новобрянская в 2011 году.

Аварии происходили в циклах «включение – быстрое отключение», когда вслед за включением ЛЭП с реакторами (при котором в токе линейного выключателя из-за наличия реакторов появлялась аperiodическая составляющая) с малым интервалом времени давалась команда на отключение. Повышенное содержание аperiodической составляющей в незначительном по величине отключаемом токе промышленной частоты односторонне питаемой линии приводило к длительному отсутствию нулевых значений этого суммарного тока. Принимая во внимание малое время отключения современных элегазовых выключателей сверхвысокого напряжения,

можно считать открытым вопрос коммутаций в таких режимах, который требует дополнительного изучения. В частности, следует отметить, что большой период эксплуатации в прошедшие годы реактированных линий, снабженных воздушными выключателями, время отключения которых в 2–3 раза превышало время отключения современных элегазовых выключателей, не выявил подобной проблемы.

Наиболее опасными являются схемы, в которых мощность установленных на линии ШР практически полностью компенсирует зарядную мощность линии, т. е. при коэффициенте компенсации, близком к 1 о.е. В этом случае периодическая составляющая тока, протекающего в выключателе, практически равна нулю, поскольку зарядный ток ЛЭП и ток, потребляемый шунтирующими реакторами, находятся в противофазе. Таким образом, если при коммутации такой ЛЭП возникнет аperiodическая составляющая, это гарантированно приведет к появлению задержек перехода тока через нуль, а следовательно, и задержек при гашении межконтактной дуги в выключателе, что и приводит к его повреждению.

По стандартам проектирования линии 500 кВ должны быть скомпенсированы не менее чем на 80–100 % своей зарядной мощности, для линий 750 кВ это 100–110 %. Таким образом, для линий сверхвысокого напряжения коэффициент компенсации зарядной мощности часто оказывается близким к 1 о.е.

Известно, что значение аperiodической составляющей тока к моменту возможного отключения ЛЭП определяется:

- 1) амплитудой фазного тока шунтирующего реактора (т. е. его номинальной мощностью);
- 2) моментом включения (при включении в момент прохождения тока через нуль аperiodическая составляющая тока будет равна нулю);
- 3) скоростью затухания аperiodической составляющей.

Очевидно, что с учетом изложенного опасными являются коммутации, при которых команда на отключение ВЛ следует сразу же за ее постановкой под напряжение. Это может происходить при включении ЛЭП на однофазное или двухфазное короткое замыкание, поскольку современные устройства релейной защиты на базе микропроцессоров позволяют производить алгоритмическую обработку поступающих измерений за достаточно малое время – порядка 20–40 мс. Таким образом, команда на отключение ЛЭП после ее постановки под напряжение может прийти уже через 1–2 периода промышленной частоты. Аperiodическая составляющая тока в неповрежденной фазе линии к этому времени еще не успеет затухнуть, и, при малом значении периодической составляющей, попытка отключения приведет к длительному горению дуги в выключателе с последующим его повреждением из-за отсутствия условий для гашения дуги.

Помимо этого, цикл «включение–быстрое отключение» может иметь место при ложных срабатываниях релейной защиты, вызванных коммутационными процессами при постановке ЛЭП под напряжение, а также в циклах автоматического повторного включения на неустранившиеся короткие замыкания и т.п.

В целом вероятность повреждения выключателя оказывается достаточно высокой, и помимо замены самого выключателя вывод из эксплуатации важного энергообъекта, к которым, без сомнения, относятся ВЛ 500–750 кВ, на период ремонта дорого обходится эксплуатирующей организации и собственникам.

1. Постановка задачи, основные допущения, рассматриваемая схема

Из изложенного следует, что при проектировании линий электропередачи необходимо учитывать факторы, приводящие к повреждению линейных выключателей. Для этого требуется разработать простую методику, позволяющую автоматизировать процесс расчетов, необходимых для оценки эффективности различных средств обеспечения успешного отключения компенсированных ЛЭП.

На сегодняшний день основным документом, определяющим подход к выбору средств обеспечения успешного отключения ЛЭП, является Приложение к “Распоряжению ОАО «ФСК ЕЭС» от 10.12.2012 № 838р”, однако в качестве основного инструмента расчета переходных процессов там предложены специализированные расчетные комплексы, что делает нахождение решения этой проблемы в каждом конкретном случае весьма трудоемкой задачей.

При анализе опасности повреждения выключателя вследствие протекания в нем апериодических составляющих тока требуется выполнить сравнение амплитуды периодической составляющей тока в выключателе в установившемся режиме после коммутации со значением апериодической составляющей тока в момент возможного отключения ЛЭП.

Таким образом, задача сводится к расчету периодической и апериодической составляющих тока в выключателе, а также скорости затухания апериодической составляющей. Для определения периодической составляющей тока в выключателе требуется рассмотреть установившийся режим в схеме электропередачи после замыкания контактов выключателя. Апериодическая составляющая тока в выключателе появляется в результате переходного процесса в индуктивности подключенных к ЛЭП шунтирующих реакторов, что требует применения соответствующих методов анализа.

В общем случае при включении шунтирующих реакторов под напряжение возникает как периодическая, так и апериодическая составляющие тока. Первая находится в противофазе с емкостным током линии, в результате чего амплитуда периодической составляющей тока в выключателе (где протекает геометрическая сумма токов реакторов и линии) снижается. Апериодическая составляющая тока протекает по контуру «сопротивление системы (сопротивление линии) – реактор – земля». Таким образом, при постановке под напряжение линии вместе с реактором в реакторе возникает апериодическая составляющая, начальное значение которой может превышать амплитуду периодической составляющей тока в выключателе, в связи с чем суммарный ток выключателя может не переходить через нуль в начале переходного процесса.

Начальное значение апериодической составляющей в предельном случае может быть равным амплитуде периодической составляющей тока в реакторе. Таким образом, возможен переход от расчета переходного процесса к нахождению установившегося значения тока в реакторе.

Точное определение постоянных времени можно осуществить путем решения характеристических уравнений схемы замещения ЛЭП.

В результате задачу по рассмотрению процессов в данной схеме можно разложить на два этапа:

- нахождение значений токов в выключателе и реакторе в установившемся режиме до и после коммутации;
- определение постоянных времени апериодических составляющих токов реактора.

2. Расчет установившихся режимов

2.1. Режимы холостого хода

Общие соображения

Главная характеристика линии в режиме холостого хода – ее входное сопротивление, которое зависит от геометрических параметров линии, в том числе и от длины, и от мощности реакторов, установленных по ее концам.

Характер этого сопротивления может быть различным. Например, характер входного сопротивления ЛЭП может меняться с емкостного на индуктивный с изменением количества шунтирующих реакторов, подключенных к ней.

Кроме того, следует отметить, что при работе ЛЭП в неполнофазных режимах эквивалентная емкость линии уменьшается.

Крайние значения диапазона токов выключателя наблюдаются в следующих режимах:

- включение трех фаз выключателя;
- включение одной фазы выключателя.

В первом случае емкость линии максимальна и периодическая составляющая тока в выключателе минимальна, если коэффициент компенсации больше 1 (т. е., при перекомпенсации), во втором случае емкость ниже и минимальное значение амплитуды периодической составляющей тока в выключателе наблюдается при коэффициенте компенсации меньше 1 (при недокомпенсации).

Таким образом, необходимо проанализировать два режима, вычислив токи реакторов и токи выключателей для схемы, представленной на рис. 1.

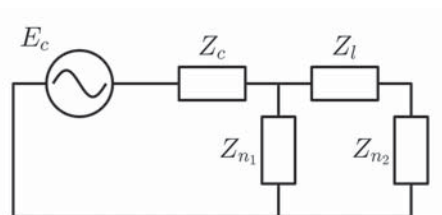


Рис. 1. Схема замещения электропередачи в режимах холостого хода

Расчет режима

Ток выключателя:

$$I_b = \frac{E}{Z_c + \frac{Z_{n1}(Z_l + Z_{n2})}{Z_l + Z_{n1} + Z_{n2}}},$$

где Z_n – сопротивление, полученное параллельным сложением сопротивления реактора и эквивалентной емкости, индекс «1» соответствует началу линии, индекс «2» – концу; Z_c – сопротивление системы; Z_l – продольное сопротивление линии.

Изменяя указанные сопротивления, можно получить значения токов, соответствующих разным режимам работы. Так, при трехфазном включении:

$$Z_{n_i} = Z_p \parallel \frac{Z_{c_1}}{2} = \frac{1}{\frac{1}{R_{p_i} + jX_{p_i}} + \frac{b_1}{2}};$$

$$Z_c = R_c + jX_c;$$

$$Z_l = R_l + jX_l,$$

при однофазном включении:

$$Z_{n_i} = Z_p \parallel \frac{Z_{c_1}}{2} = \frac{1}{\frac{1}{R_{p_i} + jX_{p_i}} + \frac{b'}{2}};$$

$$Z_c = R_c + jX_c;$$

$$Z_l = R_l + j\frac{2X_l + X_0}{3},$$

где

$$b' = j\frac{b_0}{2} + jb_m \frac{j\frac{b_0}{2} + \frac{1}{Z_p}}{j\frac{b_0}{2} + j\frac{b_m}{2} + \frac{1}{Z_p}},$$

при использовании резисторов в выключателях необходимо скорректировать сопротивление системы:

$$Z_c = R_c + R_b + jX_c,$$

аналогично — при использовании резисторов в нейтрали реакторов.

Токи реакторов можно выразить из тока выключателя или определить как:

$$I_{p_1} = \frac{E}{Z_{p_1}};$$

$$I_{p_2} = \frac{I_b}{\left(1 + \frac{Z_l + Z_{n_2}}{Z_{n_1}}\right) \left(1 + Z_{p_2} \frac{b_1}{2}\right)}.$$

2.2. Режим однофазного короткого замыкания

При включении линии на короткое замыкание по ее аварийной фазе протекает ток короткого замыкания, в разы превосходящий токи реакторов, вследствие чего рассматриваемая проблема при отключении поврежденной фазы не является актуальной.

Иначе обстоит дело с неповрежденными фазами, в которых напряжение на разомкнутом конце может значительно превосходить наибольшее рабочее напряжение ЛЭП или напряжение нормального режима одностороннего включения (без КЗ).

Увеличение напряжения приводит к увеличению тока в фазах реактора, подключенных к неповрежденным фазам ЛЭП, а также к увеличению емкостного тока ЛЭП с учетом распределенности ее параметров.

Наибольшее влияние короткого замыкания на значение тока в выключателе наблюдается при замыкании в конце линии, так как в этом случае здоровые фазы будут подвергнуты воздействию магнитного поля аварийного тока на протяжении всей линии. Если короткое замыкание происходит в начале линии, а система принята бесконечно мощной, то неповрежденные фазы будут лишены влияния аварийного тока, и параметры апериодической и периодической составляющих будут аналогичны ранее рассмотренным режимам холостого хода.

Для решения задачи использовался метод симметричных составляющих. Схема замещения линии при коротком замыкании в конце представлена на рис. 2.

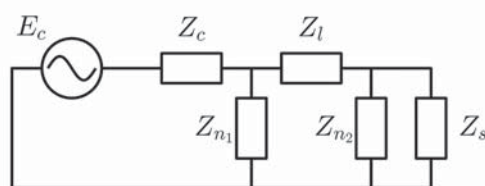


Рис. 2. Схема замещения линии при коротком замыкании в конце

Поскольку описанная проблема характерна для линий классов СВН и УВН, рекомендуется учесть зарядную мощность линии.

При допущении о бесконечно мощной системе, питающей линию, реактор в начале электропередачи в расчетах можно не учитывать, внося поправку на значение его тока в конечное выражение для тока выключателя:

$$I_n = \frac{E_1}{Z_{n1}}$$

Данный ток является током прямой последовательности и равен току в каждой фазе реактора, из-за чего он должен быть прибавлен к току выключателя после приведения последнего к фазным координатам.

Ток I_{k1} рассчитывается по формуле:

$$I_{k1} = \frac{E_1 Z_{n1} Z_{n2}}{Z_{c1} \left[(Z_{n1} + Z_l)(Z_{n2} + Z_s) + Z_{n2} Z_s \right] + Z_{n1} \left[Z_l (Z_{n2} + Z_s) + Z_{n2} Z_s \right]}$$

где Z_{c1} – сопротивление системы прямой последовательности; Z_l – продольное сопротивление линии прямой последовательности; Z_s – сопротивление шунта на землю, вычисляется по формуле:

$$Z_s = \frac{Z_{n2} \left(Z_l + \frac{Z_{c1} Z_{n1}}{Z_{c1} + Z_{n1}} \right)}{Z_{n2} + Z_l + \frac{Z_{c1} Z_{n1}}{Z_{c1} + Z_{n1}}} + \frac{Z_{n20} \left(Z_0 + \frac{Z_{c0} Z_{n10}}{Z_{c0} + Z_{n10}} \right)}{Z_{n20} + Z_0 + \frac{Z_{c0} Z_{n10}}{Z_{c0} + Z_{n10}}}$$

где Z_{n_0} – сопротивление параллельно включенных реактора и эквивалентной емкости в начале или конце линии; Z_{c_0} – сопротивление системы нулевой последовательности; Z_0 – продольное сопротивление линии нулевой последовательности.

Напряжение на неповрежденной фазе в месте короткого замыкания может быть найдено с помощью выражений для фаз B и C :

$$U_B = \left[(a^2 - a) \frac{Z_1 Z_{n_2}}{Z_1 + Z_{n_2}} + (a^2 - 1) \frac{Z_0 Z_{n_{20}}}{Z_0 + Z_{n_{20}}} \right] I_{k_1};$$

$$U_C = \left[(a - a^2) \frac{Z_1 Z_{n_2}}{Z_1 + Z_{n_2}} + (a - 1) \frac{Z_0 Z_{n_{20}}}{Z_0 + Z_{n_{20}}} \right] I_{k_1}.$$

Ток выключателя для фаз B и C :

$$I_B = a^2 I_{b_1} + a I_{b_2} + I_{b_0};$$

$$I_C = a I_{b_1} + a^2 I_{b_2} + I_{b_0},$$

где

$$I_{b_1} = \frac{E_1}{Z_{n_1} \left(Z_1 + \frac{Z_{n_2} Z_s}{Z_s + Z_{n_2}} \right) + \frac{Z_c Z_s}{Z_{n_1} + Z_1 + \frac{Z_{n_2} Z_s}{Z_s + Z_{n_2}}}};$$

$$I_{b_2} = I_{k_1} \frac{Z_{n_1} Z_{n_2}}{\left(Z_{n_2} + Z_1 + \frac{Z_{n_1} Z_c}{Z_{n_1} + Z_c} \right) (Z_{n_1} + Z_c)};$$

$$I_{b_0} = I_{k_1} \frac{Z_{n_{10}} Z_{n_{20}}}{\left(Z_{n_{20}} + Z_0 + \frac{Z_{n_{10}} Z_{c_0}}{Z_{n_{10}} + Z_{c_0}} \right) (Z_{n_{10}} + Z_{c_0})}.$$

Ток реактора в конце линии:

$$I_{p_2} = \frac{U}{R_{p_2} + jX_{p_2}}.$$

Ток реактора в начале линии:

$$I_{p_1} = \frac{E_1}{R_{p_1} + jX_{p_1}}.$$

Аналогично режимам холостого хода данные формулы применимы и при использовании предвключаемых резисторов, учет которых заключается в корректировке сопротивлений Z_{c_1} и Z_{c_0} .

При введении в работу резисторов в нейтральных выводах реакторов необходимо пересчитать сопротивление Z_{n_0} .

3. Расчет постоянных времени

Задача может быть решена не только нахождением постоянных времени каждого реактора, но и нахождением постоянных времени контура, по которому замыкается аperiodическая составляющая тока выключателя.

Ток выключателя в операторном виде:

$$I_b = \frac{E(Z_l + Z_{n_2} + Z_{n_1})}{Z_c(Z_l + Z_{n_2} + Z_{n_1}) + Z_{n_1}(Z_l + Z_{n_2})}$$

Данная формула также универсальна и может быть использована при наличии сопротивления в нейтрали шунтирующих реакторов или предвключаемых резисторов.

Не учитывая влияние соседних фаз в неполнофазных режимах, можно записать:

$$Z_{n_i} = \frac{R_{p_i} + pL_{p_i}}{p^2 L_{p_i} C + pCR_{p_i} + 1},$$

где C – эквивалентная емкость линии, соответствующая режиму.

Тогда коэффициенты уравнения могут быть записаны следующим образом:

$$\begin{aligned} p^6 & C^2 L_{p_1} L_{p_2} L_c L_l; \\ p^5 & L_c \left(CL_{p_2} (CL_{p_1} R_l + CL_l R_{p_1}) + C^2 L_{p_1} L_l R_{p_2} \right) + C^2 L_{p_1} L_{p_2} L_l R_c; \\ p^4 & L_c \left(2CL_{p_1} L_{p_2} + CL_{p_1} L_l + CR_{p_2} (CL_{p_1} R_l + CL_l R_{p_1}) + CL_{p_2} (L_l + CR_{p_1} R_l) \right) + \\ & + R_c \left(CL_{p_2} (CL_{p_1} R_l + CL_l R_{p_1}) + C^2 L_{p_1} L_l R_{p_2} \right) + CL_{p_1} L_{p_2} L_l; \\ p^3 & L_c \left(2CL_{p_1} R_{p_2} + 2CL_{p_2} R_{p_1} + CL_{p_1} R_l + CL_l R_{p_1} + CL_{p_2} R_l + CR_{p_2} (L_l + CR_{p_1} R_l) \right) + \\ & + R_c \left(2CL_{p_1} L_{p_2} + CL_{p_1} L_l + CR_{p_2} (CL_{p_1} R_l + CL_l R_{p_1}) + CL_{p_2} (L_l + CR_{p_1} R_l) \right) + \\ & + L_{p_1} (CL_{p_2} R_l + CL_l R_{p_2}) + CL_{p_2} L_l R_{p_1}; \\ p^2 & R_c \left(2CL_{p_1} R_{p_2} + 2CL_{p_2} R_{p_1} + CL_{p_1} R_l + CL_l R_{p_1} + CL_{p_2} R_l + CR_{p_2} (L_l + CR_{p_1} R_l) \right) + \\ & + R_{p_1} (CL_{p_2} R_l + CL_l R_{p_2}) + L_c (L_{p_1} + L_{p_2} + L_l + 2CR_{p_1} R_{p_2} + CR_{p_1} R_l + CR_{p_2} R_l) + \\ & + L_{p_1} (L_{p_2} + L_l + CR_{p_2} R_l); \\ p^1 & L_c (R_{p_1} + R_{p_2} + R_l) + L_{p_1} (R_{p_2} + R_l) + \\ & + R_c (L_{p_1} + L_{p_2} + L_l + 2CR_{p_1} R_{p_2} + CR_{p_1} R_l + CR_{p_2} R_l) + R_{p_1} (L_{p_2} + L_l + CR_{p_2} R_l); \\ p^0 & R_c (R_{p_1} + R_{p_2} + R_l) + R_{p_1} (R_{p_2} + R_l). \end{aligned}$$

Далее, с помощью любого численного метода, например, метода Лобачевского–Греффе или метода Ньютона, при величине первых приближений, соответствующей постоянным времени реакторов, можно найти значения корней. Комплексные значения соответствуют периодическим составляющим, действительные – аperiодическим.

Чтобы получить постоянные времени затухания токов реакторов, надо взять обратные величины от действительных корней.

Следует отметить, что затухание аperiодической составляющей может быть оценено и более простым способом – путем определения соотношения эквивалентных индуктивности и активного сопротивления контуров, по которым замыкаются аperiодические составляющие.

4. Пример расчета и проверка результатов на модели

4.1. Описание модели

Моделирование ВЛ 750 кВ производится в программном комплексе MATLAB Simulink. В качестве линии используется модель электропередачи с распределенными параметрами. Система представлена ЭДС за сопротивлением, а реакторы – тремя ветвями с активно-индуктивным сопротивлением, включенными по схеме «звезда с заземленной нейтралью». В качестве коммутирующего устройства используется идеальный выключатель.

Погонные параметры линии рассчитываются с помощью входящего в состав комплекса программного модуля, исходя из геометрических параметров электропередачи, которые приняты на основании габаритов стандартной опоры типа ПП750-1. Длина линии – 350 км.

Погонные параметры линии:

прямая последовательность: 0,024 Ом/км; 0,96823 мГн/км; 12,194 нФ/км;

нулевая последовательность: 0,25712 Ом/км; 2,9985 мГн/км; 8,2599 нФ/км.

Параметры реактора: 5,97 Гн; 3,4 Ом; 110 Мвар; 200 кВт.

Параметры системы прямой и нулевой последовательностей: 0,1 Ом; 20 мГн.

Момент коммутации выбирается таким, чтобы мгновенное значение установившегося значения периодической составляющей тока реакторов было максимальным. Выбор такого момента производится при следующих допущениях:

сопротивление реакторов носит чисто индуктивный характер;

сопротивление системы и продольное сопротивление линии равны нулю.

Тогда момент включения должен быть отстроен от максимума фазного напряжения сети на четверть периода.

В качестве анализируемого тока принимается ток фазы С.

4.2. Методика расчета

Расчет проводится в следующем порядке:

- 1) рассчитываются токи выключателей и реакторов в наиболее тяжелых режимах;
- 2) рассчитываются постоянные времени с использованием одного из двух представленных подходов;

3) формируется выражение для мгновенного тока выключателя:

$$i_b = (I_b) \sin(\omega t + \arg(I_b)) + (I_{p1}) e^{-\frac{t}{T_1}} + (I_{p2}) e^{-\frac{t}{T_2}}.$$

Уравнение можно решить при $i_b = 0$ относительно t , чтобы определить момент первого перехода тока через нуль.

4.3. Сравнение результатов расчетов с результатами моделирования

Сначала необходимо скорректировать параметры линии с учетом ее длины:

$$\begin{aligned} Z_{e1} &= \sqrt{\frac{Z_1}{b_1}} = 284 - j11; \\ Z_{e0} &= \sqrt{\frac{Z_0}{b_0}} = 618 - j82; \\ \gamma_1 &= \sqrt{Z_1 b_1} = (42 + j1073) \cdot 10^{-6}; \\ \gamma_0 &= \sqrt{Z_0 b_0} = (208 + j1553) \cdot 10^{-6}; \\ Z_1 &= Z_{e1} \operatorname{sh}(\gamma_1 l) = 8 + j104; \\ Z_0 &= Z_{e0} \operatorname{sh}(\gamma_0 l) = 81 + j315; \\ b_1 &= \frac{\operatorname{th}(\gamma_1 l)}{Z_{e1}} = (5 + j1385) \cdot 10^{-6}; \\ b_0 &= \frac{\operatorname{th}(\gamma_0 l)}{Z_{e0}} = (3 + j974) \cdot 10^{-6}. \end{aligned}$$

Затем нужно рассчитать токи в установившемся режиме, например при трехфазном включении:

$$\begin{aligned} I_b &= \frac{E}{Z_c + \frac{Z_{n1}(Z_l + Z_{n2})}{Z_l + Z_{n1} + Z_{n2}}} = 6 - j470; \\ I_{p1} &= \frac{E}{Z_{p1}} = 1 - j686; \\ I_{p2} &= \frac{I_b}{\left(1 + \frac{Z_l + Z_{n2}}{Z_{n1}}\right) \left(1 + Z_{p2} \frac{b_1}{2}\right)} = 3 - j657. \end{aligned}$$

Далее надо по формуле построить график и сравнить с результатом моделирования.

Как следует из результатов, приведенных на рис. 3, кривая, полученная путем подробного компьютерного моделирования, и кривая, построенная на основании выполненных вычислений, практически совпадают, за исключением высокочастотной составляющей переходного процесса включения ВЛ.

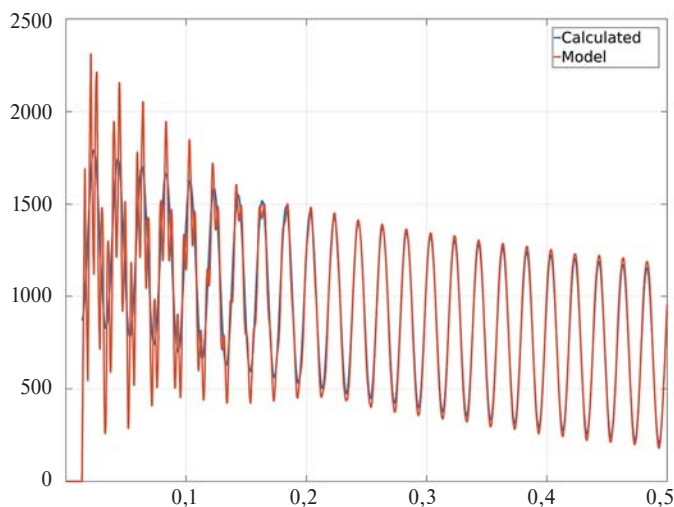


Рис. 3. Результаты моделирования и расчетов

При этом полученные параметры кривой тока в выключателе (значение аperiodической составляющей к моменту отключения ВЛ, амплитуда периодической составляющей) достаточно легко формализуются и могут быть использованы для автоматизированного анализа схемы электропередачи на предмет необходимости разработки средств обеспечения ее успешного отключения.

Полученные выражения могут быть использованы для анализа одного из самых эффективных и популярных способов обеспечения успешного отключения ВЛ — предвключаемых резисторов. В этом случае следует действовать по приведенному алгоритму:

- 1) рассчитывается режим при наличии резисторов в цепи выключателя;
- 2) рассчитывается режим при отсутствии резисторов выключателей;
- 3) оценивается значение допустимого времени нахождения резистора в цепи выключателя по количеству рассеиваемого тепла или по паспортным данным выключателя;
- 4) находится минимальное значение разности токов реакторов до и после выведения резистора на временном промежутке его действия с учетом времени, необходимого на замыкание главных контактов и размыкание вспомогательных, и его погрешности;
- 5) оценивается время первого перехода тока через нуль с учетом периодической составляющей и новых аperiodических составляющих от токов реакторов, полученных как разность токов реакторов режимов с резисторами и без в момент выключения резисторов.

Выводы

Разрабатываемая методика удобна для использования в расчетных комплексах и при выполнении оценки опасности возникновения высокого процентного содержания аperiodической составляющей в токе выключателя.

Точность расчетов лежит в допустимых пределах и позволяет выявить наиболее опасные режимы, в которых, в соответствии с [1], требуется повторить расчет

электромагнитных процессов с использованием специальных программных комплексов.

Также становятся возможны автоматический поиск решения проблемы по заданному алгоритму и проверка его эффективности во всех расчетных случаях, что существенно упрощает работу проектировщика.

Список литературы

1. Распоряжение ФСК ЕЭС №838 от 10.12.2012.
2. *Дмитриев М. В.*, *Шескин Е. Б.* Проблемы отключения реактированных линий 330–750 кВ элегазовыми выключателями // Энергетик. – 2013. – № 10. – С. 46–50.
3. *Sheskin E. B.*, *Evdokunin G. A.*. Switching of High-Voltage Cable Lines with Shunt Reactors // Power Technology and Engineering. 2016. Vol. 50, № 1. P. 1–7.

Касьянов Сергей Евгеньевич, инженер отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: kasianov_s@ntcees.ru

Шескин Евгений Борисович, канд. техн. наук, заместитель заведующего отделом электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: sheskin_e@ntcees.ru

Коммутационные перенапряжения, создаваемые вакуумными выключателями 35 кВ

Представлены результаты исследования переходных процессов, связанных с отключением вакуумным выключателем (ВВ) различной нагрузки в некоторых схемах сетей 35 кВ. Показано, что в ряде схем отключение может привести к возникновению многократных повторных зажиганий (МПЗ) дуги в вакуумном выключателе, сопровождающихся перенапряжениями, опасными для самого выключателя и оборудования, с ним связанного. Показано, что характер протекания МПЗ может быть различным, что также влияет на кратность перенапряжений. Рассмотрена эффективность применения импульсного конденсатора в качестве средства, исключающего явления МПЗ в подобных схемах.

Ключевые слова: вакуумные выключатели, высокочастотные перенапряжения, многократные повторные зажигания дуги, срез тока, ограничители перенапряжений, шунтирующий реактор, пещной трансформатор, импульсный конденсатор.

Введение

Вакуумные выключатели получили широкое применение в сетях 6–10 кВ. Они обладают высоким коммутационным ресурсом, а также высокой дугогасительной способностью. В классе напряжения 35 кВ вакуумные выключатели появились относительно недавно, и опыт эксплуатации показывает, что здесь имеют место ранее не проявлявшиеся проблемы, решение которых требуется для успешного применения этой техники. В первую очередь этому способствует значительно бóльшая вероятность возникновения повторных зажиганий дуги в выключателях на напряжение 35 кВ, чем это имело место при использовании ВВ в сетях 6–10 кВ [1]. Объяснением этого факта может служить соотношение скорости восстановления диэлектрической прочности ВВ 35 кВ, которая осталась примерно такой же, как для выключателей ВВ 6–10 кВ, однако значение восстанавливаемого напряжения на контактах ВВ кратно увеличилась для сети 35 кВ [4].

Качественно процесс успешного отключения некоторого тока показан на рис. 1. Начиная с момента времени $t = 0$ контакты выключателя расходятся, и между ними образуется дуга. Достигнув значений тока среза $i_{\text{ср}}$, дуга обрывается (гаснет), и начинается процесс восстановления напряжения в соответствии с кривой $u_{\text{в}}(t)$. В показанном на рис. 1 процессе напряжение на контактах выключателя $u_{\text{в}}(t)$ не превышает диэлектрической прочности межконтактного промежутка выключателя $u_{\text{дэ}}(t)$, и процесс отключения успешно завершается ([1] и др).

Если переходное восстанавливаемое напряжение (ПВН) $u_{\text{в}}(t)$ оказывается больше диэлектрической прочности межконтактного промежутка $u_{\text{дэ}}(t)$, происходит пробой межконтактного промежутка, и в вакуумной камере вновь появляется ток. Пробой вызывает переходный процесс, который, в зависимости от параметров сети, может приводить к образованию свободных составляющих тока высокой частоты. При быстром гашении этого высокочастотного тока ПВН может вновь оказаться больше, чем диэлектрическая прочность межконтактного промежутка ВВ в этот момент времени, что вновь приведет к его пробую. Этот процесс может продолжаться

в течение некоторого времени, сопровождаясь многократными повторными зажиганиями и гашениями дуги, а также ростом перенапряжений после каждого очередного зажигания дуги. Окончательное гашение тока зависит, во-первых, от способности вакуумного выключателя гасить высокочастотный ток и ограничивается значением в несколько килоампер в микросекунду, во-вторых, от значения восстанавливающегося напряжения после очередного гашения тока.

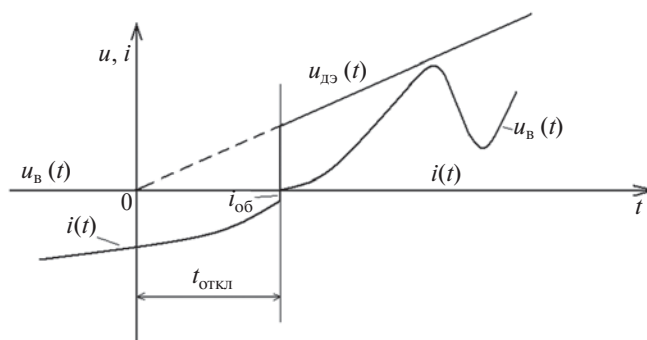


Рис. 1. Процесс отключения тока вакуумным выключателем

Как видно из рис. 1, важнейшую роль в отключении тока без повторных зажиганияй играет случайный момент начала движения контактов по отношению к моменту перехода (или среза) тока через нуль, т. е. их разность ($t_{откл}$). Чем ближе момент начала движения контактов к моменту естественного перехода (среза) тока через нуль, тем более вероятны повторные пробой. При прочих равных условиях повторные пробой более вероятны при высокой частоте и амплитуде переходного восстанавливающегося напряжения.

В периодической печати за последние годы было представлено много работ по анализу условий работы вакуумных выключателей в сетях 6–10 кВ ([1] и др.). Однако относительно недавнее внедрение вакуумных выключателей на напряжение 35 кВ пока не позволяет сделать однозначные выводы об отсутствии проблем при применении выключателей этого класса напряжения. В публикациях [2–4] анализируются аварии как с самим выключателем, так и с трансформатором и реактором при их коммутациях вакуумным выключателем 35 кВ. Данная статья посвящена анализу неоднократных повреждений вакуумного выключателя при отключении им шунтирующего реактора 35кВ, зафиксированных в сетях России в 2013 и 2014 годах (случай № 1), и повреждения вакуумного выключателя 35 кВ при коммутации печного трансформатора (случай № 2).

Случай № 1. Отключение шунтирующего реактора

На рис. 2 приведена копия аварийной осциллограммы, записанная на подстанции ПС 220 кВ Березовая при плановом отключении реактора РТД-35 вакуумным выключателем. На нечетных полях приведены фазные токи выключателя, на четных — линейные напряжения. Видные на полях кратковременные «выбросы» линейных напряжений U_{ab} и U_{bc} составляют более 180 кВ, в результате чего последовало межфазное перекрытие в выключателе и его разрушение. Учитывая недостаточную частоту дискретизации регистраторов аварийных событий (20–30 точек на период), записываемые этими регистраторами параметры электрического режима не содержат информации о действительной форме напряжений и токов, содержащих высокочастотные составляющие переходного процесса.

В приведенных далее результатах, полученных с помощью тщательного компьютерного моделирования, показаны приближенные к реальным формы кривых токов и напряжений, а также определен механизм возникновения перенапряжений, предшествующих возникновению аварии.

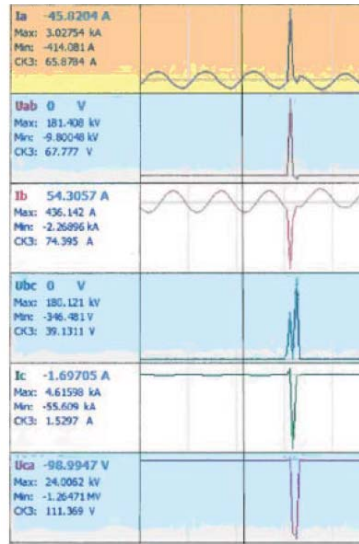


Рис. 2. Экспериментальная осциллограмма отключения шунтирующего реактора вакуумным выключателем 35кВ, записанная цифровым регистратором аварийных процессов

1. Моделирование сети

Процессы при коммутации вакуумным выключателем шунтирующего реактора РТД-35, установленного на стороне 35 кВ, моделировались в схеме подстанции (ПС) 220/35 кВ (рис. 3). Все расчеты проводились с помощью известного программного комплекса ЕМТР/АТР.

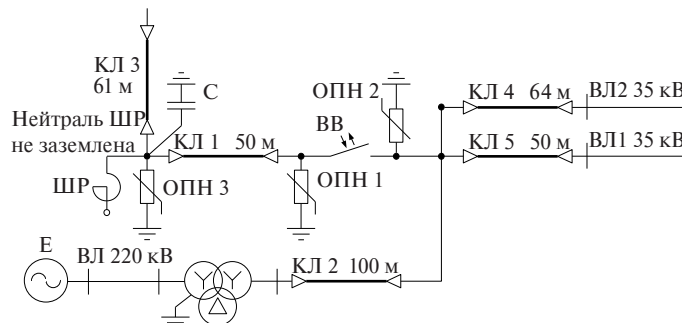


Рис. 3. Принципиальная схема ПС 220/35 кВ для исследования электромагнитных переходных процессов отключения реактора

Питание нагрузки осуществляется от сети 220 кВ через трансформатор, а также от ВЛ 35 кВ. Сеть 220 кВ представлена в виде источника ЭДС за сопротивлением короткого замыкания системы и двухцепной линией, питающей со стороны ВН трехмоточный трансформатор.

Воздушные линии моделируются как линии с распределенными параметрами, заданными своими геометрическими параметрами (модель *Bergeron* ЕМТР с учетом поверхностного эффекта). Для задания геометрических параметров воздушных линий использовались данные по типовым опорам ВЛ 220 кВ и ВЛ 35 кВ.

Кабельные линии и вставки задавались как линии с распределенными параметрами на основании их геометрических размеров: жилы, главной изоляции, экрана и оболочки, а также на основании данных об их расположении в лотке или канале в соответствии с проектом подстанции. Принято, что экраны кабелей заземлены с обеих сторон.

Шунтирующий реактор РТД-35 моделируется тремя ветвями с активно-индуктивными сопротивлениями, вычисленными на основании его номинальных параметров: $S_{\text{ном}} = 20 \text{ МВ}\cdot\text{А}$, $U_{\text{ном}} = 38,5 \text{ кВ}$, $I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$, $\Delta P = 120 \text{ кВт}$.

Обмотки реактора соединены по схеме «звезда с изолированной нейтралью».

Трехобмоточный трансформатор мощностью 25 МВ·А напряжением 220/35/10 кВ моделируется полной трехфазной схемой замещения (без учета нелинейности его магнитопровода). Обмотка 220 кВ соединена по схеме «звезда с заземленной нейтралью». Обмотка 35 кВ также соединена в звезду, нейтраль изолирована. Обмотка 10 кВ соединена в треугольник и работает в режиме холостого хода.

ОПН моделируются нелинейным активным сопротивлением с заданной вольт-амперной характеристикой (ВАХ). Остаточное напряжение при грозовом импульсе 8/20 мкс составляет 155 кВ, коэффициент нелинейности ВАХ α принят равным 0,095.

Диэлектрическая прочность межконтактного промежутка выключателя определяется по формуле:

$$U_{\text{диэл}} = A \cdot (t - t_{\text{откл}}) + B,$$

где $t_{\text{откл}}$ — время от начала движения контактов до прерывания тока (см. рис. 1); A — скорость восстановления диэлектрической прочности промежутка, кВ/мс; B — «накопленная диэлектрическая прочность»: значение $U_{\text{диэл}}$, «накопленное» за время от момента расхождения контактов выключателя до момента перехода тока через нуль (или его среза), определяется выражением: $B = A \cdot t_{\text{откл}}$ [7].

Способность выключателя отключать высокочастотный ток характеризуется параметром D , А/мкс. Этот параметр показывает максимальную скорость изменения тока, при которой может быть обеспечено гашение дуги в выключателе. У современных вакуумных выключателей этот параметр составляет несколько сотен ампер в миросекунду. В расчетах принято $D = 1000 \text{ А/мкс}$, однако в реальных схемах скорость подхода тока к нулю составляла около 100 А/мкс.

Принято, что межконтактный промежуток вакуумного выключателя составляет 18 мм. При скорости расхождения контактов 1,5 м/с полное время открытия контактов равно 12 мс. Диэлектрическая прочность межконтактного промежутка длиной 18 мм составляет 300 кВ [8], отсюда скорость нарастания диэлектрической прочности вакуумного промежутка равна 25 кВ/мс.

2. Отключение первой фазы ВВ

В данной серии расчетов рассматривается отключение первой фазы (фазы A) ВВ (т. е. отключение одной фазы реактора). Далее приведены осциллограммы напряжения между контактами фазы A выключателя для трех случаев: отключение ШР без каких-либо защитных устройств (без ЗУ:ОПН, RC -цепь), с ОПН и с RC -цепью (или

только с емкостью) (рис. 4, а, б, в, соответственно). Здесь и далее для удобства розовые линии показывают процесс изменения диэлектрической прочности межконтактного промежутка.

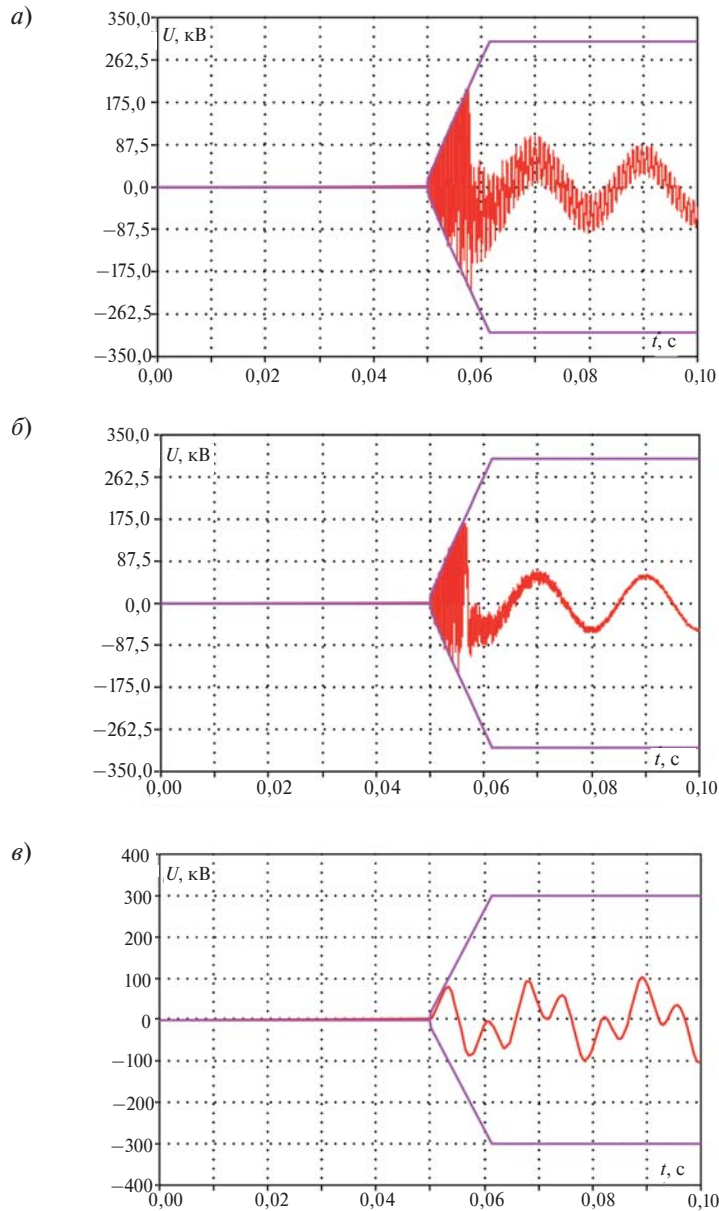


Рис. 4. Межконтактное напряжение на фазе A ($A = 25$ кВ/мс):
 а – без ЗУ; б – с ОПН; в – с дополнительной емкостью 5мкФ

Как видно из рис. 4, а, прерывание тока холостого хода вблизи его естественного перехода через нулевое значение вызывает процесс многократных повторных зажиганий дуги в выключателе, так как диэлектрическая прочность межконтактного промежутка в начале процесса недостаточна чтобы выдержать восстанавливающееся напряжение, значение которого достигает 200 кВ. В этот же интервал времени

имеет место рост межфазных перенапряжений до 250 кВ (рис. 5, а). Показано, что процесс отключения предположительно был успешным, однако реально эти перенапряжения могут привести к перекрытию или межконтактной, или межфазной изоляции, что имело место на ПС 220 кВ Березовая (рис. 2). Установка ОПН, при учете расстояний до защищаемых объектов и длин соединительных и заземляющих шлейфов, не дает заметного эффекта в ограничении перенапряжений (см. рис. 4, б; 5, б) [5, 6]. Высокая частота восстановления напряжения обусловлена малой длиной кабеля (50 м), соединяющего выключатель и реактор. Снижение частоты переходной составляющей напряжения возможно за счет установки импульсного конденсатора вблизи реактора. Так, на рис. 4, в и 5, в показано, что в данном случае при установке конденсатора емкостью 5 мкФ можно полностью исключить МПЗ и сопутствующие этому явлению перенапряжения как между контактами, так и между фазами ВВ.

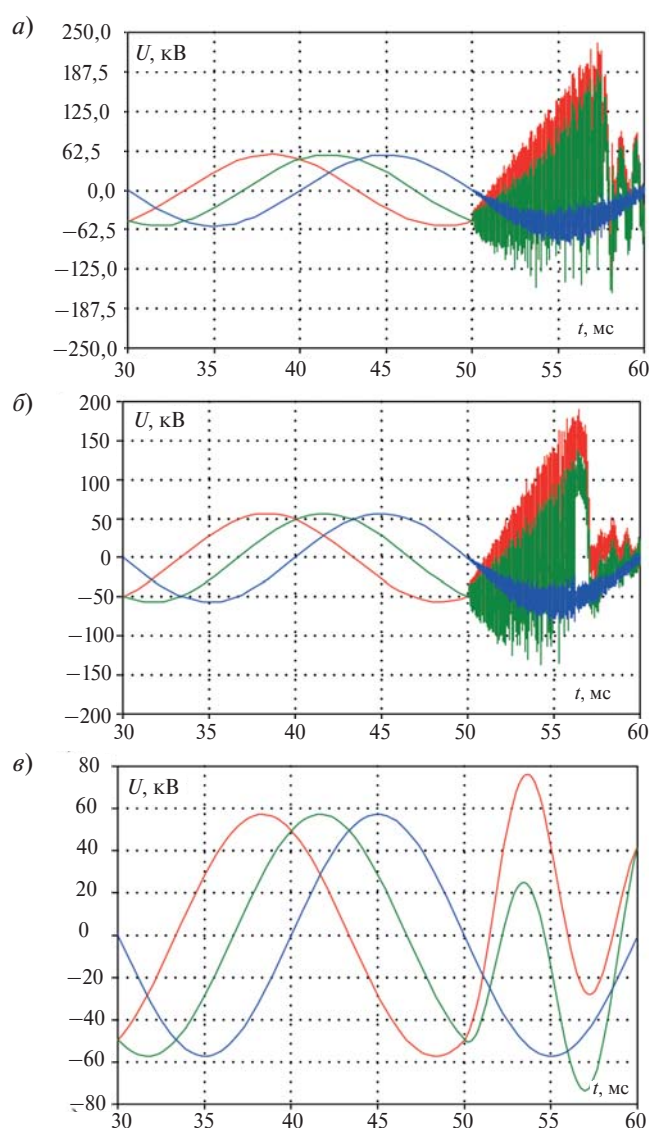


Рис. 5. Межфазные напряжения: AB , AC и BC на левом полюсе ВВ (со стороны реактора) $A = 25$ кВ/мс: а – без ЗУ; б – с ОПН; в – с дополнительной емкостью

Установка дополнительной емкости такой величины практически не оказывает влияния на основную функцию шунтирующего реактора, компенсацию избыточной реактивной мощности, генерируемой ВЛ 220 кВ, отходящих от ПС 220 кВ Березовая.

Случай № 2. Отключение печного трансформатора (отключение тока холостого хода и нагрузочного тока)

1. Отключение тока холостого хода

В данном случае питание нагрузки осуществляется через ВЛ 35 кВ от сети 35 кВ. Сеть 35 кВ представлена в виде источника ЭДС за эквивалентным сопротивлением (рис. 6). Нейтраль сети изолирована.

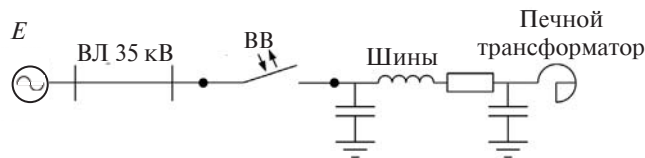


Рис. 6. Расчетная схема сети

Воздушная линия моделируется как линия с распределенными параметрами и задается своими геометрическими параметрами (модель *Bergeron* EMTP с учетом поверхностного эффекта). Для задания геометрических параметров линии использовались данные по типовым опорам ВЛ 35 кВ.

Соединение печного трансформатора с вакуумным выключателем осуществляется с помощью шин, моделируемых П-схемой замещения.

Печной трансформатор (в режимах номинальной нагрузки $S_{\text{ном}} = 30 \text{ МВ}\cdot\text{А}$) и в режиме холостого хода) моделируется тремя ветвями активно-индуктивных сопротивлений, соединенными в звезду с изолированной нейтралью.

В реальной сети АО «К. ГМК» в процессе отключения печного трансформатора на холостом ходу (а также при нагрузке, этот случай рассмотрен далее) произошли пробой проходных изоляторов со стороны ВЛ 35 кВ с последующим двухфазным КЗ.

Процесс отключения в схеме рис. 6 моделировался с помощью программного комплекса EMTP/ATP. Выполнялось отключение одной фазы выключателя. Начало движения контактов имело место незадолго до перехода тока через нуль, накопленная диэлектрическая прочность промежутка составила несколько десятков киловольт, что, как видно из результатов, приведенных далее, значительно меньше, чем возникающее переходное восстанавливающееся напряжение.

Как следует из рис. 7, а, после отключения тока XX из установившегося режима возникают многократные повторные зажигания дуги за счет превышения переходным восстанавливающимся напряжением диэлектрической прочности вакуумного межконтактного промежутка. Вначале (кратковременно) импульсные токи через выключатель при повторных пробоях имеют двухполярный вид, затем — однополярный с ростом амплитуд импульсов тока после каждого очередного пробоя. Этот процесс (на рис. 7, б) длится примерно от 40 до 40,28 мс. Переходная составляющая тока здесь имеет частоту около 100 кГц. Высокая частота процесса вызвана параметрами колебательного контура «шины—печной трансформатор», главными элементами которого являются небольшая емкость шин и индуктивность печного трансформатора.

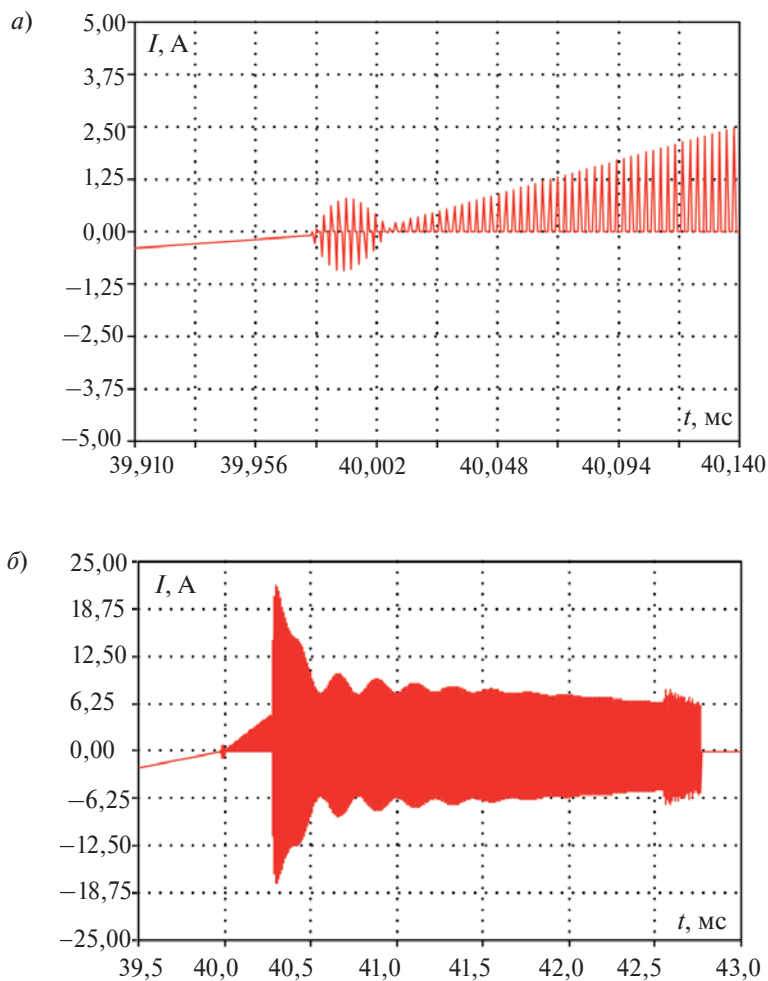


Рис. 7. Ток выключателя (а); ток выключателя в увеличенном масштабе (б)

Как следует из рис. 8, а, межконтактное напряжение на отключаемой фазе в этом интервале времени (от 40 до 40,28 мс) растет относительно медленно (после каждого очередного пробоя промежутка ВВ). Здесь многократные повторные зажигания, как это ни удивительно, способствуют существенному снижению кратности перенапряжений как на контактах самого ВВ, так и в сети (без учета этого явления и при токе среза около 1 А кратность перенапряжений на контактах составила многие сотни киловольт).

Явление, о котором будет идти речь дальше, отмечено впервые (см. рис. 8, а). Начиная с некоторого момента времени (примерно 40,28 мс) повторные зажигания меняют характер и вместо биполярных становятся униполярными с существенно большей величиной импульсов напряжения на контактах выключателя после каждого повторного зажигания. Максимум напряжения на контактах после нескольких повторных зажиганий достигает значения 220 кВ. В увеличенном масштабе весь процесс, вплоть до отключения фазы (при условии отсутствия перекрытия изоляции), можно видеть на рис. 7, б и 8, б. Для наглядности на рис. 8, б

показаны огибающие роста диэлектрической прочности, принятые в расчете равными 25 кВ/мс.

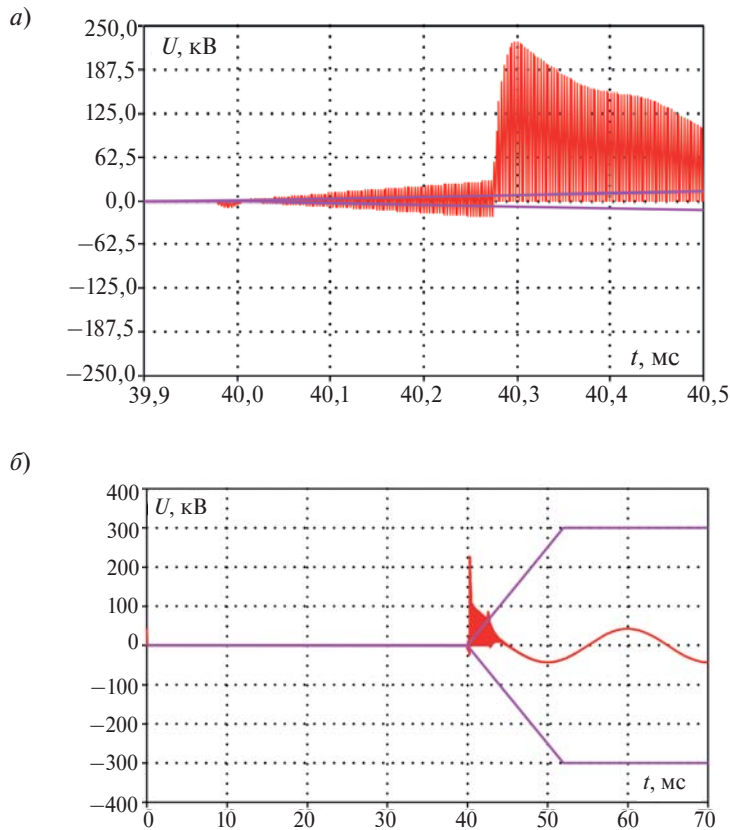


Рис. 8. Межконтактное напряжение: *a* – на отключаемой фазе выключателя; *б* – на отключаемой фазе выключателя в увеличенном масштабе

Как видно из рис. 9, опасные перенапряжения возникают со стороны нагрузки (со стороны сети они незначительны) и составляют более 180 кВ, что является подтверждением возможности произошедшей аварии с ВВ 35 кВ на АО «К. ГМК».

Все приведенные осциллограммы получены в предположении, что повреждение изоляции ВВ этим импульсом перенапряжений не произошло, и процесс отключения фазы был успешным спустя 2,8 мс после пересечения нуля током основной частоты.

Для устранения многократных повторных зажиганий дуги в ВВ и сопровождающих их перенапряжений была установлена емкость 0,2 мкФ (соединение по схеме «звезда с изолированной нейтралью») около печного трансформатора.

Из рис. 10 видно, что, несмотря на достаточно высокое значение амплитуды первого колебания восстанавливающегося напряжения, снижение частоты его изменения позволит избежать повторных зажиганий дуги, а следовательно, и перенапряжений при отключении тока ХХ печного трансформатора в неблагоприятный момент времени.

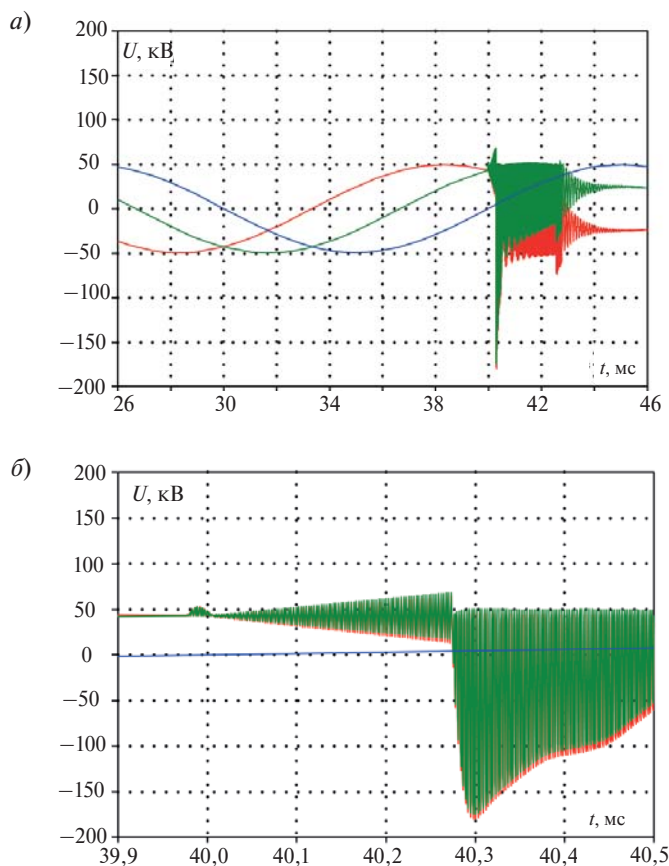


Рис. 9. Межфазные перенапряжения со стороны нагрузки в увеличенном масштабе (а); межфазные перенапряжения со стороны нагрузки (б)

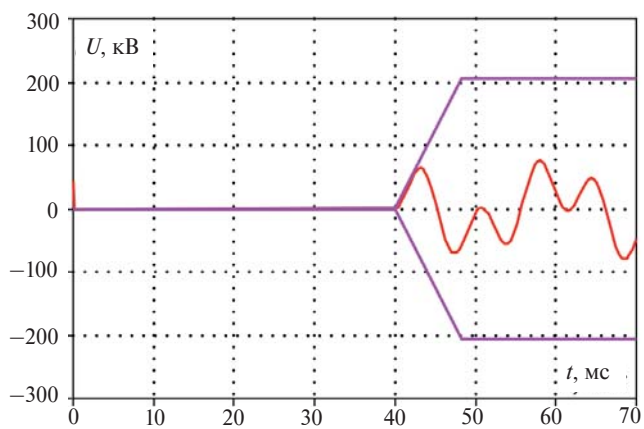


Рис. 10. Межконтактное напряжение на отключаемой фазе выключателя при установке импульсного конденсатора 0,2 мкФ у печного трансформатора

2. Отключение рабочего тока

Как правило, наибольшую опасность с точки зрения возникающих перенапряжений представляет собой коммутация отключения холостого трансформатора со срезом тока и при малой емкости на стороне отключаемого трансформатора. Однако на АО «К. ГМК» имело место повреждение оборудования не только при отключении тока XX трансформатора, но и при отключении нагрузочного тока. Далее на основании компьютерного моделирования высказано предположение о механизме возникновения перенапряжений. Переходный процесс отключения рабочего тока печного трансформатора с током среза 5 А показан на рис. 11–13. Как видно из рис. 12, а, при прерывании выключателем тока такого значения возникают многократные повторные зажигания дуги в выключателе сначала одной полярности, а затем – другой, что создает после этого опасные перенапряжения как для межконтактной (см. рис. 12), так и для межфазной изоляции (см. рис. 13). Снижение тока среза уменьшает кратность перенапряжений. Прекращение МПЗ (через 2,6 мс) приводит (в отсутствие повреждения изоляции оборудования) к окончательному отключению фазы (см. рис. 11, б).

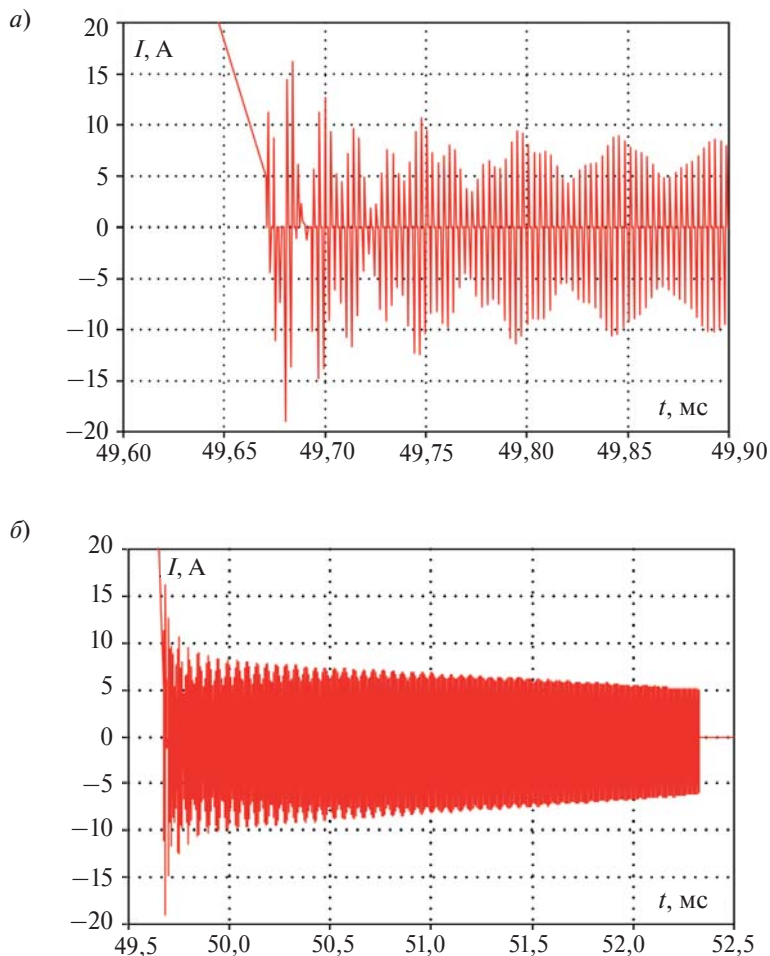


Рис. 11. Ток выключателя (а); ток выключателя в увеличенном масштабе (б)

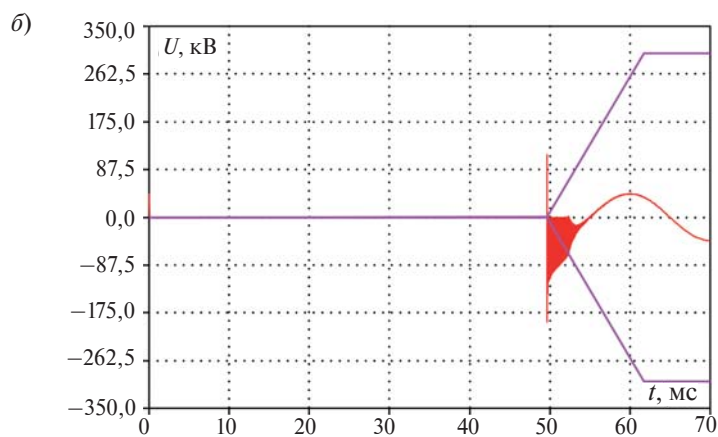
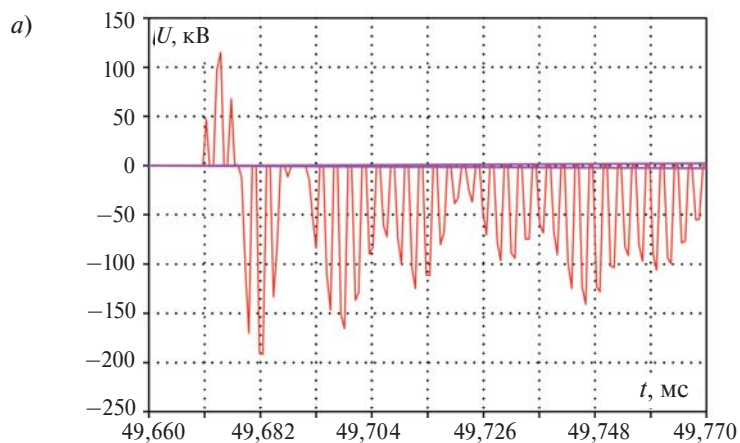
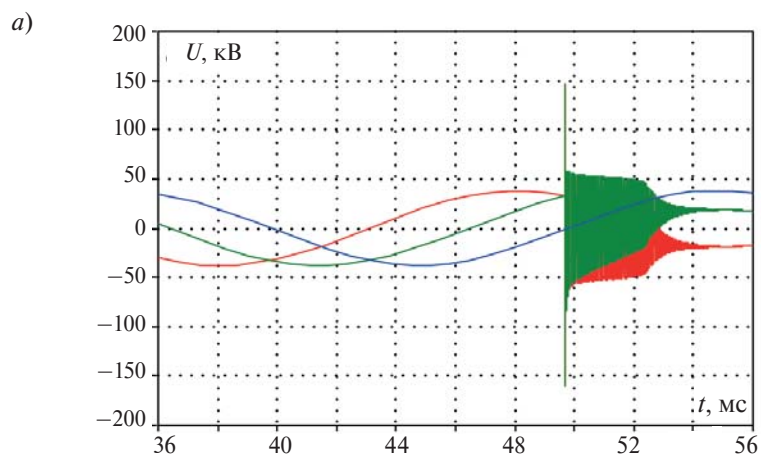


Рис. 12. Межконтактное напряжение на отключаемой фазе выключателя (а); межконтактное напряжение на отключаемой фазе выключателя в увеличенном масштабе (б)



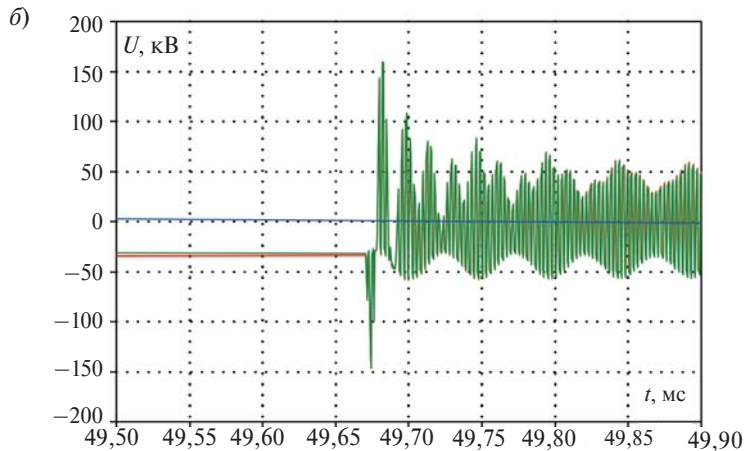


Рис. 13. Межфазные перенапряжения со стороны нагрузки (а); межфазные перенапряжения со стороны нагрузки в увеличенном масштабе (б)

Применение импульсного конденсатора той же емкости $C = 0,2$ мкФ, что была рассмотрена при анализе процессов в выключателе при отключении ненагруженного печного трансформатора, позволяет существенно снизить значение перенапряжений.

Выводы

1. Нормальная коммутация отключения вакуумным выключателем 35 кВ шунтирующего реактора мощностью 20 Мвар вместе с питающим его кабелем небольшой длины может вызвать перенапряжения, приводящие к повреждению выключателя.

2. Причиной возникновения перенапряжений являются многократные повторные зажигания дуги в ВВ, возникающие при начале движения его контактов вблизи нуля тока промышленной частоты.

3. Высокое напряжение сети и высокая частота колебаний в контуре кабель—реактор способствуют значительно большей вероятности возникновения МПЗ в этих выключателях, чем это имело место (относительно редко) при использовании ВВ в сетях 6–10 кВ [1].

4. Высокая частота переходного процесса и «конструктивное удаление» ОПН от места возникновения перенапряжений приводит к неэффективности ограничения перенапряжений этими устройствами.

5. Среди рассмотренных в статье средств снижения перенапряжений единственным средством, обеспечивающим снижение перенапряжений и исключение опасных повторных зажиганий дуги, является установка импульсного конденсатора рядом с коммутируемым шунтирующим реактором.

6. Существенно разные схемы электроснабжения, рассмотренные в этой статье, приводят к различному механизму образования опасных перенапряжений для вакуумного выключателя 35 кВ и другого оборудования сети, однако во всех случаях предшественником перенапряжений является механизм многократных повторных зажиганий дуги в выключателе. В ходе исследований впервые обнаружено явление изменения характера повторных зажиганий (например, с биполярного на униполярный или изменение знака напряжения на контактах при МПЗ). Эти изменения являются причиной возникновения значительных импульсов перенапряжений, опасных как для самого выключателя, так и для изоляции другого оборудования сети.

7. Очевидно, что подобные опасные перенапряжения имеют сугубо статистический характер и возникают только при случайном времени начала расхождения контактов ВВ вблизи нулевого значения тока.

8. В проектной практике следует проводить расчеты процессов коммутации ВВ в заданной схеме и при необходимости устанавливать дополнительные устройства для исключения возможности повреждения оборудования.

9. Заводам-изготовителям также следует провести реконструкцию выключателей, одним из направлений которой может стать внедрение управляемой коммутации для исключения начала размыкания контактов вблизи нуля тока (эта рекомендация не относится к режиму отключения тока КЗ).

Список литературы

1. *Евдокунин Г. А., Тилер Г.* Современная вакуумная техника для сетей среднего напряжения. – СПб., 2007.
2. *Евдокунин Г. А., Петров Н. Н., Шескин Е. Б.* Повторные зажигания дуги в вакуумном выключателе при отключении шунтирующих реакторов в сети 35 кВ // *Электро*. – 2016. – № 1.
3. *Tastet J., Angays Ph.* Safe implementation of HV vacuum switches in oil & gas installations // *Electrical and Instrumentation Applications in the Petroleum & Chemical Industry, 2007. PCIC Europe 2007. 4th European Conference. 2007. P. 7.*
4. *Du N., Guan Y., Zhang J., Niu J., Yao S., Xu G.* Phenomena and Mechanism Analysis on Overvoltages Caused by 40.5-kV Vacuum Circuit Breakers Switching Off Shunt Reactors // *IEEE transactions on power delivery. 2011. Vol. 26, №. 4.*
5. *Prasad V.* Possible Measures to Enhance the Performance of Metal–Oxide Arresters in the EHV Network Under Very Fast Transients // *IEEE transactions on power delivery. 2015. Vol. 30, № 2.*
6. *Lindell E., Liljestrang L.* Efficiency of surge arresters as protective devices against circuit-breaker-induced overvoltages // *IEEE transactions on power delivery. 2016. Vol. 31. № 4.*
7. *Wong S. M., Snider L. A., Lo E. W. C.* Overvoltages and reignition behavior of vacuum circuit breaker // *International Conference on Power Systems Transients – IPST 2003 in New Orleans, USA.*
8. *Slade P. G.* The Vacuum Interrupter: Theory, Design and Application. 2007.

Евдокунин Георгий Анатольевич, д-р техн. наук, профессор, старший научный сотрудник отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: evdg@etelecom.spb.ru

Петров Николай Николаевич, инженер отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: pet.nikolai2012@yandex.ru

Шескин Евгений Борисович, канд. техн. наук, заместитель заведующего отделом электро-энергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: sheskin_e@ntcees.ru

УДК 621.315

Д. В. Иванов, Г. В. Подпоркин, В. Я. Фролов

Моделирование нестационарных плазменных процессов в разрядной камере мультикамерного разрядника для молниезащиты линий электропередачи

Описана математическая модель термических, газодинамических и электромагнитных процессов, происходящих в разрядной камере мультикамерного разрядника. Приведены основные допущения, уравнения модели, показана расчетная область и описаны граничные условия. Представлены результаты расчета – распределения температуры плазмы и избыточного давления в разрядной камере в различные моменты времени. Выполнен анализ полученных результатов.

Ключевые слова: молниезащита, разрядник, гашение электрической дуги.

Введение

В настоящее время новым перспективным способом защиты воздушных линий электропередачи от грозových перенапряжений является применение мультикамерных разрядников [1, 2] с стержневыми электродами из стали или CuW, помещенными в силиконовую резину (рис. 1).

Мультикамерный разрядник состоит из большого числа последовательно соединенных камер (рис. 2), в которых при пробое возникает дуговой разряд.

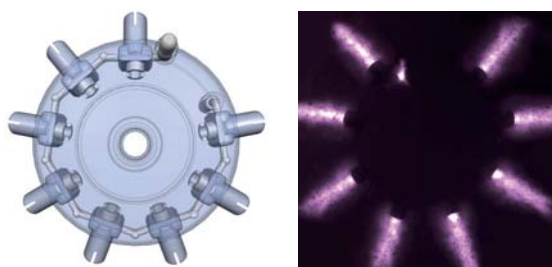


Рис. 1. Конструкция мультикамерного разрядника (слева) и импульсный дуговой разряд в мультикамерном разряднике (справа)

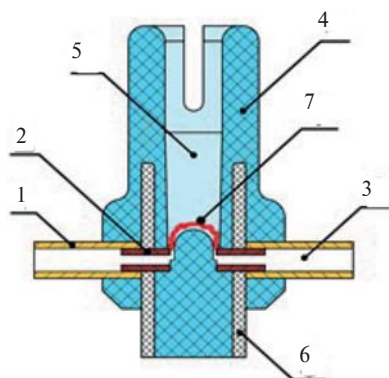


Рис. 2. Конструкция разрядной камеры мультикамерного разрядника: 1 – внешняя трубка; 2 – внутренняя трубка; 3 – полости; 4 – силиконовая резина; 5 – разрядная щель; 6 – стеклопластиковая трубка; 7 – дуга

Такой разряд сопровождается эрозией материала электродов и испарением материала разрядной камеры. При этом в камере возникает повышенное давление, приводящее к выбросу плазменной струи из разрядной камеры и гашению электрической дуги.

В целях повышения эффективности работы мультикамерных разрядников необходимо выполнить анализ их работы. Для этого была разработана математическая модель процессов в разрядной камере мультикамерного разрядника, проведены расчеты и выполнен анализ полученных результатов.

1. Математическая модель

Трехмерная нестационарная математическая модель процессов в разрядной камере мультикамерного разрядника основана на следующих допущениях:

- плазма находится в состоянии локального термодинамического равновесия, это позволяет рассматривать плазму как единую сплошную среду;
- объем плазмы, определяемый размерами канала разрядника, сравнительно небольшой; кроме этого, стенки камеры непрозрачные, поэтому излучением плазмы можно пренебречь: $u_{rad} = 0$;
- плотность плазмы при расчетах вычисляется как плотность идеального газа;
- остальные теплофизические свойства были рассчитаны с учетом эрозии материала электродов и абляции стенок разрядной камеры [3], в модели они заданы как зависимости от температуры при постоянном давлении 10 атм;
- рассматривались вольфрамовые электроды (соотношение компонентов Si:O:C:H = 1:1:2:6; W:O = 1:10);
- испарение материала разрядной камеры учитывалось в расчете как источник массы;
- движение плазмы турбулентно, для моделирования турбулентности использовалась SST-модель;
- движение плазмы обусловлено главным образом термическим расширением, электромагнитная сила не учитывается.

Основные уравнения математической модели нестационарной электрической дуги [4–6]:

- уравнение баланса энергии;
- уравнение движения;
- уравнение неразрывности;
- система электромагнитных уравнений Максвелла.

С учетом сделанных допущений электромагнитная задача сводится к решению одного уравнения для скалярного электрического потенциала φ :

$$\nabla \cdot (\sigma \nabla \varphi) = 0 ,$$

а напряженность электрического поля связана со скалярным электрическим потенциалом следующим соотношением:

$$\vec{E} = -\text{grad } \varphi .$$

Здесь σ – электропроводность; \vec{E} – напряженность электрического поля.

Расчетная область и расчетная сетка показаны на рис. 3.

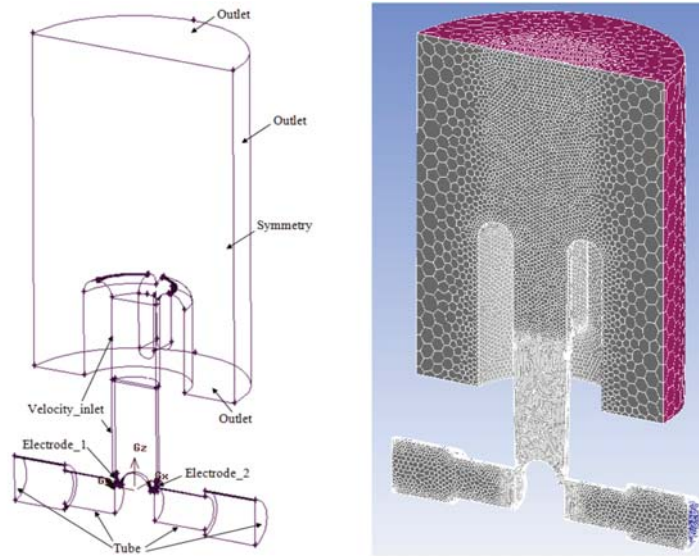


Рис. 3. Расчетная область и расчетная сетка

Расчетная область включает в себя пространство вокруг выхода разрядной камеры, что позволяет рассчитать процесс истекания плазмы из разрядной камеры. В качестве расчетной области удобно брать только половину пространства разрядника и окружающего пространства, поскольку это пространство имеет плоскость симметрии (это плоскость разреза рис. 2).

Граничные условия задавались следующим образом.

На границах Outlet задавалось давление (1 атм).

На передней границе (см. рис. 3) задавалось условие симметрии.

На границах, представляющих собой силиконовую стенку разрядной камеры, задавалась скорость газа (Velocity_inlet), которая рассчитывалась в модели из условия, что вся тепловая мощность, подводимая к стенке, затрачивается на испарение материала стенки.

На границах Electrode_1 и Electrode_2 задавалось граничное условие типа «wall». На остальных границах также задавалось граничное условие типа «wall».

Для решения электромагнитной задачи на границах Electrode_1 и Electrode_2 задавалась разность потенциалов; на остальных границах задавалось граничное условие второго рода.

Для задания разности потенциалов использовались экспериментальные данные об изменении тока через разрядник с течением времени, которые математически обрабатывались с целью сглаживания.

Начальные условия в модели задавались следующим образом. Поскольку единственный источник энергии для плазмы — это джоулев нагрев, то часто в качестве начальных условий задают равномерное распределение температуры, такое, при котором электропроводность плазмы отлична от нуля, и джоулев нагрев будет нагревать плазму, например, температуру 8–10 тыс. К.

Однако в данном случае такое задание температуры исказило бы реальные начальные условия при пробое. Поэтому здесь имитировался искровой пробой — задавалось высокое значение удельной выделяемой мощности (10^{14} Вт/м³) в узком шнуровом канале между электродами, которое, предполагалось, действует в течение 1 мкс.

Задача решалась с использованием ПО ANSYS Fluent, которое широко используется для исследования различных плазменных процессов [7–9].

К сожалению, в ANSYS Fluent не предусмотрено решение электромагнитных задач, но есть возможность решать свои собственные уравнения и писать свои собственные функции – так называемые UDF (user-defined functions). С использованием UDF были реализованы некоторые особенности данной модели: решение электромагнитной задачи и задание джоулева нагрева как функции источника; использование теплофизических свойств плазмы, найденных на основе рассчитанного ранее состава плазмы [3]; задание переменной во времени разности потенциалов на разряднике; задание начального распределения удельной выделяемой мощности.

2. Анализ результатов расчета и выводы

Результаты моделирования – распределения температуры и избыточного давления в различные моменты времени – показаны на рис. 4–5.

Полученные результаты показывают, что:

- 1) плазменная струя достигает выхода щели примерно через 10 мкс после начала разряда, а выход камеры достигается примерно через 30 мкс;
- 2) область высокого давления достигает выхода разрядной камеры раньше области высокой температуры; это означает, что нагретая до высокой температуры плазма, двигаясь в сторону выхода, «толкает» перед собой холодный газ, сжимая его;

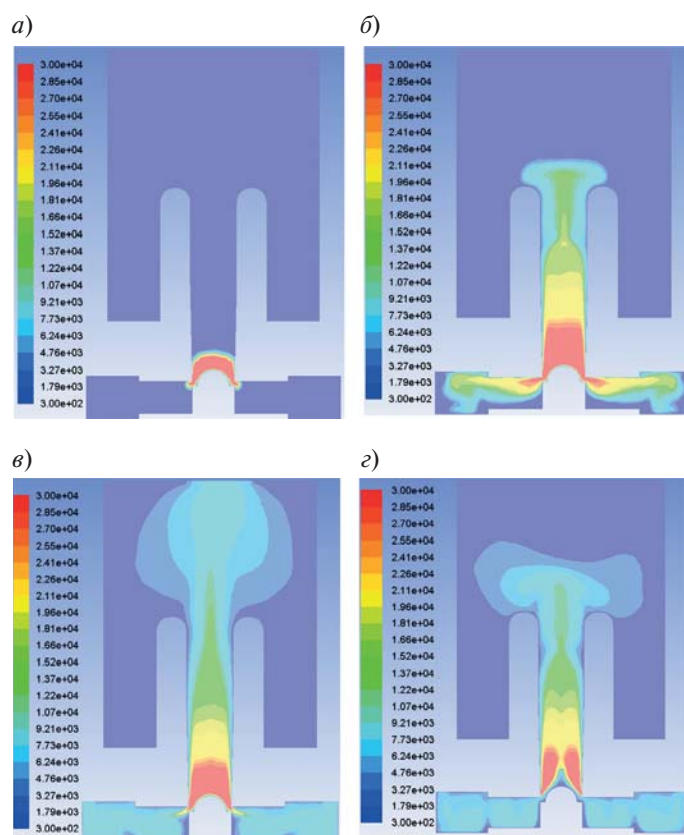


Рис. 4. Распределения температуры (T , К) в разрядной камере в различные моменты времени: a – 2 мкс; b – 30 мкс; v – 140 мкс; z – 210 мкс

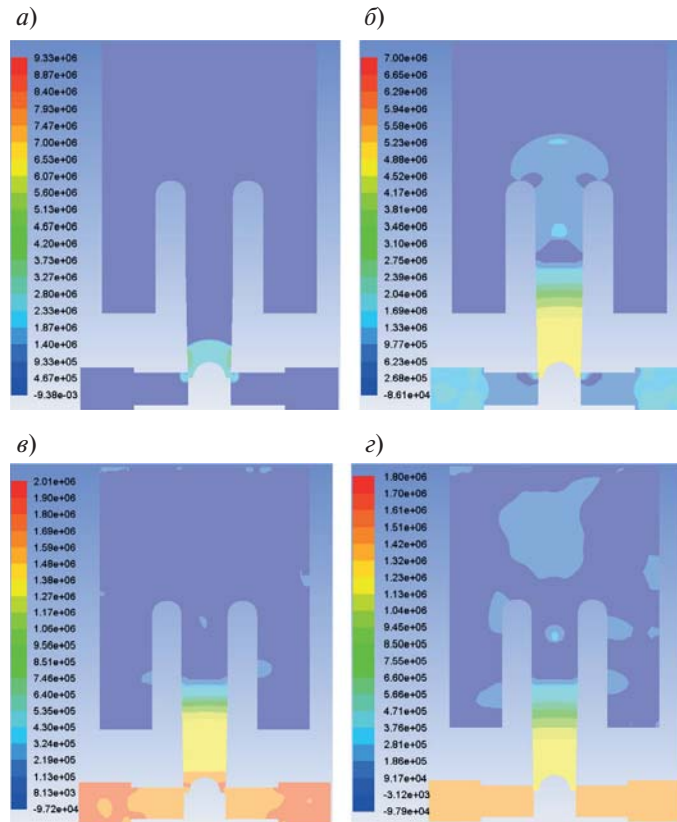


Рис. 5. Распределения избыточного давления (p , Па) в разрядной камере в различные моменты времени: a – 2 мкс; b – 30 мкс; v – 140 мкс; z – 210 мкс

3) наличие продольного разреза в цилиндрической части разрядной камеры приводит к выбросу части плазмы в этом направлении и уменьшению скорости и температуры плазменной струи;

4) уменьшение длины плазменной струи происходит после 90 мкс после начала разряда.

Анализ результатов моделирования позволяет говорить о том, что наличие полостей, соединенных с объемом разрядной камеры отверстиями малого сечения, приводит к тому, что на начальном этапе развития разряда, когда давление внутри разрядной камеры превышает давление внутри полостей, плазма начинает распространяться внутрь этих полостей. При этом давление внутри полостей повышается до тех пор, пока не начинает превышать давление в разрядной камере, которое понижается из-за распространения разряда в сторону выхода разрядной камеры. Это происходит примерно через 140–150 мкс после начала разряда. После этого газ, скопившийся в полостях, более холодный по сравнению с ядром разряда, начинает двигаться в обратном направлении, т. е. из полостей в разрядную камеру. После 160 мкс это приводит к охлаждению центральной части ядра разряда – оно как бы разрывается потоком газа из полостей, что, несомненно, способствует гашению электрической дуги.

Таким образом, результаты расчета показали, что данная конструкция разрядной камеры обеспечивает гашение дуги.

Данное исследование осуществлено при поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации, соглашение № 14.579.21.0041 от 21 августа 2014 г. Уникальный идентификатор прикладных научных исследований RFMEFI57914X0041.

Список литературы

1. Подпоркин Г. В., Енькин Е. Ю., Пильщиков В. Е. Разработка мультикамерной системы разрядников // Электричество. – 2013. – № 1. – С. 26–32.
2. Kozakov R., Khakpour A., Gorchakov S., Uhrlandt D., Ivanov D., Murashov I., Podporkin G. Z., Frolov V. Investigation of a Multi-Chamber System for Lightning Protection at Overhead Power Lines // Plasma Physics and Technology. 2015. Т. 2, № 2. С. 150–154.
3. Фролов В. Я., Иванов Д. В., Мурашов Ю. В., Сиваев А. Д. Расчет состава плазмы дугового импульсного разряда в мультикамерном разряднике // Письма ЖТФ. – 2015. – Т. 41, № 7. – С. 8–15.
4. Фролов В. Я., Иванов Д. В., Мурашов Ю. В., Чусов А. Н. Численное моделирование плазменных процессов в разрядной камере мультикамерного разрядника для молниезащиты // V Российская конференция по молниезащите: Сб. докл. – 2016. – С. 334–337.
5. Чусов А. Н., Подпоркин Г. В., Пинчук М. Э., Иванов Д. В., Мурашов Ю. В., Фролов В. Я. Моделирование разряда в мультикамерных системах // V Российская конференция по молниезащите: Сб. докл. – 2016. – С. 351–357.
6. Frolov V., Ivanov D., Murashov I., Sivaev A. Mathematical simulation of processes in discharge chamber of multi-chamber system for lightning protection at overhead power lines // Proceedings of the 2016 IEEE North West Russia section young researchers in electrical and electronic engineering conference, ELCONRUSNW 2016. 2016. С. 562–565.
7. Фролов В. Я., Дубов М. В., Юшин Б. А. Анализ теплового состояния струйных плазмотронов // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2009. – № 2(78). – С. 125–129.
8. Фролов В. Я., Лопота А. В., Иванов Д. В. Высокочастотный индукционный плазмотрон для получения наноматериалов // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2011. № 1(117). – С. 146–151.
9. Фролов В. Я., Иванов Д. В., Шибяев М. А. Моделирование плазменного процесса получения нанопорошковых материалов с помощью комбинированного плазмотрона // Письма в ЖТФ. – 2014. – Т. 40, № 16. – С. 1–7.

Иванов Дмитрий Владимирович, канд. техн. наук, доцент кафедры «Электротехника и электроэнергетика» СПбПУ.

E-mail: eie@spbstu.ru

Подпоркин Георгий Викторович, д-р техн. наук, научный руководитель ОАО «НПО «Стример».

E-mail: info@streamer.ru

Фролов Владимир Яковлевич, д-р техн. наук, заведующий кафедрой «Электротехника и электроэнергетика» СПбПУ.

E-mail: eie@spbstu.ru

УДК 621.314

С. П. Высокорец

Оценка приемлемости применения метода потенциометрического титрования по ГОСТ 11362–96 для измерения кислотного числа минеральных трансформаторных масел

Установлено наличие противоречий требований нормативных документов, регламентирующих порядок оценки качества электроизоляционных масел. Определена приемлемость применения метода потенциометрического титрования по ГОСТ 11362–96 для измерения кислотного числа трансформаторных масел.

Ключевые слова: трансформаторное масло, метод выполнения измерений, кислотное число.

Введение

На сегодняшний день в нормативной базе электроэнергетической отрасли РФ существует ряд противоречий. Так, при организации химического контроля свежих трансформаторных масел техническими условиями [1] регламентировано определение параметра «кислотное число» (далее КЧ) согласно ГОСТ 11362–96 [2], вместе с тем в данном стандарте в части описания области применения содержится четкое указание на то, что данная методика выполнения измерения не распространяется на электроизоляционные масла. Возникшее противоречие не позволяет включить данный метод измерений в область аккредитации лаборатории без проведения трудоемкого эксперимента по оценке показателей качества результатов анализа при реализации данной методики в конкретной лаборатории.

ГОСТ 11362–96 [2] не содержит метрологических характеристик для оценки приемлемости полученных результатов измерений электроизоляционных масел, оценки погрешности и проведения внутреннего контроля качества проведенных измерений. Нижняя граница диапазона измеряемых значений КЧ, регламентированная в ГОСТ 11362–96 [2], соответствует 0,05 мгКОН/г, что в пять раз больше предельно допустимого значения, установленного для свежих трансформаторных масел (0,01 мгКОН/г) [1]. Указанные факты не позволяют применять метод измерения по ГОСТ 11362–96 для оценки свежих трансформаторных масел, что соответственно не согласуется с требованиями ТУ 38.101.1025–85 [1] в части предписанного метода измерения КЧ.

Вместе с тем существующий ряд автоматических титраторов, позволяющих реализовать в полном объеме методику определения КЧ электроизоляционных масел по ГОСТ 11362–96 [2] с минимальным участием оператора непосредственно в процессе измерения, исключая ряд субъективных факторов, имеющих место при реализации метода измерения по ГОСТ 5985–79 [3], определяет техническое преимущество методики, изложенной в ГОСТ 11362–96 [2]. В целях обоснования применимости методики выполнения измерений КЧ в соответствии с ГОСТ 11362–96 (далее МВИ) для анализа свежих и эксплуатационных трансформаторных масел под руководством автора в лаборатории физико-химического и хроматографического анализа управления диагностики филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Комиэнерго» был организован специальный эксперимент по оценке метрологических характеристик указанной МВИ.

1. Организация специального эксперимента

Согласно [4] МВИ – это совокупность операций и правил, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений (испытаний) с известной погрешностью или результатов контроля с известной достоверностью. Задачей, подлежащей решению при проведении специального эксперимента, являлось определение показателей прецизионности и показателя точности для методики выполнения измерений КЧ в соответствии с ГОСТ 11362–96 [2], применяемой при анализе свежих и эксплуатационных трансформаторных масел.

В качестве метода оценки показателей качества МВИ был выбран метод с применением набора образцов для оценивания в виде однородных и стабильных по составу рабочих проб [5].

Описание эксперимента. Оценку метрологических характеристик МВИ проводили в диапазоне значений КЧ от 0,005 до 0,3 мгКОН/г. Нижняя граница (0,005 мгКОН/г) выбранного диапазона значений КЧ в два раза ниже предельно допустимого значения, установленного для свежих масел марки ГК [1], верхняя граница диапазона (0,3 мгКОН/г) лежит в области значений, превышающих предельно допустимое значение КЧ, установленное для эксплуатационных трансформаторных масел [6].

Для проведения эксперимента использовали пять образцов для оценивания (далее – образцы), значения КЧ которых находятся в пределах выбранного диапазона действия МВИ. В качестве образцов при проведении эксперимента использовали рабочие пробы эксплуатационных трансформаторных масел, представляющих собой смеси масел различных марок. Значения КЧ в образцах принимали неизменными в течение всего эксперимента. Измерения КЧ в исследуемых пробах проводились по ГОСТ 11362–96 [2]. Характеристики исследованных образцов (средние значения двух параллельных измерений) представлены в табл. 1.

Таблица 1

Характеристики образцов для оценивания

Параметр	Номер образца				
	1	2	3	4	5
Значение кислотного числа (оценка по результатам эксперимента), мгКОН/г	0,0049	0,010	0,051	0,11	0,28
Навеска образца для единичного анализа, г	30,0±2,0	30,0±2,0	20,0±2,0	20,0±2,0	20,0±2,0
Общее количество образца, требуемое для проведения эксперимента, л	2,0	2,0	1,5	1,5	1,5

В соответствии с [5] для достоверной оценки внутрилабораторной прецизионности при реализации данной МВИ количество результатов анализа (серии из двух единичных анализов) для каждого образца принято равным 17. Неопределенность оценки принята равной 0,33, коэффициент $\gamma = \sigma_R / \sigma_r = R/r = 3,08$ рассчитывали ориентировочно, используя пределы воспроизводимости и повторяемости, регламентированные в [2] для

определения КЧ в отработанных маслах с помощью автоматического титрования. За результат измерения принято среднее арифметическое двух результатов единичных анализов. Время проведения эксперимента определено из расчета одно измерение в неделю для каждого образца, что составило четыре месяца.

Важным является то, что в ходе эксперимента проводилось варьирование всеми факторами, формирующими внутрилабораторную прецизионность [5]: серии результатов единичного анализа получали в разное время разные операторы, используя разные партии реактивов одного типа. При этом результаты единичного анализа внутри каждой серии получали в одинаковых условиях и практически одновременно.

В качестве средства измерения при проведении эксперимента использовали автоматический титратор Mettler Toledo T50 с комбинированным электродом Mettler Toledo DGI 116-Solvent для титрования в неводных средах.

Приготовление реактивов и анализ образцов проводились в полном соответствии с требованиями ГОСТ 11362–96 [2]. В качестве растворителя для титрования применяли раствор, содержащий (по объему) 30 % этилового спирта и 70 % толуола. Конечную точку титрования определяли по неводному щелочному буферному раствору (раствор м-нитрофенола и гидроокиси калия в этиловом спирте).

Статистическая обработка результатов эксперимента. Общее описание использованного метода оценки показателей качества МВИ, а также расчетные формулы, использованные при проведении статистической обработки полученных результатов эксперимента, представлены в [5].

При проведении расчетов число результатов единичных анализов при проведении эксперимента составило $N = 2$ (число результатов единичных анализов, регламентированное МВИ, $n = 2$); число результатов анализа, полученных в условиях внутрилабораторной прецизионности, $L = 17$; число образцов для оценивания $M = 5$.

При определении показателя повторяемости для каждой серии результатов единичных анализов рассчитана выборочная дисперсия результатов единичного анализа S_L^2 . Полученные значения S_L^2 проверены на однородность с использованием критерия Кохрена. Дисперсии S_L^2 , не прошедшие проверку по критерию Кохрена, и соответствующие им результаты единичных анализов считали выбросами и в дальнейших расчетах не использовали. Из всех полученных в ходе эксперимента результатов анализа только для образца № 1 две серии результатов единичных анализов определены как выбросы и исключены из расчетов. Таким образом, для образца № 1 $L = 15$, для образцов № 2–5 все полученные результаты единичных анализов участвовали в дальнейших вычислениях $L = 17$.

Для каждого из образцов рассчитан показатель повторяемости результатов анализа в виде предела повторяемости r , показатель внутрилабораторной прецизионности результатов анализа в виде предела внутрилабораторной прецизионности R_L и показатель точности Δ_L (верхняя и нижняя границы, в которых погрешность результата анализа находится с принятой вероятностью $P = 0,95$).

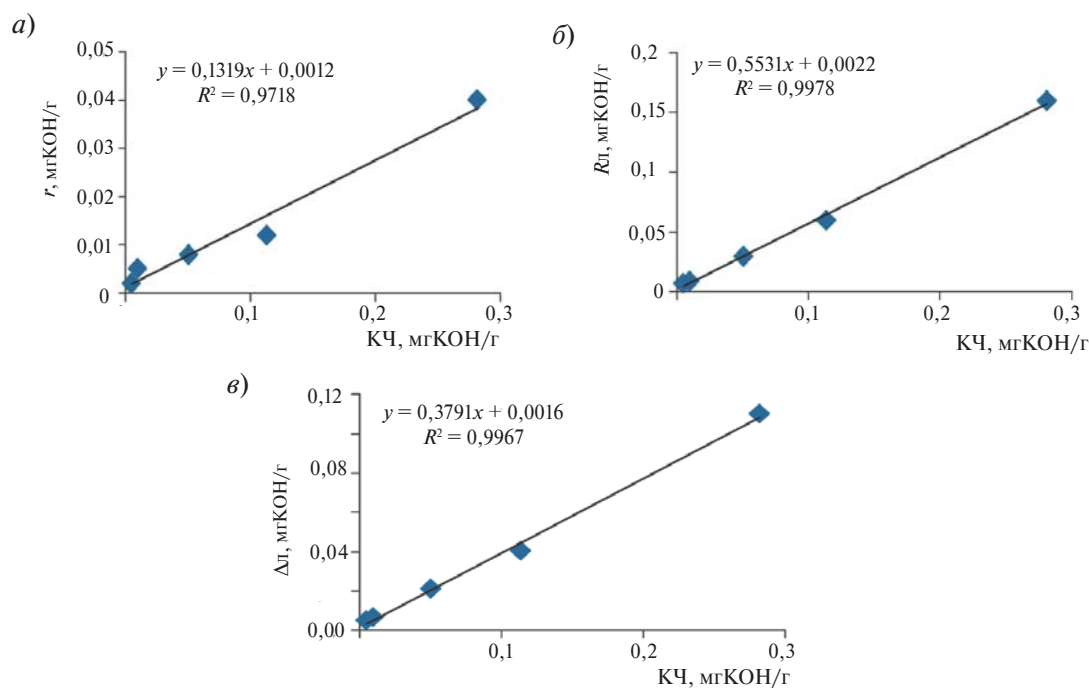
Результаты оценки показателей качества МВИ представлены в табл. 2.

Для каждого установленного показателя качества МВИ согласно приложению Ж [5] установлен вид зависимости показателя от значения КЧ. Обнаружено, что зависимости всех показателей качества удовлетворительно описываются линейными уравнениями (рисунок).

Таблица 2

Результаты оценки показателей качества МВИ

Номер образца	Кислотное число (общее среднее значение), мгКОН/г	Среднее квадратическое отклонение повторяемости σ_r , мгКОН/г	Предел повторяемости r , мгКОН/г	Среднее квадратическое отклонение внутрिलाбораторной прецизионности σ_{R_L} , мгКОН/г	Предел внутрिलाбораторной прецизионности R_L , мгКОН/г	Показатель точности (погрешность) Δ_L , мгКОН/г
1	0,0049	0,0006	0,002	0,0024	0,007	0,0048
2	0,0101	0,0016	0,005	0,0033	0,009	0,0065
3	0,0505	0,0027	0,008	0,0107	0,03	0,021
4	0,1137	0,0042	0,012	0,0206	0,06	0,040
5	0,2816	0,0127	0,04	0,0561	0,16	0,11



Графический вид зависимостей показателей качества МВИ от измеренного значения кислотного числа: а – для повторяемости; б – для внутрिलाбораторной прецизионности; в – для погрешности

На основании выявленных зависимостей установлены границы поддиапазонов значений КЧ, в пределах которых значения показателей качества МВИ приняты постоянными. Значения показателей качества, соответствующие серединам указанных

поддиапазонов, рассчитаны с использованием выявленных ранее линейных зависимостей.

Окончательные результаты оценки показателей качества МВИ и соответствующие поддиапазоны значений КЧ представлены в табл. 3.

Таблица 3

Показатели качества МВИ, соответствующие установленным поддиапазнам значений кислотного числа

Кислотное число, мгКОН/г	Предел повторяемости r		Предел внутрилабораторной прецизионности $R_{\text{Л}}$		Показатель точности (погрешность) $\Delta_{\text{Л}}$	
	мгКОН/г	% *	мгКОН/г	% *	мгКОН/г	% *
1	2	3	4	5	6	7
От 0,005 до 0,02	0,002	23	0,008	75	0,0054	54
Сверх 0,02 до 0,04	0,005	17	0,019	62	0,013	43
Сверх 0,04 до 0,08	0,009	15	0,04	59	0,024	41
Сверх 0,08 до 0,17	0,018	14	0,07	57	0,049	39
Сверх 0,17 до 0,3	0,03	14	0,13	56	0,09	39

* Относительные значения показателей качества оценены для значений кислотного числа, соответствующих серединам указанных поддиапазонов и представлены для наглядности.

2. Обсуждение результатов эксперимента

При рассмотрении полученных результатов эксперимента установлены высокие значения показателей качества МВИ при низких значениях КЧ (менее 0,02 мг КОН/г), что может быть обусловлено особенностями протекания электродных процессов в неводных средах, трудностью поддержания постоянной степени насыщения водой гелевого слоя на поверхности стеклянного электрода при подготовке его к проведению измерения и, как следствие, трудностью получения воспроизводимого значения потенциала электрода в начальной точке титрования, что вносит ощутимую погрешность при определении малых значений КЧ.

Показатели качества результатов анализа, приведенные в ГОСТ 11362–96 [2] для метода автоматического титрования и определения конечной точки титрования по неводному щелочному буферному раствору, составляют: предел повторяемости $r = 12\%$; предел воспроизводимости $R = 44\%$ (норматив погрешности отсутствует). Таким образом, результаты оценки показателей качества МВИ, полученные в ходе специального эксперимента (см. табл. 3), с учетом малых значений КЧ в электроизоляционных маслах, являются приемлемыми для целей эксплуатационного контроля минеральных трансформаторных масел.

Представительность полученных результатов эксперимента подтверждается удовлетворительными результатами при неоднократных контрольных измерениях, проведенных с использованием государственных стандартных образцов КЧ-0,02-ЭК (ГСО 8499-2003) и КЧ-0,1-ЭК (ГСО 8501–2003) с аттестованными значениями

КЧ 0,020 и 0,100 мгКОН/г соответственно: полученные результаты измерения с применением автоматического титратора Mettler Toledo T50 и рассматриваемой МВИ отличались от аттестованных значений стандартных образцов не более чем на 5 %, что не превышает значения критической разности CD , взятого в качестве критерия сравнения ввиду отсутствия в МВИ регламентированного норматива погрешности. При получении двух единичных анализов и использовании приведенных нормативов, при которых предел повторяемости r равен 12 %, а предел воспроизводимости R равен 44 %, критическая разность:

$$SD = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{R^2 - \frac{r^2}{2}} = 30 \%$$

Выводы

На основании проведенных исследований установлено, что применение ГОСТ 11362–96 [2] для измерения КЧ в минеральных трансформаторных маслах представляется вполне обоснованным. Несмотря на то что представленные оценки метрологических характеристик рассмотренной МВИ получены в рамках одной конкретной лаборатории, а также учитывая отсутствие подобных сведений в литературе, полученные результаты позволяют получить общее представление о степени точности данного метода измерений применительно к минеральным трансформаторным маслам.

Полученные результаты исследований подтверждают необходимость проведения полноценной межлабораторной аттестации методики измерения КЧ в электроизоляционных маслах методом потенциометрического титрования, что позволит устранить упомянутое противоречие между требованиями технических условий [1] на трансформаторные масла и областью применения ГОСТ 11362–96 [2].

Список литературы

1. ТУ 38.1011025–85 с изменениями 1–5. Масло трансформаторное гидрокрекинга ГК. Технические условия.
2. ГОСТ 11362–96. Нефтепродукты и смазочные материалы. Число нейтрализации. Метод потенциометрического титрования.
3. ГОСТ 5985–79 (СТ СЭВ 3963–83). Нефтепродукты. Метод определения кислотности и кислотного числа.
4. ОСТ 95 10351–2001. Отраслевая система обеспечения единства измерений. Общие требования к методам выполнения измерений.
5. РМГ 61–2003. Государственная система обеспечения единства измерений. Показатели точности, правильности, прецизионности методик количественного химического анализа. Методы оценки.
6. РД 153-34.0-20.363–99. Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ / ОАО «Фирма ОРГРЭС» – М., 2000. – 140 с.

Высогорец Светлана Петровна, канд. техн. наук, главный специалист службы эксплуатации департамента технического обслуживания и ремонтов ПАО «МРСК Северо-Запада».

E-mail: vsp@mrsksevzap.ru

УДК 621.314

О. В. Сулова

Основные тенденции развития и применения электропередач постоянного тока и силовой электроники в энергосистемах (по материалам 46-й сессии СИГРЭ)

Представлен обзор направлений научных и инженерных работ в области технологий передачи электроэнергии постоянного тока и силовой электроники для энергосистем по материалам 46-й сессии СИГРЭ. Основные направления: исследование взаимного влияния электропередач постоянного (ППТ) и переменного тока; управление ППТ, связывающими синхронно работающие части энергообъединения; использование вставок постоянного тока (ВПТ) для изменения структуры энергосистемы с синхронной на асинхронную; использование гибридных ППТ и ВПТ, содержащих преобразователи тока и преобразователи напряжения; дальнейшее развитие технической базы для создания сетей постоянного тока, совершенствование структуры преобразователей.

Ключевые слова: передача постоянного тока, вставка постоянного тока, гибридная электропередача постоянного тока, коэффициент взаимного влияния инверторов, асинхронная связь, передача постоянного тока на преобразователях напряжения, модульный многоуровневый преобразователь напряжения, ветроэлектрическая установка, сети постоянного тока.

Введение

В статье представлен обзор основных тенденций развития и применения электропередач постоянного тока и силовой электроники в энергосистемах, выполненный на основе анализа докладов, представленных на сессии CIGRE 2016 года, в рамках деятельности исследовательского комитета В4 «Электропередачи постоянного тока высокого напряжения и силовая электроника».

Интенсивный рост количества электропередач постоянного тока привел к появлению таких конфигураций энергосистем, где маршруты ППТ и электропередач переменного тока проходят в непосредственной близости друг от друга. В связи с этим актуальными становятся изучение процессов взаимного влияния ППТ и электропередач переменного тока, а также минимизация отрицательных последствий этого влияния. Несколько работ посвящены исследованию взаимного влияния инверторов разных ППТ, электрически связанных между собой в пределах одной энергосистемы, изучению эффективности методов предотвращения нарушения коммутации инверторов ППТ. Разрабатываются и совершенствуются методы управления мощностью ППТ, которые связывают синхронно работающие части энергообъединения. Энергетики Китая сообщили о планах изменения структуры энергосистемы с синхронной на асинхронную с помощью вставок постоянного тока. Одной из основных тенденций стало использование преобразователей тока (ПТ) и напряжения (ПН) в одном объекте ППТ (ВПТ), создание так называемых гибридных ППТ. Это позволяет оптимизировать стоимостные характеристики электропередачи, систему фильтрации и компенсации реактивной мощности, компенсировать особенности ПТ, связанные с возможностью нарушения коммутации, потреблением реактивной мощности, невозможностью работы с сетью с низким ОКЗ.

Продолжаются исследования и разработки, направленные на оптимизацию структуры модульных многоуровневых преобразователей напряжения (ММПН), совершенствование алгоритмов управления, регулирования и защиты ММПН как элементов многотерминальных электропередач и сетей постоянного тока (СПТ).

ППТ также получили широкое применение для присоединения возобновляемых источников электроэнергии к системам переменного тока, в распределительных энергосистемах, что также нашло свое отражение в представленных работах.

1. Взаимное влияние электропередач постоянного и переменного тока

В работе [1] рассматривается взаимодействие между электропередачами постоянного и переменного тока на примере реального проекта NordLink – кабельно-воздушная электропередача с применением ПН мощностью 1400 МВт, связывающей энергосистемы Норвегии и Германии. Воздушная секция электропередачи длиной более 40 км проходит по территории Норвегии, в одном коридоре с ЛЭП переменного тока напряжением 300 и 420 кВ. Основные цели исследования состояли в определении величины перенапряжений на кабельном участке ППТ при авариях на близко расположенных ЛЭП переменного тока, а также влияния на функционирование системы защит переменного тока наведенной постоянной составляющей со стороны линии постоянного тока. Исследования, выполненные с помощью PSCAD/EMTDC показали, что при коротких замыканиях на ВЛ переменного тока, находящихся в непосредственной близости от ВЛ ППТ, в спектре напряжения кабельного участка линии ППТ максимальное значение пятидесятигерцовой составляющей возрастает до 5 кВ, что находится в допустимых пределах. При замыкании «полюс-земля» на ВЛ ППТ в токе соседней ВЛ переменного тока появляется постоянная составляющая, расчетное максимальное значение которой составляет 1,2 кА. Наведенная постоянная составляющая может привести к насыщению трансформаторов тока, выходные сигналы которых используются для релейной защиты, что может привести к неправильному срабатыванию последней. В данном конкретном случае появление постоянной составляющей значением до 1,2 кА не приводит к ложному срабатыванию защит.

Известно, что линейно коммутируемые преобразователи (преобразователи тока) подвержены нарушению коммутации, в том числе и по причине резкого изменения напряжения в примыкающей сети переменного тока. Если энергосистема переменного тока содержит несколько инверторных преобразователей, нарушение коммутаций на одном из них может спровоцировать аналогичное нарушение на других преобразователях, или короткое замыкание в одной точке энергосистемы может привести к нарушению коммутации на нескольких инверторах. Само нарушение коммутации на преобразователе не является критической аварией. Реакцией системы регулирования и защиты на нарушение коммутаций является снижение уставок тока, отключение преобразователя с последующим АПВ. Переходный процесс, связанный с восстановлением исходного режима одного инвертора, может привести к искажению напряжения, что в свою очередь приведет к нарушению коммутаций на другом инверторе. Процессы взаимодействия между инверторами ППТ на примере энергосистемы Индии освещаются в работе [2].

В энергосистеме Индии в настоящее время функционируют три ППТ напряжением ± 500 кВ, а две ± 800 кВ находятся в стадии сооружения:

- ППТ-1: ± 500 кВ, 2×1250 МВт Ballia-Bhiwadi,
- ППТ-2: ± 500 кВ, 2×750 МВт, Rihand-Dadri,
- ППТ-3: ± 500 кВ, 2×1250 МВт Mundra-Mohindergarh,
- ППТ-4: ± 800 кВ, 3000 МВт North East Region-Agra (многотерминальная),
- ППТ-5: ± 800 кВ, 3000 МВт Champa-Kurukshetra.

Инверторы этих ППТ расположены довольно близко друг к другу в радиусе 200 км на территории северо-западной части энергосистемы Индии. Для энергосистемы, содержащей несколько мощных инверторов, необходимо тщательно исследовать процессы нарушения коммутации, перенапряжения, наложения гармоник, взаимодействия систем управления и возможные нарушения устойчивости. При планировании ППТ ± 800 кВ, 3000 МВт Champa-Kurukshetra было исследовано взаимное влияние инвертора этой передачи и инверторов ППТ 1–4 с использованием методики, описанной в [3]. Для определения взаимного влияния близко расположенных инверторов был введен следующий критерий. Коэффициент взаимного влияния инверторов, близких по значению пропускной способности: $MIF_{ij} = \frac{\Delta U_i}{\Delta U_j}$, где

ΔU_j – изменение напряжения на шинах инвертора j , повлекшее за собой изменение напряжения на шинах инвертора i ΔU_i .

Значение MIF более 0,15 указывает на наличие взаимного влияния инверторов. Для систем переменного тока, содержащих несколько инверторов, можно построить матрицу из коэффициентов взаимного влияния. Если рассматриваемые инверторы отличаются передаваемой мощностью, то в качестве оценки взаимного влияния инверторов рассматривается произведение $P_i \cdot MIF_{ij}$, где P_i – пропускная способность i -го инвертора.

При выявлении возможного взаимного влияния инверторов необходимо тщательно исследовать переходные процессы при различных видах коротких замыканий в примыкающей энергосистеме переменного тока, нарушениях коммутаций вентиля и при необходимости оптимизировать скорости нарастания уставок тока в процессе восстановления исходного режима ППТ.

В работе [4] сравнивается эффективность методов предотвращения нарушения коммутаций инверторов применительно к энергосистеме Италии, содержащей инверторные преобразователи нескольких ППТ. Рассматриваются два метода – повышение угла погасания инвертора и установка на шинах инверторной подстанции синхронных компенсаторов. Показано, что повышение угла погасания пяти инверторов с 17 до 19 эл. град., снижает количество узлов энергосистемы, однофазное короткое замыкание в которых приводит к нарушению коммутации инвертора приблизительно в два раза. Следует учитывать, что увеличение угла коммутации несколько увеличивает потребление реактивной мощности и потери мощности в преобразователях. Установка синхронных компенсаторов улучшает ситуацию с нарушением коммутации только на том инверторе, где они устанавливаются.

2. Управление нагрузкой «встроенных» ППТ

В мировой энергетике получили широкое распространение ППТ, которые функционируют параллельно с сетью, связывая синхронно работающие части объединения. В иностранной литературе они получили название «встроенные» (embedded)

ППТ. В работах [5, 6] описываются проблемы управления передаваемой мощностью этих ППТ и пути их решения.

Работа [5] посвящена опыту эксплуатации ППТ на преобразователях напряжения Inelfe (мощность 2×1000 МВт, напряжение ± 350 кВ) между подстанциями Baixas и Santa Llogaia синхронно связанных энергосистем Франции и Испании. Проблема управления мощностью «встроенной» ППТ связана с обеспечением автоматического выбора уставки регулятора мощности в зависимости от схемно-режимной ситуации в энергосистеме. В рассматриваемом случае загрузка ППТ в значительной степени влияет на загрузку параллельных линий переменного тока. В случае аварийной ситуации при отключении линии переменного тока (например, в результате срабатывания защит от перегрузки по току) новое перераспределение загрузки между оставшимися линиями может в свою очередь привести к отключению некоторых из них, если не произойдет изменение уставки по активной мощности ППТ.

Для управления загрузкой ППТ применен алгоритм управления по разности углов, при котором сигнал управления регулятора мощности пропорционален разности углов векторов напряжений на шинах преобразовательных подстанций. Уставка по мощности формируется в соответствии с выражением $P_{HVDC} = P_0 + K \cdot \Delta\delta = P_0 + K \cdot (\delta_{Baixas} - \delta_{Santa Llogaia})$, где P_0 – постоянная составляющая, определяемая оператором из диапазона $-1000/+1000$ МВт исходя из оперативных потребностей; K – коэффициент пропорциональности, может быть выбран оператором из диапазона $0-180$ МВт/эл. град.; $\Delta\delta$ – разность углов векторов напряжений на шинах двух преобразовательных подстанций, синхронизация измерений углов осуществляется посредством GPS.

Этот алгоритм может нормально функционировать только при исправности системы телекоммуникации между подстанциями и наличии синхронной связи между системами переменного тока. Если какое-либо из этих условий не выполняется из-за возникшей аварийной ситуации, то регулятор мощности переходит в режим поддержания постоянной активной мощности, значение уставки соответствует передаваемой мощности до момента аварии.

Предлагаемый подход позволяет автоматически изменять загрузку ППТ с учетом генерации и нагрузки в энергосистемах и изменения их топологий. Применение этого подхода упрощает управление загрузкой ППТ в режиме реального времени, также снижается необходимость предварительных расчетов режимов и расчетов в режиме реального времени для определения уставки ППТ по передаваемой активной мощности для той или иной схемно-режимной ситуации. Практика эксплуатации ППТ Inelfe показала, что предложенный алгоритм корректно функционирует в установившихся и переходных режимах, вызванных как плановыми, так и аварийными отключениями.

В работе [6] предлагается ввести в описанный алгоритм определения уставки активной мощности ППТ поправочные коэффициенты, позволяющие выбрать загрузку ППТ с учетом оптимизации загрузки линий переменного тока и минимизации потерь в них.

3. Использование вставок постоянного тока для изменения структуры энергосистемы с синхронной на асинхронную

Давно известен тот факт, что при аварийных возмущениях наличие ППТ (или ВПТ) обеспечивает локализацию аварий в каждой из несинхронно работающих энергосистем при сохранении межсистемной передачи [7]. Это положительное свойство

ППТ широко используется в мировой электроэнергетике. Например, ВПТ используются для несинхронной связи четырех энергообъединений Северо-Американского континента.

Государственная энергетическая корпорация Китая также планирует изменение структуры китайской энергосистемы с синхронной на асинхронную, о чем сообщается в работе [8].

Для энергосистемы Китая характерно наличие протяженных электропередач высокого и ультравысокого напряжения как постоянного, так и переменного тока, часто работающих параллельно, наличие большого количества преобразовательных подстанций [9]. Расположение большинства ГЭС страны в ее западной части, а ТЭС – на севере, в избыточных энергосистемах Юннан (Yunnan) и Гуижоу (Guizhou) соответственно, а основных потребителей электроэнергии – на востоке страны, диктует необходимость строительства передач электроэнергии на дальние расстояния.

На сегодняшний день в энергосистеме Китая передают электроэнергию с запада на восток восемь ППТ (длинной в среднем 1000–1500 км каждая) и восемь электропередач переменного тока высокого и ультравысокого напряжения. Их общая пропускная способность составляет 35 080 МВт, 20 % из которой приходится на ЛЭП переменного тока, 80 % – на ППТ.

Передающие подстанции пяти ППТ находятся в энергосистеме Юннан. При параллельной работе ЛЭП переменного тока и ППТ в случае аварии на последней может произойти наброс большой нагрузки на ЛЭП переменного тока, что может привести к серьезной системной аварии. Энергосистема оставалась устойчивой при аварии на одном сетевом элементе, а также на двух сетевых элементах при действии противоаварийной автоматики на разгрузку генераторов и отключение нагрузки.

Наложение следующих аварийных процессов может привести к неустойчивости энергосистемы: отключение полюса двух и более ППТ; отключение двух полюсов одной ППТ и одного полюса другой ППТ; отключение двух полюсов одной ППТ и отключение генератора. С увеличением количества ППТ, а также протяженности их воздушных линий вероятность этих событий увеличивается. В целях оптимизации структуры энергосистемы, уменьшения риска масштабных отключений, улучшения устойчивости системы энергосистема Юннан будет переведена в режим асинхронной работы с остальной энергосистемой Китая. Это позволит исключить наброс нагрузки на линии переменного тока при авариях на ППТ, исключить низкочастотные колебания, увеличить запасы устойчивости. При асинхронной работе энергосистемы Юннан с остальной энергосистемой Китая последняя остается устойчивой даже при отключении двух ППТ или одного полюса четырех ППТ одновременно.

Асинхронная работа двух энергосистем будет организована путем осуществления следующих мероприятий: установка трех параллельных блоков ВПТ «Люкси» (Luxi) суммарной мощностью 3000 МВт на северном транзите ЛЭП переменного тока; на южном транзите ЛЭП переменного тока устанавливается инверторная преобразовательная подстанция (ПП) «Фуниг» (Funing), которая становится частью ППТ Yongren–Funing «Йонгфу» (ППТ Yongfu), а ЛЭП переменного тока между преобразовательной подстанцией (ПП) Funing и ЭС Yunnan остаются в качестве резервных (рис. 1).

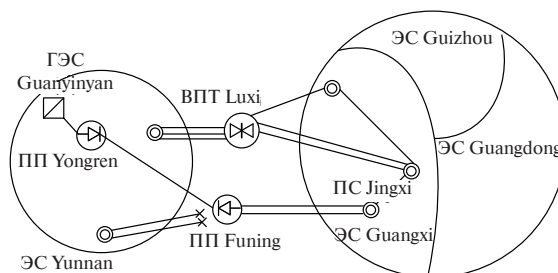


Рис. 1. Схема асинхронного соединения между энергосистемой Юннан и основной энергосистемой Китая

Задача осложняется тем, что примыкающие энергосистемы со стороны инверторной части ППТ Yongfu и ВПТ Luxi являются слабыми [9]. Для исключения частых переключений отпаек преобразовательных трансформаторов необходимо, чтобы отклонение напряжения на шинах инверторов при включениях/отключениях батарей конденсаторов фильтров составляло не более 1 %. При этом единичная мощность одного фильтрового присоединения не должна превышать 30 Мвар для инвертора ППТ Yongfu и 60 Мвар – для ВПТ Luxi. При этом количество фильтров, установленных на инверторной стороне преобразовательных подстанций, составит 58 и 27 соответственно. Таким образом, система фильтрации и компенсации реактивной мощности на преобразовательных подстанциях потребовала дальнейшей оптимизации. Также предварительные исследования переходных процессов показали, что возмущения, вызванные трехфазными КЗ на 32 подстанциях в приемной энергосистеме Guangxi, приводят к нарушению коммутаций на обеих инверторных подстанциях, в особо тяжелых случаях – к нарушению коммутации, колебаниям мощности и отключению полюса ППТ Yongfu.

Для усиления приемной энергосистемы на шинах инвертора ППТ Yongfu предполагается установка СТАТКОМ мощностью 3×100 Мвар и устройства продольной компенсации с компенсацией 50 % индуктивности ЛЭП Funing–Jingxi, отходящей от шин инвертора ППТ Yongfu.

Также предложено укомплектовать вставку Luxi двумя блоками на преобразователях тока и одним блоком на преобразователях напряжения. Расчеты установившихся и переходных процессов показали, что данные мероприятия позволят значительно улучшить процессы, связанные с КЗ в приемной системе, снизить колебания напряжения, а также оптимизировать систему фильтрации высших гармоник и компенсации реактивной мощности ППТ и ВПТ.

4. Гибридные электропередачи постоянного тока

Существует тенденция использования преобразователей тока и преобразователей напряжения в одном объекте электропередачи постоянного тока, что иллюстрирует и рассмотренный пример. Наличие преобразователя напряжения позволяет улучшить переходные процессы при КЗ в примыкающей сети, снизить риск нарушения коммутаций в преобразователе тока и дальнейшего развития аварийных процессов после нарушения коммутаций, обеспечить стабилизацию напряжения в примыкающей сети.

Эти свойства учитывались при создании ППТ «Скагерак 34» – первой в мире кабельной ППТ, связывающей энергосистемы Дании и Норвегии [10], у которой полюс 3 (напряжением 350 кВ мощностью 500 МВт) построен на преобразователях тока, а полюс 4 (напряжением 500 кВ, мощностью 700 МВт) – на преобразователях напряжения (рис. 2). Эта ППТ является реверсивной, реверс осуществляется сменой полярности напряжения, для этого в полюсе 4 предусмотрен набор выключателей, с помощью переключений которых осуществляется присоединение к положительно-му или отрицательному полюсу ПН. Интервал времени, когда ПН отключен от сети переменного тока во время операции реверса, составляет 4,2 с.

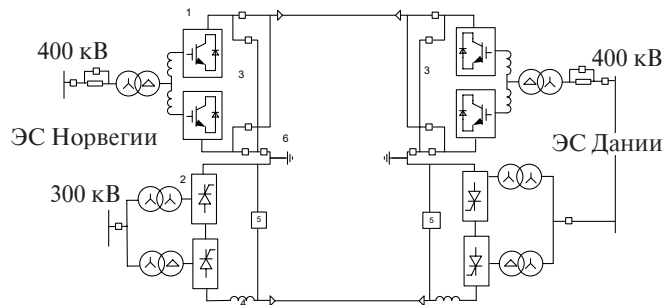


Рис. 2. Схема полюсов 3, 4 ППТ «Скагерак»: 1 – преобразователь напряжения; 2 – преобразователь тока; 3 – система выключателей для реверса полюса 4; 4 – реактор на стороне постоянного тока; 5 – фильтр постоянного тока; 6 – заземляющий электрод

Среди планируемых электропередач гибридного типа можно выделить многотерминальную ППТ в Китае, выпрямитель которой построен на линейно-коммутируемых преобразователях, инверторы – на преобразователях напряжения. общая длина ВЛ ППТ составляет 1300 км, напряжение ± 800 кВ, пропускная способность 5 ГВт. Упрощенная схема электропередачи представлена на рис. 3.

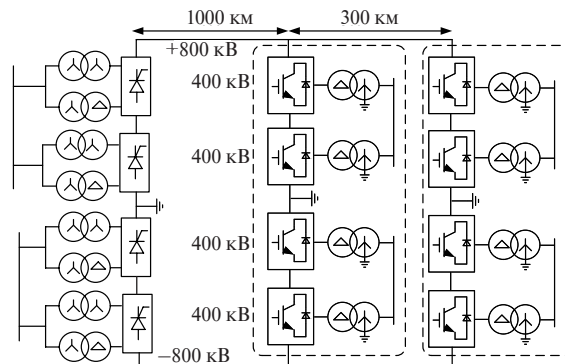


Рис. 3. Схема гибридной ППТ, планируемой к вводу в 2020 году в Китае

Также гибридные технологии находят применение в установках, предназначенных для интеграции нетрадиционных источников энергии (например, ветроэлектрических генераторов, солнечных батарей) с единой электрической сетью.

Работа [11] посвящена исследованию преобразовательного комплекса для передачи электроэнергии от оффшорной сети переменного тока, содержащей

многочисленные ветроэлектрические генераторы, расположенные в открытом море, соединенной с основной энергосистемой посредством электропередачи постоянного тока. ППТ состоит из диодного выпрямителя, расположенного на платформе в открытом море и инверторной ПП на базе преобразователя напряжения, расположенной на берегу. Использование диодного выпрямителя позволяет значительно снизить стоимость электропередачи и улучшить ее надежность характеристики. При этом каждый ветрогенератор подключен к оффшорной системе переменного тока через выпрямительно-инверторный преобразователь малой мощности, система управления каждого из которых обеспечивает регулирование частоты и уровня напряжения в системе переменного тока.

5. Новые технологии для ППТ, многотерминальных ППТ и сетей постоянного тока

Модульные многоуровневые преобразователи напряжения, впервые анонсированные фирмой Siemens в 2005 году, получили широкое применение для ППТ, в том числе и многотерминальных. Они имеют ряд преимуществ по сравнению с двух- и трехуровневыми ПН [12]. Для ПН в составе ППТ используются полумостовые и полномостовые модули. ПН на полумостовых модулях характеризуется низкими потерями, порядка 1 %, но не имеет возможности ограничивать ток короткого замыкания при авариях на стороне постоянного тока. ПН, построенные на полномостовых модулях, обладают такой возможностью без дополнительного выключателя постоянного тока, но имеют более высокие потери из-за потерь в дополнительных IGBT. Инженеры пытаются найти компромисс между этими двумя свойствами, предлагая различные конструкции модулей и варианты их соединения в плечах преобразователя. В работе [13] предложен асимметричный полномостовой модуль (рис. 4, а), состоящий из четырех IGBT, четырех диодов, двух конденсаторов. Два конденсатора в модуле могут создать большую противо-эдс при коротких замыканиях, чем один конденсатор в обычном полномостовом модуле, общее количество модулей в плече уменьшается, следовательно, уменьшаются и потери. Также предложена гибридная схема ММПН, в плече которого последовательно соединены асимметричные и полумостовые модули.

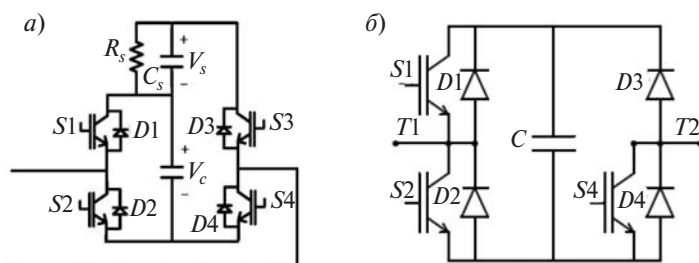


Рис. 4. Модули преобразователей напряжения: а — асимметричный полномостовой модуль; б — псевдополномостовой модуль

В работе [14] предлагается применить модуль, содержащий три IGBT, четыре диода, один конденсатор (рис. 4, б), который, как и полномостовой модуль, может создавать противо-эдс и ограничивать ток КЗ и в то же время имеет меньшие потери за счет меньшего количества IGBT.

Выводы

Анализ работ, представленных на 46-й сессии СИГРЭ в рамках деятельности ИК В4, показывает, что в мировой электроэнергетике расширяются области использования электропередач постоянного тока. Помимо традиционного использования в качестве высоковольтных передач электрической мощности на дальние расстояния они нашли применение для присоединения возобновляемых источников электроэнергии к системам переменного тока, в электрических сетях средних классов напряжения. Широкое распространение получили кабельные и воздушно-кабельные ППТ для передачи электрической энергии через водные преграды. Для работы в электрических сетях с низким ОКЗ используются ППТ с модульными многоуровневыми преобразователями напряжения, структура и методы управления которыми продолжают совершенствоваться. Также следует отметить тенденцию использования ППТ и ВПТ, имеющих в составе преобразователи тока и напряжения, так называемых гибридных электропередач, в том числе и многоподстанционных.

Список литературы

1. *Bodal S., Bremnes J. J., Vogt S., Koreman C. G. A., Matias E., Andersson H. S.* Interaction between parallel HVDC and a.c. overhead lines. B4-128 // Материалы 46-й сессии СИГРЭ, 2016.
2. *Vardikar M., Singh V., Rao M. S., Bagadia V., Goswam M. M., Chandy O.* AC-DC Interaction Study for Upcoming ± 800 kV, 3000 MW Champa Kurukshetra HVDC Link. B4-110 // Материалы 46-й сессии СИГРЭ, 2016.
3. Systems with multiple DC infeed. Брошюра 364 СИГРЭ, рабочая группа В4.41, 2008.
4. *Simone M. De, Gentili S., Giannuzzi G. M., Palone F., Rebolini M., Zaottini R.* Commutation failures mitigation in multi-infeed network with high renewable penetration: TERNА's experience. B4-125 // Материалы 46-й сессии СИГРЭ, 2016.
5. *Bola J., Rivas R., Fernández-Alonso R., Pérez G., Hidalgo J., Coronado L. M., Longás C., Sanz S., Lemarchand G., Roguin J., Glaise D.* Operational experience of new Spain-France HVDC interconnection. B4-117 // Материалы 46-й сессии СИГРЭ, 2016.
6. *Frey K., Rudion K., Christian J.* Automated Operation of Parallel VSC HVDC Links Embedded in an AC Power System. B4-120 // Материалы 46-й сессии СИГРЭ, 2016.
7. *Зейлугер А. Н., Кощеев Л. А., Шмелькин Б. М.* Эффективность использования электропередач и вставок постоянного тока в ЕЭС СССР // Преобразовательная техника в энергетике: Сборник научных трудов НИИПТ. — 1986. — С. 4–8.
8. *Zhou B. R., Hong C., Jin X. M., Wang T., Li H. X., Huang L.* Study of backbone structure change from synchronous to asynchronous in china southern power grid. B4-127 // Материалы 46-й сессии СИГРЭ, 2016.
9. *Сулова О. В.* Разработка, исследование и применение технологий передачи электроэнергии постоянным током в Китае // Известия НТЦ Единой энергетической системы. — 2015. — № 2(73). — С. 98–109.
10. *Midsund T., Langeland T., Becker A., Juhlin L. E., Lundberg P., Sogaard K., Kjergaard J. P.* Experience from a bipolar HVDC system with a Voltage Source Converter and a Line Commutating Converter. B4-129 // Материалы 46-й сессии СИГРЭ, 2016.
11. *Hammer T., Seman S., Menke P., Hacker F., Szangolies B., Meth J., Dorn J., Loppach K., Zurowski R.* Diode-Rectifier HVDC link to onshore power systems: Dynamic performance

- of wind turbine generators and Reliability of liquid immersed HVDC Diode Rectifier Units. B4-121 // Материалы 46-й сессии СИГРЭ, 2016.
12. *Суслова О. В.* Современное состояние технологий электропередачи постоянным током и расширение областей их применения в мировой электроэнергетике (по материалам 45-й сессии СИГРЭ) // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2014. – № 2(71). – С. 154–164.
 13. *Kim H., Kang J., Kim S., Na J., Hur K., Lee D., Kwon Y.* Enabling DC Fault Blocking Capability of Hybrid Modular Multilevel Converter HVDC using Asymmetrical Full-bridge Submodule. B4-115 // Материалы 46-й сессии СИГРЭ, 2016.
 14. *Watanabe E. H., Lebre J. R., Portugal P. M. M.* Semi-fullbridge Modular Multilevel Converter: An Inherent DC Fault Current Limiting Topology. B4-102 // Материалы 46-й сессии СИГРЭ, 2016.

Суслова Ольга Владимировна, канд. техн. наук, доцент, ведущий научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: suslova@ntcees.ru

ИМЕНА И ДАТЫ

Д. В. Иванов, В. Я. Фролов

К 150-летию со дня рождения Михаила Андреевича Шателена

Очерк посвящен жизни, педагогической и научной деятельности крупного ученого-электротехника, организатора высшего электротехнического образования в России, члена-корреспондента Академии наук СССР, Героя Социалистического Труда М. А. Шателена.

Михаил Андреевич Шателен родился в 1866 году в г. Анапа (Краснодарский край). Вскоре семья переехала в Тифлис (Тбилиси), где Михаил Андреевич в 1884 году окончил с золотой медалью Первую Тифлисскую классическую гимназию. В том же году он поступил на физико-математический факультет Санкт-Петербургского университета.

Еще студентом Михаил Андреевич проявил большой интерес к научной работе, много самостоятельно работал в физической лаборатории. Летом 1887 года он принял участие в экспедиции в Красноярск, снаряженной отделением физики Русского физико-химического общества для наблюдения полного солнечного затмения.



Участники экспедиции в Красноярск отделения физики
Русского физико-химического общества. 1887 год

Результаты этой работы легли в основу первого научного труда Михаила Андреевича «О методах изучения поляризации солнечной короны». Работа была представлена в совет факультета, по решению которого Шателен после окончания в 1888 году университета был оставлен при нем для подготовки к профессорскому званию.

В том же году для получения инженерного образования Михаил Андреевич уехал в Париж, где прослушал ряд курсов в высших технических школах и в Сорбонне. Одновременно для практического изучения электротехники Михаил Андреевич



М. А. Шателен – первый профессор электротехники (в Петербургском электротехническом институте, 1893–1901 гг.)

поступил рабочим в компанию Эдисона. Через два года он уже шеф-монтер, принимал участие в сооружении первой в Европе электрической станции переменного тока и прокладке кабельной линии высокого напряжения в Париже.

По возвращении в 1890 году в Санкт-Петербург Михаил Андреевич стал работать в университете на кафедре физики.

В 1893 году Михаил Андреевич принял участие в конкурсе на должность первого в России профессора электротехники в Петербургском электротехническом институте и был утвержден после успешного прочтения в совете института двух публичных лекций.

Совместно с другими преподавателями Электротехнического института он создал первую в России учебную электротехническую лабораторию. Шателен не только сумел организовать здесь практические занятия со студентами, но и разработать на их базе теоретические основы курса электротехники и впервые в России читать его как самостоятельную научную дисциплину. Все это Михаилу Андреевичу приходилось начинать на пустом месте: за рубежом практическое обучение студентов в лабораториях в то время велось далеко не во всех высших учебных заведениях. В этой самостоятельно проведенной работе ярко проявились организаторские способности ученого, в дальнейшем перешедшие в его блестящий талант организатора науки.

В первые годы работы в Электротехническом институте М. А. Шателен не только читал курс и занимался кафедральными делами. Он написал ряд оригинальных учебных пособий по электротехнике, тем самым закрепив ее положение как самостоятельного специального учебного предмета. Так, в 1899–1900 годах вышли в свет его «Общая электротехника», «Электрические измерения», «Переменные токи». Это были первые курсы электротехнической науки как самостоятельной дисциплины в высшей школе России.

Обучение электротехническим предметам велось на основе тесной связи теории с практикой. Студенты слушали теоретические курсы, закрепляли полученные знания работой в лабораториях, привлекались к участию в научных исследованиях, а также проходили производственную практику, которой М. А. Шателен со времен обучения в Париже придавал огромное значение.

Вскоре после начала профессорской деятельности в Электротехническом институте М. А. Шателен был приглашен преподавать электротехнику и физику в Горный институт. В течение длительного периода ученый совмещал свою научно-педагогическую деятельность в Электротехническом институте с работой в этом старейшем в России высшем техническом учебном заведении.

В конце 1899 года состоялся Первый всероссийский электротехнический съезд, прошедший при активном участии Михаила Андреевича. В 1900 году Шателен был избран Почетным членом Французского общества электротехников и Почетным секретарем Американского института инженеров-электриков; на Международном конгрессе электриков в Париже избран вице-президентом секции электрических

измерений, членом специальной Международной электротехнической комиссии (МЭК); на Всемирной выставке 1900 года в Париже — членом жюри по электротехнике.

Весной 1901 года по приказу министра внутренних дел М. А. Шателен в числе других профессоров был уволен из Электротехнического института «за проявление сочувствия к революционно-демократически настроенному студенчеству».

Но уже в июле 1901 года министр финансов С. Ю. Витте пригласил Михаила Андреевича для работ по организации Политехнического института в качестве декана электромеханического отделения и профессора электротехники. В 1902 году лекцией М. А. Шателена по созданному им курсу «Энциклопедия электротехники» начались занятия на электромеханическом отделении института [1].

По замыслу организаторов технические науки должны были получить в новом институте более широкое развитие, чем в других негуманитарных учебных заведениях страны. При создании его первых учебных планов техническим дисциплинам была отведена в них важная роль. Составители программ, придавая исключительное значение самостоятельной работе студентов, выделили большое количество часов на проектирование, практические и лабораторные работы, что было в то время необычным и весьма прогрессивным.



М. А. Шателен (сидит, второй слева) в составе совета Политехнического института. 1902 год

«В 1902 г. Политехнический институт, — писал М. А. Шателен, — открывал впервые двери для молодых студентов. Задуманный как новый тип высшей школы, не связанной никакими традициями школ Министерства народного просвещения, находившийся в ведении Министерства финансов, преследовавшего при создании своих школ совсем другие цели, чем Министерство народного просвещения, молодой институт мог более свободно создавать свой профиль, устанавливать направление и порядок преподавания и т.д. Группа профессоров, организовывавшая Политехнический институт, поставила своей целью дать будущим инженерам возможно широкую физико-математическую подготовку и затем дать возможность студентам на этой базе строить изучение технических наук. При этом были приняты все меры, чтобы развить в студентах навыки к самостоятельному творчеству и инициативной работе».

М. А. Шателен, как первый декан электромеханического отделения Политехнического института, непосредственно руководил всем учебным процессом на этом отде-

лении. Составление учебных планов и программ, организация специальных лабораторий, обеспечение их необходимым оборудованием и т. д. – во все он вникал с присущей ему тщательностью. Большую помощь, особенно при выборе приборов для практических занятий, оказывал Шателену находившийся тогда за границей М.О. Доливо-Добровольский. Способность объединять вокруг себя людей, заражать их своим кипучим энтузиазмом, неукротимой верой в торжество науки помогла ученому создать в Политехническом институте дружный коллектив преподавателей и студентов, занимающихся электротехникой.

Михаилу Андреевичу удалось создать в Политехническом институте целый ряд лабораторий и мастерских, в которых студенты могли получать ценные практические навыки: гальванометрическая, магнитная, сетевая, фотометрическая и другие лаборатории.

Главное внимание ученый уделял электроизмерительным лабораториям. Он поставил в них дело на широкую научную основу, и неудивительно, что отдельные лаборатории обслуживали не только Политехнический институт, но и ряд других учреждений. Например, эталонная лаборатория успешно справлялась с заказами Главной палаты мер и весов.

Именно в Политехническом институте Шателен воплотил в жизнь свою идею тесной связи теории и практики в процессе подготовки инженерных кадров. Под его руководством в лабораториях института проводились большие научные исследования, связанные с нуждами промышленности: здесь испытывались различные источники электрического освещения, изучались магнитные свойства уральской меди, определялись условия получения доброкачественной стали. Результаты последних исследований помогли организовать производство магнитных сталей на уральских металлургических заводах.

М. А. Шателен призывал ценить и всячески поощрять инициативу, проявленную студентами в процессе занятий. Он считал в высшей степени важным дать студентам возможность поработать самостоятельно. Им была включена в программу летняя практика студентов.

На летней практике студенты должны были делать все под свою ответственность, проявляя собственную инициативу и принимая то или иное самостоятельное решение. «Педагогическое значение этих командировок, – писал М. А. Шателен, – для приготовления будущих инженеров громадно; студенты едут на работу учениками, часто не верящими в свои силы, не убежденными в том, что сообщаемые им в институте сведения действительно применимы на практике; возвращаются же они с работ уже со значительным запасом опытности и с полным сознанием всех пробелов в своих знаниях, которые они с удвоенной энергией стремятся пополнить в дальнейших занятиях».

М. А. Шателен постоянно заботился о росте и укреплении молодого института. В частности, в связи с дальнейшим развитием электротехники он предложил провести специализацию на вверенном ему отделении. Вскоре на электромеханическом уже велось обучение по специальностям: электрические измерения, светотехника, электрические материалы, электрические кабели и др. Михаил Андреевич принимал широкое участие и в организации новых факультетов: механического и инженерно-строительного (1907 г.), физико-механического (1919 г.) и индустриального земледелия (1922 г.).

В 1902 году в Политехническом институте М. А. Шателен основал кафедру общей электротехники, заведующим которой он оставался всю жизнь. С первых лет существования кафедры под руководством М. А. Шателена трудился большой коллектив преподавателей, ставших впоследствии крупными учеными: А. А. Горев, Г. А. Люст, А. М. Залесский, Е. Г. Шрамков и многие другие. Результатом их совместного труда стало формирование научной школы электротехники и электроэнергетики, положившей в стране начало организации высшего электротехнического образования, и создание электротехники как науки [1].

В последующие годы в Политехническом институте М. А. Шателеном был поставлен общий курс электротехники, написаны «Лекции по электротехнике», выдержавшие до 1916 года пять изданий; впервые написаны на русском языке курсы «Электрические измерения» и «Переменные токи».

Одновременно с организацией учебного процесса М. А. Шателен работает и в области прикладной электротехники. В 1901 году он разрабатывает новый прибор — курбограф, являющийся «прадедом» современного осциллографа; строит первые приборы для определения магнитных свойств стали; ведет исследования в области электросварки и многое другое.

К этому же времени относится начало его активной деятельности в Русском техническом обществе и в журнале «Электричество». До последних дней своей жизни он являлся почетным председателем Общества энергетиков.

Учебная работа в Политехническом институте в начале века, как и в других вузах, часто останавливалась из-за студенческих волнений, демонстраций, забастовок. В феврале 1907 года, после повального обыска в зданиях института, М. А. Шателен, как и другие члены правления, на основании обвинения в «противозаконном бездействии власти» [2, 3] был снят с поста декана и предан суду. По решению суда Сената М. А. Шателену был объявлен строгий выговор.

В 1911 году М. А. Шателеном были организованы первая в России лаборатория высоких напряжений и опытная линия электропередачи высокого напряжения на 150 кВ. В этой лаборатории под его научным руководством и при личном участии был проведен ряд работ, послуживших основой для развития высоковольтной техники в России (защита от перенапряжений, высоковольтная изоляция, высоковольтные измерения и т. д.). «Михаил Андреевич обладал исключительной энергией, инициативой, был выдающимся организатором, а также обладал особым даром отгадывать в молодых силах будущих ученых... Он сумел объединить вокруг себя молодых преподавателей из числа окончивших первые выпуски, заинтересовал их новыми специальностями, поручил подготовку специальных курсов по отдельным областям» [4]. К этим выпускникам относились А. А. Горев, А. М. Залесский и другие.

В 1903 году недалеко от г. Пятигорска на реке Подкумок М. А. Шателен принял участие в строительстве первой в России гидроэлектростанции «Белый уголь». Станция мощностью 700 кВт посылала энергию на расстояние 20 км в Пятигорск, приводила в движение трамвай, освещала четыре города-курорта. В 1913 году под руководством М. А. Шателена была осуществлена параллельная работа первой государственной гидроэлектростанции России «Белый уголь» и тепловой электростанции «Тепловая» (г. Пятигорск), что стало первым в мире опытом создания электроэнергетической системы.

Первая мировая война, начавшаяся в 1914 году, прервала учебный процесс в Политехническом институте. Многие студенты ушли добровольцами на фронт или

были мобилизованы как офицеры запаса. В военное ведомство вступил и 50-летний М. А. Шателен в звании прапорщика. Во время Первой мировой войны он выполнил большую работу по изучению и практическому применению электризации проволочных заграждений токами высокого напряжения, по созданию рациональных типов передвижных электростанций для питания этих заграждений, много работал в области прожекторного и ракетного освещения и по созданию телефонов для разведчиков.

После Октябрьской революции М. А. Шателен был начальником инженерной обороны Приморского сектора Петрограда, председателем электротехнической секции Высшей коллегии по инженерной обороне страны Главного технического управления (в Москве), начальником группы подвижных электрических станций под Псковом.

В конце 1918 года М. А. Шателен вернулся в Политехнический институт, который в то время находился в тяжелых условиях.

Первого декабря 1918 года на первом заседании нового состава совета института М.А. Шателен был избран ректором. Деятельность Михаила Андреевича на этом посту была направлена не только на восстановление учебной и научной работы, но и на развитие института. Однако в этой должности он был совсем непродолжительное время. Уже в марте 1919 года он отказывается от поста ректора из-за отсутствия «реальной поддержки со стороны властей» и из-за разногласий с комитетом бедноты [5]. Официальной причиной была названа болезнь: «На основании постановления Совета института, ввиду отказа профессора М. А. Шателена (вследствие болезни) от должности ректора института, в общем собрании факультетов, состоявшемся 19 сего (1919 года) марта, были произведены выборы нового ректора» [6].

Особое место в жизни и работе Михаила Андреевича всегда занимала деятельность по электрификации страны. В 1920 году он вошел в состав Государственной комиссии по электрификации России (ГОЭЛРО) и был назначен уполномоченным по Петрограду и Северному району страны. План электрификации Северного района, составленный при его участии, был особо отмечен Государственной комиссией и послужил образцом для составления планов по другим районам. С 1921 по 1932 год в рамках работ по плану ГОЭЛРО М. А. Шателен был членом комиссии по электрификации Урала и Донбасса; экспертом проектов Волховстроя, Свирьстроя, Днепростроя; председателем бюро «Волховстрой-Электроток». С основанием в 1921 году Госплана СССР М. А. Шателен был назначен его членом и принимал участие в разработке Генерального плана электрификации страны. В 1922 году по его инициативе возобновился выход журнала «Электричество». В 1924 году М. А. Шателен был приглашен в Главную палату мер и весов в качестве старшего метролога, создал там Эталонную фотометрическую лабораторию и стал ею заведовать. С 1929 по 1932 год он руководил всей деятельностью Главной палаты, занимая пост президента.



М. А. Шателен – первый ректор Политехнического института при советской власти

М. А. Шателен принимал активное участие в работе международных съездов, обществ и организаций,

связанных с электротехникой и энергетикой. В 1923 году он участвовал в Международной конференции по сетям высокого напряжения, был избран членом совета конференции и вице-президентом. В 1926 году избран членом совета Международной электротехнической комиссии. С 1933 года он – заместитель председателя Комитета по участию СССР в международных энергетических объединениях.

В 1931 году Михаил Андреевич Шателен был избран членом-корреспондентом АН СССР. В этом же году он участвовал в организации Энергетического института АН СССР.

Все эти годы продолжалась работа Шателена в Политехническом институте.

В 1930-е годы Михаил Андреевич отстаивал идею создания Ленинградского энергетического центра в рамках Академии наук. Он писал: «...ленинградские научные и технические учреждения могли бы внести особо ценные вклады в решение проблем сверхмощных электропередач, потому что они находятся в тесном контакте с заводами, с заводскими лабораториями, с проектировочными и электроснабжающими организациями, центром которых является Ленинград. Только в контакте, в непосредственной близости к таким организациям можно решать те проблемы, перед которыми мы стоим». Однако воплотить эту идею в жизнь ему удалось только после Великой Отечественной войны [7].

С первых дней Великой Отечественной войны Михаил Андреевич работал в комиссии Научно-технического комитета помощи фронту, он вошел в состав комиссии по рассмотрению и реализации оборонных предложений, организованную в июле 1941 года под руководством академика Н. Н. Семенова, и в состав подкомиссии по оборонным мероприятиям при исполкоме Ленсовета депутатов трудящихся.

В сентябре 1941 года М. А. Шателен был эвакуирован в Ташкент, где принял участие в организации работы оборонных предприятий, научных и учебных учреждений, научно-инженерных обществ и организаций. В эти годы он был профессором Ленинградского политехнического института, находящегося в эвакуации, и Среднеазиатского индустриального института, где организовал кафедру общей электротехники и электротехническую лабораторию. Участвовал в организации Узбекского филиала АН СССР, был его председателем. Организовал и был первым директором Энергетического института Узбекского филиала АН СССР.

В 1944 году Михаил Андреевич вместе с Политехническим институтом возвратился в Ленинград. В этом же году за научные заслуги он был награжден орденом Ленина и медалью «За оборону Ленинграда», а в 1945 году – медалью «За доблестный труд в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».

В 1945 году М. А. Шателен создал в Ленинграде энергетическую группу Энергетического института, которая в 1950 году была преобразована в Энергетическую лабораторию, научное руководство которой Михаил Андреевич осуществлял до последних дней своей жизни.

Работа ленинградской группы ЭНИНа получила поддержку со стороны АН СССР и многих ленинградских организаций.

1 февраля 1948 году в письме Г. М. Кржижановскому М. А. Шателен писал: «...Политехнический институт и не думает возражать, но, напротив, всегда стремится помочь работе ЭНИНа, предоставляя ему свои лаборатории и содействуя работе в ЭНИНе по совместительству своим профессорам...». И дальше: «Все они – кандидаты с научным стажем. Работают у нас со дня основания группы. За 1946 год их работа

была одобрена Отделением технических наук АН СССР. У нас теперь, считая и меня, 13 научных работников. Из них трое (М. П. Костенко, Л. Р. Нейман, С. Р. Глинтерник) работают по специальной теме. Остальные работают по темам Отдела общей энергетики ЭНИНа и одной ленинградской теме. Мне приходится принимать участие и в тех, и в других работах, и руководить как всей группой, так и непосредственно группой, работающей по энергетике Ленинграда и Северо-Западной области...» [7].

В 1946 году М. А. Шателен был избран в состав Административного комитета СИГРЭ. Он был первым советским ученым, удостоившимся такого признания. Михаил Андреевич привлек к этой работе академика М. П. Костенко, также имевшего большой авторитет среди зарубежных специалистов. Знание двух иностранных языков – французского и английского – было необходимо для полноценной работы в этих организациях. Михаил Андреевич владел этими языками в совершенстве [7].

Большое внимание М. А. Шателен уделял истории науки и техники. При Политехническом институте он создал музей, отражающий историю электротехники, где собрал образцы свечей Яблочкова, лампу Лодыгина–Дидрихсона, различные виды осветительной аппаратуры, электроизмерительных приборов и пр. Им написан ряд статей и книг по истории развития электротехники.

Он был живым свидетелем деятельности, а в ряде случаев и сподвижником крупнейших изобретателей и ученых-электротехников, таких, как П. Н. Яблочков, А. Н. Лодыгин, Н. Г. Славянов, А. С. Попов и др. В 1949 году вышел в свет научно-исторический труд М. А. Шателена «Русские электротехники второй половины XIX века», удостоенный Сталинской премии. В последующие годы Шателен дополнил книгу новыми главами. В 1955 году, ко дню 90-летия Шателена, вышло третье, значительно расширенное, издание книги.



Заседание кафедры общей электротехники. 1950-е годы

В 1956 году М. А. Шателену было присвоено звание Героя Социалистического Труда с вручением ему ордена Ленина и золотой медали «Серп и Молот».

Скончался Михаил Андреевич Шателен 31 января 1957 года.

В Санкт-Петербурге его именем названа улица (в районе станции метро «Площадь Мужества» между улицами Политехнической и Курчатова).

Весь трудовой жизненный путь М. А. Шателена является примером беззаветного служения своей Родине, своему народу. Инженер, организатор, общественный деятель, автор научных трудов, Михаил Андреевич большую часть своей трудовой жизни отдал педагогической деятельности. С его именем связаны выделение электротехники из курса физики как самостоятельной дисциплины, организация электротехнического образования в нашей стране.

Коллеги М. А. Шателена, которым довелось работать вместе с ним, в своих воспоминаниях характеризовали его как человека высоких личных качеств, ученого – патриота, обладающего изумительной энергией, любящего жизнь и людей, как человека, у которого всегда можно найти участие, получить совет и моральную поддержку, как человека, которому хочется подражать.

Таким был и остается в памяти всей электротехнической и научной общественности страны Михаил Андреевич Шателен – Герой Социалистического Труда, член-корреспондент Академии наук СССР, заслуженный деятель науки и техники РСФСР и Узбекской ССР, лауреат Сталинской премии, почетный председатель Научно-технического общества энергетической промышленности, 150-летие со дня рождения которого отмечается в эти дни.

Список литературы

1. Политехники: выдающиеся ученые, основатели научных школ и направлений: Электромеханический факультет / Под ред. проф. В. С. Тарасова; Ленингр. гос. техн. ун-т. – Л., 1990.
2. *Исьянова Т. Н.* Шателен Михаил Андреевич, ректор Политехнического института (1.12.1918–19.03.1919) // Научно-технические ведомости СПбГТУ. – 1999. – № 2. – С. 135–141.
3. *Меншуткин Б. Н.* История Санкт-Петербургского политехнического института с его основания до Октябрьской революции. 1899–1917 гг. (машинопись). 1927. Архив Историко-технического музея СПбПУ.
4. *Вечорин Е. Л.* Михаил Андреевич Шателен // Санкт-Петербургский Политехнический институт Императора Петра Великого. Юбилейный сборник № 2. – Париж – Нью-Йорк: Изд. Объединения С.-Петербургских политехников, 1958.
5. Меншуткин Б. Н. История Санкт-Петербургского политехнического института. 1917–1930 гг. (машинопись). Архив Историко-технического музея СПбПУ.
6. *Левинсон-Лессинг Ф. Ю.* Архив СПбПУ, д. 230, оп. 38.
7. *Хомич В. Ю., Чубраева Л. И.* Выступление на конференции, посвященной 150-летию М. А. Шателена, в СПбПУ. 26.04.2016.

Иванов Дмитрий Владимирович, канд. техн. наук, доцент кафедры «Электротехника и электроэнергетика» СПбПУ.

E-mail: eie@spbstu.ru

Фролов Владимир Яковлевич, д-р техн. наук, заведующий кафедрой «Электротехника и электроэнергетика» СПбПУ.

E-mail: eie@spbstu.ru

К 125-летию со дня рождения Николая Николаевича Щедрина



В 2016 году исполнилось 125 лет со дня рождения выдающегося ученого-электротехника, доктора технических наук, заслуженного деятеля науки РСФСР и УзССР Николая Николаевича Щедрина.

Н. Н. Щедрин учился на электромеханическом факультете Петербургского политехнического института, который закончил в 1922 году. Научно-педагогическая деятельность Н. Н. Щедрина до 1947 года была связана с Ленинградским политехническим институтом, куда он в 1924 году был приглашен проф. М. А. Шателеном на должность ассистента кафедры общей электротехники. С 1930 по 1940 год Н. Н. Щедрин работал доцентом ЛПИ и ряда отраслевых вузов. В 1940 году, после защиты диссертации, Н. Н. Щедрину были присвоены ученая степень доктора технических наук и звание профессора по кафедре электрических станций. Одновременно в течение ряда лет он работал в Ленэнерго и лаборатории Смурова, читал лекции в Ленинградском электротехническом институте им. В. И. Ульянова (Ленина) и на Всесоюзных курсах по повышению квалификации инженеров.

С 1947 по 1954 год Н. Н. Щедрин возглавлял кафедру электрических станций в Среднеазиатском политехническом институте и одновременно вел большую научную работу в институтах Академии наук УзССР, членом-корреспондентом которой он был избран в 1947 году.

Н. Н. Щедрин известен фундаментальными трудами в области расчетов токов короткого замыкания, а также сформулированными им подходами в части упрощения электрических систем при моделировании. Большое значение для практики имеют выполненные Н. Н. Щедриным работы, связанные с проблемой статической устойчивости электрических систем. В этих исследованиях была дана математическая трактовка проблемы устойчивости применительно к сложным энергетическим системам, выявлена роль и значение так называемых практических критериев устойчивости.

Вышедшая в 1951 году работа «Элементы теории преобразования постоянного тока в переменный с естественной коммутацией при очень большом числе анодных фаз» связана с вопросом передачи энергии на дальние расстояния постоянным током.

В 1960 году Л. Р. Нейман, А. В. Поссе и Н. Н. Щедрин дали исчерпывающе полное освещение основных технических свойств, возможностей и характеристик электропередач постоянного тока.

Сотрудникам НИИПТ – НТЦ ЕЭС Николай Николаевич Щедрин памятен еще тем, что начиная с 1954 года, после возвращения из Ташкента в Ленинград, он являлся научным консультантом института и главным редактором первых десяти выпусков трудов НИИ постоянного тока.

В качестве научного консультанта Н. Н. Щедрин явился инициатором и первым руководителем сформировавшейся в институте научной школы исследования режимов, систем регулирования и противоаварийной автоматики больших

энергосистем, включая исследования нормальных и электромеханических переходных режимов, устойчивости и надежности, разработку системных требований и исследования регулирования возбуждения синхронных машин, исследования и разработки новых систем противоаварийной автоматики в энергосистемах любой сложности, в том числе с использованием элементов постоянного тока. Школа была организационно оформлена на базе лаборатории (отдела) электрических систем НИИПТ.



Профессор Н. Н. Щедрин в день своего 75-летия среди сотрудников лаборатории электрических систем. 1966 год

В качестве главного редактора первых выпусков трудов НИИПТ Николай Николаевич заложил основы издания, которое в следующем году отметит уже свое 60-летие.

Уже немногие оставшиеся сотрудники института, которым посчастливилось общаться с Николаем Николаевичем Щедриным, всегда вспоминают его с большой теплотой как доброго и веселого человека.

Памяти Юрия Алексеевича Асанбаева



27 сентября 2016 года ушел из жизни Юрий Алексеевич Асанбаев – главный научный сотрудник Научно-технического центра Единой энергетической системы.

Ю. А. Асанбаев родился 15 августа 1930 года в г. Рязань.

В 1955 году окончил Ленинградский электротехнический институт им. В. И. Ульянова (Ленина) по специальности «Электрические станции, сети, электроэнергетические системы и управление ими». Был направлен на работу в Научно-исследовательский институт по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (НИИПТ). Юрий Алексеевич больше 60 лет трудился в НИИПТ, а затем в НТЦ ЕЭС, где прошел путь от инженера до главного научного сотрудника.

Научно-техническая деятельность Ю. А. Асанбаева была связана в основном с разработкой систем автоматического управления и автоматизированных информационно-управляющих систем для передач постоянного тока и других энергетических объектов. Под его руководством в НИИПТ была создана и успешно функционировала с 1968 года лаборатория, а затем и отдел автоматизированных систем управления. При его непосредственном участии и руководстве были разработаны и внедрены в эксплуатацию автоматизированные информационные системы на передаче постоянного тока Волгоград–Донбасс, АСУ ТП Выборгской преобразовательной подстанции, подстанции 500 кВ «Владимирская», «Луч», подстанции 1150 кВ «Кокчетавская», «Кустанайская» и многие другие. В момент внедрения эти системы относились к наиболее совершенным системам автоматизации в отечественной энергетике. Разработанные Юрием Алексеевичем основные технические требования к системам автоматизации, нормативы и стандарты до сих пор широко применяются в российской энергетике.

Ю. А. Асанбаевым разработаны принципиально новые подходы к решению энергетических задач в силовой преобразовательной технике. Внесен большой вклад в разработку общей теории однородных цепных структур, и в 2002 году защищена докторская диссертация по теме «Основы теории энергетических процессов в преобразовательных установках».

За время работы Юрием Алексеевичем опубликованы монография «Периодические энергетические процессы в электрических системах», более 30 статей в научных журналах, 6 авторских свидетельств на изобретения и патент на полезную модель «Электронный измеритель полной, активной и реактивной энергии и коэффициентов энергии».

За высокие достижения в научной деятельности Ю. А. Асанбаев неоднократно поощрялся в приказах директора института, был награжден Почетной грамотой Министерства энергетики и электрификации СССР. Ему присвоены звания «Ветеран труда НИИПТ», «Почетный энергетик Минтопэнерго Российской Федерации» и «Заслуженный работник Единой энергетической системы России».

Эрудиция, незаурядные организаторские способности, чуткость и доброжелательность позволили Юрию Алексеевичу завоевать искреннее уважение и авторитет всех знавших его. Светлая память о Юрии Алексеевиче Асанбаеве, талантливом ученом и прекрасном человеке, навсегда останется в наших сердцах.



Научно-технический центр Единой энергетической системы является многопрофильным электроэнергетическим научным и инжиниринговым центром Системного оператора, головной научной организацией отрасли в области развития системообразующей сети Единой энергетической системы России и межгосударственных электрических связей.

АО «НТЦ ЕЭС» активно сотрудничает с крупнейшими отечественными компаниями (АО «СО ЕЭС», ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «РусГидро», ТГК, ОГК) и с зарубежными фирмами Австрии, Германии, Италии, Китая, США, Швейцарии, Швеции, Японии и других стран.

Основные направления научно-технической деятельности

1. Проектирование и развитие электроэнергетических систем.
2. Устойчивость, надежность, живучесть и управляемость электроэнергетических систем.
3. Режимное и противоаварийное управление.
4. Развитие технологий оперативно-диспетчерского управления энергосистемами.
5. Автоматизированные системы мониторинга, сбора, передачи, обработки информации и управления технологическими процессами.
6. Комплексное проектирование подстанций и линий электропередачи.

Экспериментальная база

- Цифро-аналого-физический комплекс на базе электродинамической (физической) модели энергосистемы для исследования функционирования объектов электроэнергетики и энергосистем любого уровня; натурных испытаний на функционирование устройств управления, защиты и автоматики, систем АСУ ТП в реальном времени.
- Цифровая модель реального времени (RTDS).
- Испытательный стенд устройств релейной защиты и систем автоматизации.

Выполняемые работы

- Разработка перспективных схем и программ развития электроэнергетики.
- Проведение исследований перспективных схем развития электроэнергетических систем на базе единой математической модели ЕЭС России.
- Разработка рекомендаций по совершенствованию проектных решений развития энергосистем и энергообъектов.
- Разработка схем выдачи мощности электростанций.
- Разработка схем внешнего энергоснабжения энергорайонов и отдельных потребителей.
- Создание, верификация и актуализация цифровых моделей для исследования переходных режимов и устойчивости электроэнергетических систем.

- Разработка рекомендаций и технических решений по обеспечению устойчивости, надежности и живучести электроэнергетических систем и отдельных энергообъектов.
- Разработка и внедрение систем автоматического управления и мониторинга режимных параметров на уровнях ЕЭС, ОЭС, ЭС.
- Разработка алгоритмов и программно-технических комплексов локальных и централизованных устройств режимного и противоаварийного управления.
- Разработка проектов модернизации систем противоаварийной автоматики.
- Разработка проектной и рабочей документации по РЗА, ПА и АИИС КУЭ.
- Решение задач ПА «под ключ»: от ТЭО до внедрения на объекте.
- Расчеты токов короткого замыкания и разработка рекомендаций по их снижению для конкретных энергообъектов.
- Проверка на функционирование (экспертиза) и настройка устройств регулирования, управления, защиты и автоматики на электродинамической модели, в том числе «под ключ».
- Аттестация цифровых автоматических регуляторов возбуждения, цифровых устройств АЛАР и разработка рекомендаций по их применению в ЕЭС России.
- Настройка «под ключ» автоматических регуляторов возбуждения генераторов электростанций.
- Испытания систем группового регулирования активной и реактивной мощности, проверка технологических алгоритмов ГРАМ на соответствие требованиям нормативных документов и технического задания, разработка рекомендаций по повышению эффективности и системной надежности.
- Создание и внедрение программных средств и систем автоматизации для эффективной работы предприятий энергетической отрасли: Bars, LincorWin, ВРДО, RastrWin, МДП, Анализ вероятных аварийных событий в электрической системе по принципу « $N - 1$ », Коммутационные схемы, Комплекс СМЗУ, ЦСПА, Прогноз потребления и др.
- Создание и внедрение программно-вычислительного комплекса по расчету токов короткого замыкания и автоматизированному расчету уставок релейной защиты и автоматики.
- АСУ ТП для подстанций переменного и постоянного тока, атомных, тепловых и гидроэлектростанций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- АСУ ТП на базе информации от МПРЗА для подстанций классов напряжения до 330 кВ, СН электрических станций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- Система анализа и просмотра аварийной информации от разнородных распределенных источников регистрации для АСДУ энергосистем и энергообъединений, подстанций переменного и постоянного тока, атомных, тепловых и гидроэлектростанций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- Цифровая автоматика ликвидации асинхронных режимов – АЛАР-Ц.
- Разработка основных технических решений по внедрению объектов распределенной генерации.

- Оценка эффективности инвестиций в строительство, реконструкцию, модернизацию и техническое перевооружение электросетевых и генерирующих объектов на стадии выполнения работ по проектированию и на стадии реализации инвестиционного проекта.
- Разработка и внедрение программно-вычислительных комплексов для решения задач по автоматизации процессов, обладающих большой алгоритмической, композиционной и структурной сложностью, а также распределенных и «облачных» информационных систем.

Участие в системе добровольной сертификации АО «СО ЕЭС»

АО «НТЦ ЕЭС» допущено к проведению добровольной сертификации в СДС «СО ЕЭС» в области подтверждения соответствия:

- автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов требованиям стандарта организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.160.20.001-2012 «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов»;
- устройств АЛАР требованиям стандарта организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.008-2015 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования».

Аспирантура

Одной из важнейших сфер деятельности АО «НТЦ ЕЭС», как организации, располагающей авторитетной научной школой и современной, а во многом уникальной экспериментально-исследовательской базой, является подготовка кадров высшей квалификации через аспирантуру.

Обучение в аспирантуре ведется по образовательной программе 13.06.01 – Электро- и теплотехника.

Профили подготовки:

- 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы;
- 05.14.12 – Техника высоких напряжений.

Лицензия Федеральной службы по надзору в сфере образования и науки на право ведения образовательной деятельности в сфере послевузовского профессионального образования – № 0353 от 24 сентября 2012 г.



АО «НТЦ ЕЭС» является Ведущим научно-техническим партнером РНК СИГРЭ. На базе НТЦ ЕЭС работает подкомитет В4 «Электропередачи постоянным током высокого напряжения и силовая электроника».

Methodical issues of research on the modes and stability of power systems

Lyamov A. S., Smolovik S. V.

Influence of a synchronous machine rotor circuits magnetic coupling on its transient processes.

It is shown that an important factor specifying the transient process of the synchronous machine during disturbances, is taking into account of mutual induction in the leakage flow path between the field winding and the equivalent damping circuits of the generator. A refined equivalent circuit which includes explicitly the specified mutual induction of rotor circuits is justified. The calculation result compared with the field tests of the model generator and industrial turbine generator Т3ФП - 220.

Keywords: synchronous machine, equivalent circuit, mutual induction rotor circuits, transient processes.

Glazunova A. M.

Acceleration of dynamic state estimation using Kalman filter.

The input data for the dispatch control are the data on state variables at a considered time instant, which are processed by the state estimation methods. To improve the quality of the state estimation results we apply the algorithms that process retrospective data. The state estimation problem for which the initial data are represented by the state variable vectors measured at several time instants (measurement snapshots) is called dynamic state estimation. In this paper the dynamic state estimation is based on the extended Kalman filter. The acceleration is provided by reducing the complexity of the algorithm (by decreasing the dimensionality of some arrays) and paralleling several processes in the dynamic state estimation.

Keywords: dynamic state estimation, Kalman filter, measurement, covariance matrix.

Andranovich B., Kurilkin A. I., Sinianskii I. V., Sorokin E. V.

Methods of optimal emergency signals and commands acquisition and transmission system design.

Engineering practice in development of recommendations on the creation and reconstruction of automatic emergency control systems power systems shows that in most cases the main economic costs fall on the organization of the transmission of emergency signals and commands between the metering and executive devices of emergency control. At the same time nowadays the choice of route of emergency signals exchange between objects of electric power is carried out manually without the use of specialized optimization algorithms. It causes either unjustified increase in the cost of project or overestimated timing of control actions and, as a consequence, an increase in their volume. This article describes the methods for optimal selection of system collecting and transmission of emergency signals and commands.

Keywords: emergency control channel, acquisition and transmission of emergency signals and commands device, emergency control, graph theory, multi-criteria optimization.

Simulation of power systems and their elements for analysis of steady state and transient modes

Andranovich B., Popkov E. N., Popov M. G., Sinianskii I. V.

Analysis of the influence of the hydraulic turbine simulation models on the results of the mathematical simulation of electromechanical transients considering frequency.

In the absence of powerful modern computer software systems and digital technology for a very long time calculations of electromechanical transients considering frequency variation were carried out using simplified numerical models of heat and hydraulic power stations. This engineering calculations practice shows that in many cases the use of such models may lead to incorrect results of simulation. The article provides the analysis of the impact of the level of detail of simulation models of hydraulic units on the calculation results of electromechanical transients in isolated power systems with a predominance of hydroelectric power plants.

Keywords: hydro turbine, water hammer, diversion power plant, surge tank, simulation model, electromechanical transient processes.

Gurikov O. V., Zelenin A. S., Stefka J.

Method of microprocessor-based automatic voltage regulators mathematical modeling.

Paper describes operation aspects of microprocessor-based automatic voltage regulators (AVRs) and power system stabilizers (PSS). Mathematical modeling method of microprocessor-based AVRs and PSSs for oscillatory stability studies is proposed. With proposed method mathematical models can be obtained both with use of AVRs and PSSs frequency response characteristics and without it. Results of method application for AVR and PSS industrial unit are shown.

Keywords: mathematical model, automatic voltage regulator, approximation, oscillatory stability.

Bliznyuk D. I., Romanov I. B.

Confidence estimation of the method of load characteristic definition using phasor measurements.

Correct and updated estimation of load models parameters plays significant role in power systems studies. These parameters can be estimated using data registered by WAMS during contingencies in the power system. Method of load model parameters estimation based on system state analysis is proposed in this paper. Parameters of various types of load models can be estimated and information on type and structure of load is not necessarily needed. Correctness of obtained load models parameters is checked using physical power system simulator and EUROSTAG digital models. Estimated load model parameters provide better quality for digital power systems models than type-parameters.

Keywords: load, load characteristic, wide area measurement system, transient.

Akimov D. A., Gladyshev O. Y., Borisov P. S.

The phase-shifting transformers placement and settings choice method development.

The phase-shifting transformers placement and settings choice method development is considered. Dependencies of node voltage and active power losses on PST angle with use of bilinear theorem are obtained for 57-node test scheme, optimal PST angles are determined. The principles of phase-shifting transformers placement and settings choice for PSTs located in the same cluster are considered as well.

Keywords: Unified Energy System, phase-shifting transformer, bilinear theorem, optimal placement, optimal PST angle.

Berdin A. S., Bliznyuk D. I., Gerasimov A. S.

Estimating the damping properties of generating unit using experiment data.

At the present time the complex generating unit models with a great number of parameters are implemented for the emergency control of power systems. This parameters identification problem is challenging one. State-of-the-industry measurement devices allows to calculate electrical parameters during electromechanical disturbances. That is why one can use simplified generating unit models, which parameters can be calculated using field measurements. In particular generating unit damping properties may be estimated. The proposed method involves the synchronous machine damping power estimation by means of the measurements approximation during dynamic disturbances. This value allows to determine the generating unit capability to damp power system oscillations. The method was examined in MATLAB Simulink and by means of JSC «STC UPS» electrodynamic model. One can apply obtained results in the power system emergency control and in a wide variety of problems relating to dynamic transients calculation and analysis.

Keywords: damping power, synchronizing power, adaptive model, simplified synchronous machine model, synchronophasor measurements.

Research of utilization efficiency of technical means and measures in the power systems

Koshcheev L. A.

Utilization of asynchronized synchronous generators for electrical energy transmission from a distant power plant.

An economic benefit of using asynchronized synchronous generators instead of synchronous generators is assessed in case of a long distance electrical energy transmission.

Keywords: synchronous generator, asynchronized synchronous generator, long distance electrical energy transmission, stability limit.

High-voltage technique

Kasyanov S. E., Sheskin E. B.

Approach for the estimation of DC current component in the circuit-breakers of compensated transmission lines.

An approach for evaluation of DC current component in extra high-voltage compensated transmission lines circuit breakers is proposed. Authors also propose an approach for the development of measures to ensure safe opening of the circuit breakers in such schemes.

Keywords: DC current component, SF6 circuit-breaker, compensated power transmission line, shunt reactor, pre-insertion resistors.

Evdokunin G. A., Petrov N. N., Sheskin E. B.

Overvoltages caused by 35 kV vacuum circuit breakers.

The article presents the results of research on transients when switching off the vacuum circuit breakers on different loads in different networks of 35 kV. It is shown that in some cases, disconnection can lead to reignition in the vacuum circuit breakers, followed by overvoltage, which is dangerous for vacuum circuit breaker and the power equipment. It is shown that the character of the reignition can be different and can affect the magnitude of overvoltages. We examined the efficiency of pulse capacitor as a means of eliminating the phenomenon of reignition in such networks.

Keywords: vacuum circuit breaker, high-frequency overvoltage, reignition, current chopping, surge arrester, shunt reactor, furnace transformer, pulse capacitor.

Ivanov D. V., Podporokin G.V., Frolov V. Ya.

Simulation of non-stationary plasma processes in the discharge chamber of multi-chamber arrester for lightning protection of power lines.

A mathematical model of thermal, electromagnetic and gas dynamic processes taking place in a discharge chamber of a multi-chamber arrester is described. Basic assumptions, model equations, a computational domain and boundary conditions are given. Results of calculation namely the distributions of plasma temperature and overpressure in the discharge chamber at different time points are shown. The analysis of the results is presented.

Keywords: lightning protection, arrester, arc extinction.

Vysogorets S. P.

Evaluation of use acceptability of the potentiometric titration method in accordance with GOST 11362-96 for measuring acid number of mineral transformer oils.

Revealed the contradictions in regulations of the electroinsulation oils quality measurement procedure. Determined the use acceptability of the potentiometric titration method in accordance with GOST 11362-96 for measuring acid number of transformer oils.

Keywords: transformer oil, measurement method, acid number.

On the international experience in power-engineering

Suslova O. V.

State-of-the-art in HVDC technology (review of 46th CIGRE Session reports).

Review of papers made by Study Committee B4 «HVDC and power electronics» during 46th CIGRE Session is given. Key topics of discussions were: mutual interactions between HVDC and AC power transmissions, systems with multiple DC infeed, control of embedded HVDC power transmissions, grid backbone structure change from synchronous to asynchronous with use of HVDC back-to-backs, HVDC power transmission containing both LCC and VSC, DC grid control and protection issues, improving MMC structure.

Keywords: high voltage direct current power transmission, HVDC back-to-back, hybrid HVDC power transmissions, Multi-infeed Interaction Factor, asynchronous structure, voltage source converter, modular multilevel converter, offshore windfarm, direct current grid.

Names and dates

Ivanov D. V., Frolov V. Ya.

Marking the 150th anniversary of Mikhail A. Chatelain.

The essay is dedicated to the life, teaching and research activities of a prominent scientist in electrical engineering and organizer of higher education in electrical engineering in Russia, corresponding member of the Academy of Sciences of the USSR, Hero of Socialist Labor M. A. Chatelain.

Keywords: electrical engineering, GOELRO plan, corresponding member of the USSR Academy of Sciences, Hero of socialist labor.

Marking the 125th anniversary of Nikolai N. Shchedrin.

Content, Abstracts, Keywords

Instruction for manuscript submission

ПРАВИЛА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РУКОПИСЕЙ АВТОРАМИ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Журнал «Известия НТЦ Единой энергетической системы» является периодическим печатным научным рецензируемым журналом.

В журнале публикуются статьи, содержащие новые результаты научных исследований в электроэнергетике по направлениям: развитие и моделирование энергосистем, регулирование, противоаварийная автоматика и автоматизированные системы управления, передача электроэнергии переменным и постоянным током, преобразовательная техника, техника высоких напряжений.

Также в журнале публикуются научные обзоры, научные рецензии и отзывы.

Периодичность выхода журнала – 2 раза в год.

Статью в редакцию журнала «Известия НТЦ Единой энергетической системы» можно направить по адресу: 194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, АО «НТЦ ЕЭС» или по E-mail: nto@ntcees.ru.

2. ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

Авторы должны придерживаться следующей обобщенной структуры статьи: вводная часть (актуальность, существующие проблемы); основная часть (постановка, описание задачи, изложение и суть основных результатов); заключительная часть (предложения, выводы), список литературы.

2.1. Оформление материалов

1. Объем статьи, как правило, не должен превышать 16 страниц формата А4.

2. Набор текста осуществляется в редакторе MS Word.

Параметры страницы. Поля: верхнее – 4 см, нижнее – 3,7 см, левое – 3,5 см, правое – 3,5 см, расстояние от края до верхнего колонтитула – 3 см. Текстовое поле – 14×22 см.

Шрифт Times New Roman, размер шрифта основного текста – 11, междустрочный интервал – 1,1, абзацный отступ – 0,5 см.

Заголовки, номера и названия таблиц, названия рисунков пишутся без точки в конце. Размеры формул, таблиц и рисунков не должны выходить за пределы текстового поля.

3. **Формулы** набираются в редакторе MathType. В формульном редакторе (как и в основном тексте) переменные, обозначенные латинскими символами, набираются курсивом; цифры, греческие и русские символы – прямые.

В числах десятичным разделителем является запятая.

Сокращенные обозначения физических величин и единиц измерения (кВт, Гц, W, Hz) и названий функций (sin, min, const, exp и т. д.) – прямые без точки в конце.

Размеры шрифтов в формулах: основной размер – 11, индекс – 58 %, мелкий индекс – 50 %, символ – 100 %.

4. **Таблицы.** Все наименования в таблицах необходимо писать без сокращения слов (за исключением единиц измерения). Численные значения величин в таблицах и в тексте должны быть в единицах измерения СИ. Размеры шрифтов в таблицах: основной размер – 10, в таблицах большого размера допускается размер – 9.

5. **Рисунки**, выполненные при помощи компьютерных программ, передаются в редакцию в электронном виде отдельными файлами (не заверстанными в текстовые файлы статьи), в форматах тех программ, в которых они выполнены. Приемлемыми являются форматы: xls (для графиков и диаграмм), eps, cdr, vsd, tiff или jpeg (с разрешением 300 dpi). Сканирование графических рисунков нужно производить с разрешением 600 dpi, фотоснимков, представляемых в электронном виде, – с разрешением 300 dpi.

6. **Список литературы** приводится в конце статьи. Он составляется в порядке последовательности ссылок в тексте. Ссылки на литературу в тексте заключаются в квадратные скобки. В список литературы не должны включаться неопубликованные материалы и материалы служебного пользования.

Образец и шаблон оформления статьи приведены на сайте:

<http://www.ntcees.ru/departments/proceedings.php>.

2.2. Вместе с материалами статьи должны быть обязательно предоставлены:

- номер УДК в соответствии с классификатором (в заголовке статьи);
- аннотация статьи на русском и английском языках;
- ключевые слова статьи на русском и английском языках;
- сведения об авторах, включающие фамилию, имя, отчество автора, ученую степень, ученое звание, должность, место работы, E-mail, контактные телефоны;
- экспертное заключение о возможности опубликования материалов в открытой печати;
- справка автора.

2.3. Рассмотрение материалов

Предоставленные в редакцию материалы первоначально рассматриваются редакционной коллегией и передаются для рецензирования. После одобрения материалов, согласования различных вопросов с автором (при необходимости), редакционная коллегия сообщает автору решение об опубликовании статьи. В случае отказа в публикации статьи редакция направляет автору мотивированный отказ.

При отклонении материалов из-за нарушения сроков, требований оформления или не отвечающих тематике журнала материалы не публикуются и не возвращаются.

Редакционная коллегия не вступает в дискуссию с авторами отклоненных материалов.

Публикация материалов осуществляется бесплатно.

Более подробную информацию можно получить по телефонам редакции:

(812) 292-94-05, (812) 292-94-20

или E-mail: nto@ntcees.ru.

СПРАВКА

(представляется в редакцию каждым автором/соавтором статьи)

В соответствии с Законом Российской Федерации об авторских правах, сообщаю, что я, _____

автор (соавтор) статьи _____

уведомлен об ответственности за использование в статье материалов, защищенных авторским правом, включая цитаты, воспроизведенные данные, иллюстрации и иные материалы, и о том, что ответственность за нарушение авторских прав ложится на автора статьи.

Я сообщаю, что данная статья не опубликована и не представлена для опубликования в другие периодические издания.

Подавая статью в редакцию журнала «Известия НТЦ Единой энергетической системы», я передаю редакции право на ее опубликование и дальнейшее распространение и сообщаю, что при этом не нарушаются авторские права других лиц и организаций.

Подпись автора _____ «__» _____ 20__ г.

Ф.И.О. _____

Ученая степень _____

Ученое звание _____

Место работы _____

Адрес служебный _____

Тел. служебный _____

Адрес домашний _____

Тел. домашний _____

E-mail _____

**ИЗВЕСТИЯ НТЦ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

Оригинал-макет выполнен
в ООО «МЕДИАПАПИР»

Редактор
М. А. Иванова

Верстка
С. В. Горячева

Корректурa
М. А. Иванова

Подписано в печать 14.12.2016. Формат 70×108/16
Печать офсетная. Гарнитура «Times New Roman»
Объем 10,75 п. л. Тираж 300 экз.

Отпечатано с готового оригинал-макета на полиграфической базе
ООО «Издательство ДЕАН»
191119, Санкт-Петербург, ул. Константина Заслонова, д. 17.
Тел.: (812) 712-27-40, 764-52-85