ISSN 2307-261X

Я

ЕМЫ



НТЦ ЕАИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ

B B

Nº1(86) 2022

Санкт-Петербург

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Кощеев Л. А., д-р техн. наук, профессор – главный редактор; Смоловик С. В., д-р техн. наук, профессор – зам. главного редактора; Беляев А. Н., д-р техн. наук, доцент; Бердин А. С., д-р техн. наук, профессор; Васильев Ю. С., академик РАН; Герасимов А. С., канд. техн. наук, доцент; Евдокунин Г. А., д-р техн. наук, профессор; Коровкин Н. В., д-р техн. наук, профессор; Новиков Н. Л., д-р техн. наук, ст. науч. сотр.; Подковальников С. В., д-р техн. наук; Попков Е. Н., д-р техн. наук, доцент; Сацук Е. И., д-р техн. наук, доцент; Титков В. В., д-р техн. наук, профессор; Юрганов А. А., д-р техн. наук, профессор.

РЕДАКЦИЯ

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

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 учёной степени кандидата наук, на соискание учёной степени доктора наук.

Наименование и содержание рубрик журнала соответствует научным специальностям:

- 05.14.01 Энергетические системы и комплексы,
- 05.14.02 Электрические станции и электроэнергетические системы,
- 05.14.08 Энергоустановки на основе возобновляемых видов энергии,

05.14.12 – Техника высоких напряжений,

05.14.14 – Тепловые электрические станции, их энергетические системы и агрегаты.

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

Распространение журнала осуществляется по подписке. Подписной индекс в общероссийском каталоге «Почта России» – ПМ180.

Адрес редакции: 194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, АО «НТЦ ЕЭС». Тел. 8 (812) 297-54-10, доб. 210, 213. E-mail: nto@ntcees.ru. Научно-технический центр Единой энергетической системы

ИЗВЕСТИЯ НТЦ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Nº 1 (86)

Издается с февраля 1957 г.

Санкт-Петербург 2022

МЕТОДИЧЕСКИЕ РАЗРАБОТКИ ПО МОДЕЛИРОВАНИЮ И ИССЛЕДОВАНИЮ РЕЖИМОВ И УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ
Герасимов А. С., Гуриков О. В., Кабанов Д. А., Сацук Е. И., Смирнов А. Н. Моделирование поворотно-лопастной гидротурбины в задачах анализа электромеханических переходных процессов5
Иванова Е. А., Першиков Г. А., Попков Е. Н., Фешин А. О., Чудный В. С. Методика эквивалентирования схем с взаимной индукцией и ее применение для получения схем замещения вращающихся электрических машин
Алтухова М. К. Идентификация электроэнергетических систем для оценки динамических свойств
Бердин А. С., Дмитриев С. А., Дмитриева А. А., Кабанов Д. А., Сенюк М. Д. Тестирование алгоритмов определения динамических векторных измерений токов и напряжений по данным электродинамической модели
<i>Михайлов Д. О., Шескин Е. Б.</i> Исследование закономерностей изменения режимных параметров синхронного генератора в близких к границе области колебательной устойчивости режимах
<i>Герасимов Д. А., Зеленин А. С.</i> Разработка пользовательской модели синхронного генератора в формате программно-аппаратного комплекса RTDS63
<i>Легкоконец П. В.</i> О формировании лагранжиана и уравнений Лагранжа для произвольной линейной электрической цепи74
РАЗВИТИЕ СИСТЕМООБРАЗУЮЩЕЙ СЕТИ И НАДЕЖНОСТЬ ЭНЕРГОСИСТЕМ
Шамсиев Б. Х., Шамсиев Х. А. Анализ перспектив развития ОЭС Центральной Азии с учетом интеграции ВИЭ
МЕТОДЫ И СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ
<i>Беляев А. Н., Першко Е. А.</i> Повышение устойчивости энергосистем на основе управления по данным мониторинга переходных режимов
Денисенко А. И., Михайлов Д. О., Смоловик С. В., Чудный В. С. Сравнение влияния устройств продольной и поперечной компенсации на предел динамической устойчивости

СОДЕРЖАНИЕ

Известия НТЦ Единой энергетической системы № 1 (86) • 2022 •

- 1

Абакумов С. А., Виштибеев А. В., Гаязов С. Е., Надобная Е. А., Саввин Д. Н.,	
Эрекайкин Е. И.	
Определение места повреждения по показаниям фиксирующих приборов	
в ПВК «АРУ РЗА»	.108

ВОПРОСЫ ТЕХНИКИ ВЫСОКИХ НАПРЯЖЕНИЙ

Грицутенко С. С., Коровкин Н. В. Повышение точности определения места повреждения линии электропередачи с помощью метода наименьших квадратов......115 Кобзарь Е. Н., Коровкин Н. В., Сахно Л. И., Сахно О. И., Федоров П. Д. Исследование поверхностного эффекта в обмотках мощного тороидального трансформатора для стыковой контактной сварки оплавлением труб 122 ИМЕНА И ДАТЫ

a **b**

34
46
48
3 4 4

Технический редактор М. В. Леонтьева

Компьютерная верстка Н. И. Егерева, А. Г. Курбатов

Подписано в печать	24.05.2022	Формат 70×108/16
Тираж 300 экз.	Заказ 22060125	Печ. л. 9,75

Отпечатано с готового оригинал-макета в ООО «Типография Лесник». 197183, Россия, Санкт-Петербург, ул. Сабировская, д. 37, лит. Д, комната 206

Предисловие

Уважаемый читатель!

Большая часть статей данного номера журнала посвящена разработке методических вопросов моделирования отдельных элементов энергосистемы, в том числе с учетом изменения их параметров в зависимости от режимных условий (на границе области устойчивости, в переходных режимах), а также моделирования и преобразования схемы энергосистемы в задачах исследования режимов и устойчивости энергосистемы. В этом же разделе приводятся результаты совершенствования программных комплексов исследования режимов энергосистем.

В разделе, посвященном развитию системообразующей сети и надежности энергосистем, представлена статья сотрудников Координационно-диспетчерского центра «Энергия», в которой приведены результаты расследования аварии, имевшей место в энергосистеме Центральной Азии, и содержащая предложения по совершенствованию системообразующей сети этого региона.

В числе мероприятий по повышению устойчивости энергосистем и пропускной способности электрической сети в материалах данного номера журнала рассматриваются вопросы эффективности устройств продольного и поперечного регулирования реактивной мощности, использования данных мониторинга режима для повышения уровня динамической устойчивости, совершенствования комплекса систем противоаварийной автоматики, использования показаний по данным расчетов ПВК «АРУ РЗА» для определения мест повреждения и др.

В четвертом разделе приведены две статьи, относящиеся к отдельным задачам техники высоких напряжений.

В большей части статей этих разделов журнала содержатся материалы диссертационных работ авторов.

В данном номере приведена также статья памяти Николая Ивановича Воропая, известного ученого и хорошего человека. В течение многих лет Николай Иванович сотрудничал с НИИПТ и НТЦ Единой энергетической системы, был членом ред-коллегии нашего журнала.

Благодарю друзей и коллег, поздравивших меня с 90-летием.

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

МЕТОДИЧЕСКИЕ РАЗРАБОТКИ ПО МОДЕЛИРОВАНИЮ И ИССЛЕДОВАНИЮ РЕЖИМОВ И УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

УДК 621.316

А. С. Герасимов, О. В. Гуриков, Д. А. Кабанов, Е. И. Сацук, А. Н. Смирнов Моделирование поворотно-лопастной гидротурбины в задачах анализа электромеханических переходных процессов

Разработана математическая модель поворотно-лопастной гидротурбины, воспроизводящая статические и динамические характеристики натурных гидротурбин в широком диапазоне скорости вращения, расхода воды, напора и положения регулирующих органов. Это позволяет ее использовать для исследования электромеханических переходных процессов в энергосистеме, связанных со значительным изменением частоты, в том числе при отделении гидроагрегатов на изолированную работу.

Ключевые слова: частота, регулирование частоты, регулятор скорости, система автоматического регулирования гидроагрегата, модель гидротурбины, гидротурбина.

Введение

За последние годы в ЕЭС России зарегистрирован целый ряд технологических нарушений, которые сопровождались незатухающими колебаниями частоты и мощности гидроагрегатов (ГА), вызванными работой системы автоматического управления гидроагрегатами (САУ ГА) ГЭС. Исследования показали, что незатухающие колебания частоты и мощности были вызваны работой САУ ГА при осуществлении ими первичного регулирования частоты в изолированном от ЕЭС России энергорайоне. В частности, одно из таких технологических нарушений произошло в октябре 2018 года, когда в результате одновременного аварийного отключения нескольких воздушных линий ВЛ 150 кВ в ремонтной схеме электрической сети 330 кВ Серебрянская ГЭС-15 и Серебрянская ГЭС-16 каскада Туломских и Серебрянских ГЭС филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1» с прилегающим энергорайоном отделились на изолированную работу от ЕЭС России. В состав гидроагрегатов Серебрянских ГЭС входит высоконапорная поворотно-лопастная гидротурбина типа ПЛ-80/642y-В-360.

Необходимость проведения всесторонних исследований с целью выявления причин возникновения колебаний частоты и мощности гидроагрегатов Серебрянской ГЭС-15 и Серебрянская ГЭС-16 обусловило актуальность задачи создания цифровых моделей гидротурбин, адекватно воспроизводящих их поведение в ходе электромеханического переходного процесса, и, в частности, модели поворотнолопастной гидротурбины.

1. Разработка модели поворотно-лопастной гидротурбины

Как было показано в [1] для решения поставленной выше задачи модель гидротурбины должна удовлетворять следующим требованиям:

1) входными параметрами модели должны быть положения регулирующих органов, напор брутто ГЭС, скорость вращения ротора. Выходным параметром модели должен быть крутящий момент на валу гидротурбины или полезная развиваемая мощность;

2) модель гидротурбины должна корректно воспроизводить статические и динамические характеристики натурной гидротурбины во всем допустимом диапазоне изменения ее режимных параметров при работе ГА в энергосистеме;

3) модель гидротурбины должна быть численно устойчивой;

 параметры модели гидротурбины должны определяться по доступным данным (либо путем прямого задания соответствующих значений доступных данных, либо после их расчета по доступным данным в соответствии со специализированной методикой);

5) модель гидротурбины должна иметь вычислительную сложность, позволяющую реализовывать ее в промышленных программно-вычислительных комплексах для анализа переходных процессов в энергосистеме;

6) модель гидротурбины должна обеспечивать расчет начальных условий.

Несмотря на то, что существует целый ряд моделей гидротурбин [1-4], которые широко используются на практике для исследования электромеханических переходных процессов в энергосистеме, все они так или иначе являются упрощенными и не учитывают те или иные особенности работы гидротурбин. Так, например, в описываемых в литературе и обычно применяемых для анализа электромеханических переходных процессов в энергосистемах моделях гидротурбин учитываются гидродинамические процессы в напорных водоводах и уравнительных резервуарах, в том числе и при изменении режимных параметров гидротурбины. Однако ни в одной из таких математических моделей не учитываются гидродинамические процессы в спиральной камере, рабочей камере турбины и отсасывающей трубе, а расчеты или оценки погрешностей, возникающих при таком упрощении, отсутствуют. Также в подобных моделях гидротурбин не учитывается возможность продолжительного отклонения частоты вращения на значительную величину и возможность кратковременной или долговременной работы гидротурбины в режимах с существенно сниженным коэффициентом полезного действия по отношению к проектному режиму работы (нерасчетный режим работы) – в таких моделях производится линеаризация в точке проектного режима работы турбины по одному или сразу нескольким режимным параметрам. Таким образом, в открытых источниках на данный момент нет описания модели гидротурбины, удовлетворяющей предъявленным выше требованиям.

При разработке модели поворотно-лопастной гидротурбины для Серебрянской ГЭС-15 и Серебрянской ГЭС-16 [5] применен подход, в основе которого лежит теория гидравлических турбин, а именно гипотезы о движении частиц жидкости вдоль поверхностей тока, представляющих собой поверхности вращения. Такое допущение вполне обосновано, так как граничные контуры статора, направляющего аппарата и рабочего колеса гидротурбины представляют собой поверхности вращения. Преобразование энергии жидкости в механическую энергию на валу осуществляется в рабочем колесе гидротурбины за счет взаимодействия потока с лопастями рабочего колеса, представляющего собой вращающуюся решетку профилей.

Абсолютный поток на выходе из направляющего аппарата можно искусственно разложить на две составляющих потока: меридиональный поток, характеризующий

движение жидкости в меридиональной плоскости, проходящей через ось вращения турбины, и циркуляционный поток, характеризующий вращение частиц жидкости вокруг оси гидротурбины. На рис. 1 приведено стилизованное изображение полости поворотно-лопастной гидравлической турбины, и пунктирными линиями отмечены траектории частиц жидкости, движущихся по меридиональной составляющей потока. На рис. 1 также отмечены характерные сечения полости гидротурбины, при этом сечения 0-0, *n-n, s-s, t-t* являются цилиндрическими, а 1-1 и 2-2 – кольцевыми.



Рис. 1. Меридиональный поток в полости поворотно-лопастной гидравлической турбины

Если обозначить вектор скорости относительного движения W и скорости переносного движения U, то вектор абсолютной скорости определится их векторной суммой:

На рис. 2 приведены треугольники скоростей потока в характерных сечениях полости поворотно-лопастной гидротурбины, ограничивающих решетки статора, направляющего аппарата и рабочего колеса. На рис. 2 нанесены векторы скоростей потока жидкости при прохождении через указанные элементы гидротурбины, а также характерные углы и размеры, учтенные в математической молели. В ка-



Рис. 2. Треугольники скоростей потока в характерных сечениях полости поворотно-лопастной гидравлической турбины:

 δ – угол наклона элемента решетки профилей в характерных точках;

β – угол относительного потока воды в характерных точках;

*L*_{gv}, *t*_{gv} – характерные параметры решетки профилей направляющего аппарата;

Lы, tы – характерные параметры решетки профилей рабочего колеса

честве упрощения принимается, что весь поток, проходящий через рабочее колесо сосредоточен на некотором расчетном диаметре. Крутящий момент на рабочем колесе создается за счет изменения на нем циркуляции (закрученности) потока. Циркуляция потока на входе рабочего колеса создается соответствующим углом поворота лопаток направляющего аппарата. На выходе с рабочего колеса циркуляция потока зависит как от угла поворота лопаток направляющего аппарата, так и от угла поворота лопастей рабочего колеса. Следует отметить, что на статические характеристики гидротурбины большое влияние оказывают различные виды потерь энергии, зависящие от основных режимных параметров гидротурбины: расхода и напора воды, скорости вращения рабочего колеса, положений регулирующих органов.

В разработанной модели гидротурбины не учитываются физические процессы, связанные с кавитацией, вихреобразованием и образованием «жгута» под рабочим колесом. Несмотря на то, что потери, вызываемые данными физическими процессами, составляют значительную величину при нерасчетных режимах работы гидротурбины, их чрезвычайно сложно учесть без подробного моделирования физических процессов методом конечных элементов или путем физического моделирования. Потери, вызываемые данными физическими процессами, в разработанной модели гидротурбины учтены упрощенными эмпирическими соотношениями.

По полуэмпирическим формулам в разработанной модели гидротурбины учтены физические процессы, приводящие к возникновению следующих видов потерь:

- 1) циркуляционные потери;
- 2) потери на выходе из отсасывающей трубы;
- 3) профильные потери в направляющем аппарате;
- 4) профильные потери в рабочем колесе;
- 5) ударные потери на вход потока в направляющий аппарат;
- 6) ударные потери на вход потока в рабочее колесо;
- 7) объемные потери;
- 8) дисковые потери;
- 9) механические потери.

В разработанной модели гидротурбины дополнительно учтены динамические процессы, происходящие в потоке воды, проходящем:

- 1) через направляющий аппарат при изменении его положения;
- рабочее колесо при изменении его скорости вращения и положения его лопастей.

Полученные уравнения разработанной модели гидротурбины и модели водовода с учетом обеспечения их численной устойчивости можно записать в следующем виде:

$$\begin{cases} T_{wdyn} = 2 \cdot F_{vane} \left(\delta_{0} \right), \\ H_{\varepsilon dyn} = Q \cdot \frac{dF_{vane} \left(\delta_{0} \right)}{d\delta_{0}} \cdot \frac{d\delta_{0}}{dt}, \\ P_{\varepsilon dyn} = \frac{d \left(E_{blade} \left(\omega, Q, \delta_{2} \right) \right)}{dt}, \\ Q = \int \frac{H_{0} - \left(H + H_{\varepsilon} + H_{\varepsilon dyn} \right)}{T_{w} + T_{wdyn}} dt, \\ P = \left(Q - Q_{\varepsilon} \right) \cdot H - \left(P_{\varepsilon} + P_{\varepsilon dyn} \right), \end{cases}$$
(1)

где $F_{vane}(\delta_0)$ – функция от положения лопаток направляющего аппарата, учитывающая его влияние на динамические характеристики гидротурбины;

 $E_{blade}(\omega, Q, \delta_2) - \phi$ ункция от скорости вращения рабочего колеса, расхода воды и положения лопастей рабочего колеса, которая характеризует запасенную кинетическую энергию движения потока воды в рабочем колесе;

 T_{wdyn} – постоянная времени инерции потока воды, учитывающая динамические процессы в направляющем аппарате при изменении расхода воды;

9

 $H_{\epsilon dyn}$ – отклонение напора, вызванное динамическими процессами в направляющем аппарате при изменении положения лопаток направляющего аппарата;

 $P_{\varepsilon dyn}$ – отклонение выдаваемой гидротурбиной мощности, вызванное изменением запасенной кинетической энергии в рабочем колесе;

 H_{ε} – потери напора, определенные по статическим уравнениям;

 Q_{ε} – объемные потери, определенные по статическим уравнениям;

 P_{ε} – потери мощности, определенные по статическим уравнениям;

δ₀ – угол поворота выходной кромки лопаток направляющего аппарата;

δ₂ – угол поворота выходной кромки лопастей рабочего колеса.

Функции $F_{vane}(\delta_0)$ и $E_{blade}(\omega, Q, \delta_2)$ имеют сложную зависимость от параметров *n*, *Q*, δ_2 . Функция P_{edyn} среди прочих эффектов учитывает эффект «присоединенных масс воды», увеличивающий эффективное значение постоянной времени механической инерции ротора ГА. В данные функции и другие параметры системы уравнений (1) входит множество констант, которые рассчитываются через геометрические параметры гидротурбины и гидротехнических сооружений ГЭС. Расчет начальных условий разработанной модели гидротурбины возможен только численными методами.

Таким образом, зная конструктивные параметры гидротурбины, а также величину расхода, напора и скорости вращения ротора можно найти с учетом заданных упрощений векторы скоростей потока воды при различных положениях регулирующих органов гидротурбины. Определив векторы скоростей потока, рассчитывается крутящий момент, который создает поток воды на лопастях рабочего колеса.

При разработке математической модели конкретных гидротурбин, например гидротурбин Серебрянской ГЭС, помимо информации о конструктивных параметрах используются характеристики, полученные в ходе натурных испытаний, и дополнительные данные, а именно:

- эксплуатационная характеристика;
- оптимальные комбинаторные зависимости;
- рабочая характеристика;
- расходная характеристика.

На рис. 3 и 4 приведены рабочие характеристики математической модели и полученные по результатам энергетических испытаний для ГА № 1 Серебрянской ГЭС-16. Из сравнения данных рисунков можно сделать вывод, что основные характерные особенности рабочих характеристик математической модели совпадают с полученными по результатам энергетических испытаний.

На рис. 5 и 6 приведены расходные характеристики математической модели и полученные по результатам энергетических испытаний для ГА № 1 Серебрянской ГЭС-16. Для удобства сравнения на рис. 5 дополнительно нанесена линия красного цвета, соответствующая расходной характеристике по результатам энергетических испытаний («натурная») при управлении углом поворота лопастей рабочего колеса по оптимальной комбинаторной зависимости. Из сравнения данных рисунков можно сделать вывод, что основные характерные особенности расходных характеристик математической модели совпадают с полученными по результатам энергетических испытаний.



Рис. 3. Рабочие характеристики математической модели энергоблока для ГА № 1 Серебрянской ГЭС-16 (напор 63,6 м)



Рис. 5. Расходные характеристики математической модели и полученные по результатам энергетических испытаний («натурная») для ГА № 1 Серебрянской ГЭС-16 (напор 63,6 м)

На рис. 7 приведены комбинаторные зависимости математической модели и предоставленные производителем САУ ГА № 1 Серебрянской ГЭС-16. В диапазоне мощности энергоблока от 20 до 55 МВт наблюдается соответствие комбинаторной зависимости математической модели и предоставленной производителем САУ с погрешностью не более 1,5° по величине относительного угла поворота лопастей рабочего колеса и не более 4% по величине положения штока сервомотора направляющего



Рис. 4. Рабочие характеристики энергоблока для ГА № 1 Серебрянской ГЭС-16, полученные по результатам энергетических испытаний (напор 63,6 м): — заводская характеристика; — рабочая характеристика турбины при оптимальном КЗ; ---- рабочая характеристика блока при оптимальном КЗ; -х – рабочая характеристика блока при существующем КЗ



Рис. 6. Расходные характеристики, полученные по результатам энергетических испытаний, для ГА № 1 Серебрянской ГЭС-16 (напор 63,6 м)





аппарата. Величина погрешности в данном диапазоне мощности не снижает адекватность модели гидротурбины, которая приемлема для целей моделирования и анализа электромеханических переходных процессов в энергосистеме.

2. Проверка и доработка модели поворотно-лопастной гидротурбины на примере гидроагрегатов Серебрянских ГЭС

На основе математической модели реализована цифровая модель гидротурбины в формате специализированного программно-вычислительного комплекса для расчетов электромеханических переходных процессов. Входными величинами для цифровой модели гидротурбины являются положение штока сервомотора направляющего аппарата и относительный угол поворота лопастей рабочего колеса, получаемые из цифровой модели САУ ГА, а также величина напора брутто. Выходным параметром модели гидротурбины является момент на валу турбины. В свою очередь, момент на валу турбины является входным сигналом в цифровой модели синхронной машины, где учитывается динамика движения ротора и электромагнитных переходных процессов в самом генераторе.

Адекватность моделирования гидроагрегатов Серебрянских ГЭС проверялась путем сравнения переходных процессов, зафиксированных при возникновении технологического нарушения, имевшего место в энергосистеме Мурманской области 29.10.2018 г., и полученных при его воспроизведении в цифровой модели энергосистемы с использованием разработанной модели поворотно-лопастной гидротурбины (рис. 8). На рисунке показан характер изменения следующих параметров:

- скорость вращения ротора гидротурбины № 1 Серебрянской ГЭС-16, приведенная к 50 Гц;
- измеренное значение положения штока сервомотора направляющего аппарата гидротурбины № 1 Серебрянской ГЭС-16;
- измеренное значение угла поворота лопастей рабочего колеса гидротурбины № 1 Серебрянской ГЭС-16.



Рис. 8. Характер изменения параметров, зафиксированный в ходе технологического нарушения, имевшего место в энергосистеме Мурманской области 29.10.2018 г.

Из рассмотрения рис. 8 видно, что колебания режимных параметров, возникающие в математической модели после отделения части энергосистемы Мурманской области на изолированную работу, не только качественно, но и достаточно

точно количественно повторяют колебания, зафиксированные в реальной энергосистеме.

Из этого можно сделать вывод, что статические и динамические характеристики разработанной модели гидротурбины находятся в хорошем соответствии с натурными характеристиками гидротурбины № 1 Серебрянской ГЭС-16.

Адекватность моделирования гидроагрегатов Серебрянских ГЭС дополнительно проверялась путем проведения натурных экспериментов по проверке функционирования гидроагрегата на холостом ходу, при его работе на энергорайон малой мощности (местную нагрузку порядка 4 МВт) и при работе параллельно с ЕЭС России. Результаты одного из проведенных натурных экспериментов с имитацией изменения частоты при работе САУ ГА в режиме «Частота» и работе ГА параллельно с ЕЭС России показаны на рис. 9.



Рис. 9. Имитация изменения частоты при работе САУ ГА-2 Серебрянской ГЭС-15 в режиме «Частота» и работе ГА параллельно с ЕЭС России: синяя кривая – частота в %, зеленая кривая – активная мощность в МВт, красная кривая – положение штока сервомотора направляющего аппарата в %

В эксперименте производилась имитация ступенчатого изменения частоты с шагом по 300 мГц: сначала в направлении, вызывающем реакцию САУ ГА на закрытие направляющего аппарата, а затем в обратную сторону. Положение штока сервомотора направляющего аппарата отслеживает изменение частоты с учетом заданного статизма, который составлял 6%, и меняется по апериодическому закону на величину порядка 10% вслед за каждым шагом изменения частоты в 300 мГц. При одном и том же значении отклонения частоты вне зависимости от направления ее изменения, установившееся положение штока сервомотора направляющего аппарата принимает приблизительно одинаковое значение.

В общепринятой практике считается, что положение штока сервомотора направляющего аппарата и рабочего колеса ввиду наличия жесткой рычажной механической связи в достаточной степени точности соответствуют фактическому положению лопаток направляющего аппарата и лопастей рабочего колеса. В связи с этим в САУ ГА используется измерение положения штока сервомоторов, в результате чего позиционирование лопаток направляющего аппарата и лопастей рабочего колеса реальной (промышленной) гидротурбины не контролируется. Однако эксперимент, результаты которого показаны на рис. 9, продемонстрировал, что значения измеренной активной мощности при одном и том же значении отклонения частоты (и, соответственно, одном и том же положении штока сервомотора направляющего аппарата) в зависимости от направления ее изменения существенно отличаются друг от друга. Так, например, при значении частоты 51,8 Гц вне зависимости от направляющеся значение положения штока сервомотора направляющего аппарата составляет порядка 15%. При этом лопасти рабочего колеса находятся в полностью «свернутом» положении. В случае ступенчатого увеличении частоты и положении штока сервомотора направляющего аппарата порядка 15% установившееся значение активной мощности составляет примерно 7,3 МВт, тогда как при ступенчатом уменьшении частоты – составляет порядка 2,5 МВт.

Результаты натурного эксперимента показали, что в зависимости от характера предыдущего переходного процесса значение выдаваемой ГА активной мощности может принимать произвольное значение в диапазоне порядка 7% от номинальной мощности ГА при одном и том же значении положения штока сервомотора направляющего аппарата, составляющем порядка 15%, и при одном и том же значении положения штока сервомотора рабочего колеса, соответствующем его полностью «свернутому» положению. Анализ данных различных натурных экспериментов показал, что диапазон «неопределенного» значения выдаваемой активной мощности при фиксированных положениях штока сервомотора направта и штока сервомотора рабочего колеса зависит от множества факторов и не является фиксированной величиной.

Таким образом, результаты натурных испытаний выявили дополнительные факторы, которые не были учтены при формировании математической модели гидротурбины. Исследования показали, что наличие указанного «неопределенного» значения выдаваемой активной мощности наиболее вероятно вызвано:

- наличием люфта значительной величины между положением штока сервомотора направляющего аппарата и фактическим положением лопаток направляющего аппарата;
- наличием люфта значительной величины между положением штока сервомотора рабочего колеса и фактическим положением лопастей рабочего колеса.

Наличие люфтов, соответственно, вызывает задержку регулирования, связанную с тем, что при изменении знака управляющего воздействия требуется время на «прохождение» величины люфта, только после которого начнет изменяться фактическое положение регулирующего органа. Данная задержка определяется величиной люфта, поделенной на скорость изменения управляющего воздействия. Также данный люфт не проявляется при замыкании обратной связи по активной мощности гидроагрегата, так как становится охваченным обратной связью с пропорционально-интегральным законом регулирования.

В связи с отсутствием технической возможности измерения фактического положения лопаток направляющего аппарата и лопастей рабочего колеса на реальной

(промышленной) гидротурбине, прямое определение величины указанных люфтов не представляется возможным. Также данная информация не может содержаться в паспортной или иной документации.

С учетом полученных в ходе натурных экспериментов материалов математическая модель гидротурбины была доработана путем учета в ней выявленного эффекта «неопределенного» значения выдаваемой активной мощности с помощью задания дополнительного люфта между положением штока сервомотора и фактическим положением соответствующего регулирующего органа, хотя это и не обязательно вызывается именно таким же физическим явлением в натурной гидротурбине и ее системе регулирования. Сравнение переходных процессов, полученных при интенсивном переходном процессе и в присутствии эффекта «самораскачивания» САУ ГА (см. рис. 8) показало удовлетворительное качество разработанной математической модели как с учетом дополнительно учтенного люфта, так и без него.

Результаты последующих натурных экспериментов, выполненных уже при отсутствии эффекта «самораскачивания» САУ ГА, показали, что величина задержки регулирования, возникающая из-за наличия люфтов в исполнительных органах регулирования гидроагрегата, зависит от скорости (интенсивности) регулирования. В быстрых переходных процессах, связанных с возникновением аварийных процессов в энергосистеме, величина данной задержки может составлять суммарно не более 1 с и не оказывает существенного влияния на качество регулирования, вследствие чего данный люфт не был принят в рассмотрение при первоначальной разработке модели гидротурбины. В то же время, при медленных переходных процессах, связанных с изменениями нагрузки и/или колебаниями частоты вблизи установившегося значения с периодом 60 с и более, величина данной задержки может составлять суммарно более 15 с, что существенно сказывается на качестве регулирования в худшую сторону.

Следует отдельно отметить, что фактическая причина «неопределенного» значения выдаваемой активной мощности при фиксированных положениях штока сервомотора направляющего аппарата и штока сервомотора рабочего колеса остается невыясненной ввиду технической сложности и отсутствии обоснования перед собственником генерирующего оборудования в проведении таких исследований. Кроме того, очевидно, что величина и характер выявленных люфтов напрямую зависят от технического состояния конкретной гидротурбины и могут меняться со временем в результате естественного механического износа оборудования.

В результате доработки математическая модель позволила качественно воспроизвести незатухающие колебания частоты не только при возникновении технологического нарушения, имевшего место в энергосистеме Мурманской области 29.10.2018 г., а также при работе ГА на холостом ходу и в условиях изолированной работы от ЕЭС России. Разработанная математическая модель была успешно использована для коррекции алгоритмов функционирования и параметров регулирования системы автоматического управления гидроагрегатами Серебрянской ГЭС-15 и Серебрянской ГЭС-16.

Заключение

За последние годы в ЕЭС России зарегистрирован целый ряд технологических нарушений, которые сопровождались незатухающими колебаниями частоты и мощности гидроагрегатов, что вызывает необходимость исследования электромеханических переходных процессов с изменением частоты в энергосистеме для выполнения ряда задач, таких как:

- воспроизведение и анализ причин возникновения колебаний режимных параметров при технологических нарушениях, сопровождающихся изменением частоты;
- коррекция алгоритмов и оптимизация параметров систем автоматического управления гидроагрегатов;
- проверка на функционирование алгоритмов промышленных образцов систем автоматического управления гидроагрегатов;
- разработка нормативных требований, предъявляемых к системам автоматического управления гидроагрегатов.

Для решения этих задач необходимо наличие подробных математических моделей гидротурбин различных типов, которые достоверно воспроизводят статические и динамические характеристики реального оборудования в широком диапазоне изменений электроэнергетических параметров.

В АО «НТЦ ЕЭС» разработана модель поворотно-лопастной гидротурбины, позволяющая достоверно воспроизводить статические и динамические характеристики реальных гидротурбин в переходных процессах, связанных со значительным изменением частоты в энергосистеме, в том числе при отделении гидроагрегатов на изолированную работу.

Адекватность разработанной модели поворотно-лопастной гидротурбины проверялась, в том числе, путем проведения натурных экспериментов по проверке функционирования гидроагрегата Серебрянской ГЭС на холостом ходу, при его работе на энергорайон малой мощности (местную нагрузку, порядка 4 МВт) и при работе параллельно с энергосистемой. Полученные в ходе натурных экспериментов материалы позволили учесть в математической модели поворотно-лопастной гидротурбины дополнительные факторы, связанные с наличием люфтов в исполнительных органах регулирования гидроагрегата.

Результаты исследований показали, что адекватное моделирование гидротурбин и гидроагрегатов в целом конкретных гидроэлектростанций может потребовать проведения натурных экспериментов для выявления дополнительных факторов, имеющихся у гидротурбин и их систем регулирования, которые оказывают влияние на поведение гидротурбины в ходе электромеханических переходных процессов в энергосистеме. При учете выявленных факторов разработанная математическая модель поворотно-лопастной гидротурбины позволяет решать все поставленные задачи.

Список литературы

- 1. ETAP 12.6 User Guide. Operation Technologies Inc., 2014. 4983 p.
- 2. PSS/E 33.5 User Guide. Model Library. Siemens Industry, Inc., 2013. 750 p.

- 3. Eurostag 4.4 User Guide. Standard Models Library / Tractebel. RTE, 2008. 250 p.
- Математическое моделирование гидротехнического оборудования и исследование электромеханических переходных процессов с учетом изменения частоты в электроэнергетических системах с преобладанием гидроэлектростанций / Б. Андранович, Е. Н. Попков, М. Г. Попков, И. В. Синянский // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2016. № 2 (75). С. 32–45.
- Гуриков О. В., Кабанов Д. А. Разработка математических моделей гидротурбин для исследования переходных процессов с изменением частоты в энергосистеме / О. В. Гуриков, Д. А. Кабанов // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2020. – № 82(1). – С. 73–94.

Герасимов Андрей Сергеевич, канд. техн. наук, доцент, заместитель генерального директора – руководитель дирекции системных исследований Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). Е-mail: gerasimov@ntcees.ru

Гуриков Олег Викторович, канд. техн. наук, старший научный сотрудник отдела систем управления и моделирования электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: gurikov_o@ntcees.ru

Кабанов Дмитрий Анатольевич, заведующий сектором испытаний систем управления и автоматики отдела систем управления и моделирования электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). Е mail: kabanov. d@ntcees.ru

E-mail: kabanov_d@ntcees.ru

Сацук Евгений Иванович, д-р техн. наук, доцент, начальник службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики Системного оператора Единой энергетической системы (AO «CO EЭС»). E-mail: satsuk-ei@so-ups.ru

Смирнов Андрей Николаевич, канд. техн. наук, заведующий отделом систем управления и моделирования электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: smirnov_a@ntcees.ru

УДК 621.311 Е. А. Иванова, Г. А. Першиков, Е. Н. Попков, А. О. Фешин, В. С. Чудный Методика эквивалентирования схем с взаимной индукцией и ее применение для получения схем замещения вращающихся электрических машин

Представлена методика замены схемы, содержащей ветви с взаимной индукцией, эквивалентной без таких ветвей. Методика не требует расчета элементов матрицы узловых проводимостей и позволяет по известным токам исходной схемы определить токораспределение в эквивалентной схеме. Данная методика использована для получения схем замещения электрических цепей вращающихся электрических машин. Результаты расчетов переходных процессов подтверждают достоверность предложенной методики эквивалентирования.

Ключевые слова: взаимная индукция, эквивалентирование, схема замещения, математическая модель, электрическая машина, синхронная машина, асинхронная машина.

Введение

Электроэнергетические системы содержат в своем составе элементы, токоведущие части которых связаны электромагнитной индукцией. К таким элементам относятся линии электропередачи, вращающиеся электрические машины, трансформаторы и автотрансформаторы, токоограничивающие и шунтирующие реакторы. Математические модели этих элементов, разработанные в фазной системе координат и образованные электрическими схемами замещения, должны учитывать наличие взаимной индукции между ветвями схемы. Однако использование в расчетах таких схем замещения требует реализации более сложных алгоритмов формирования уравнений описания процессов [1]. По этой причине целесообразно заменить исходную схему замещения, содержащую ветви с взаимной индукцией, эквивалентной, которая не содержит таких ветвей.

Методика такой замены известна и изложена в работе [2]. Эта методика основана на построении эквивалентной схемы замещения по матрице узловых проводимостей, полученной для исходной схемы замещения, содержащей ветви с взаимной индукцией. Однако стоит отметить два важных обстоятельства.

Во-первых, для использования данной методики необходимо рассчитать значения элементов матрицы узловых проводимостей, для чего требуется выполнить обращение матрицы, содержащей сопротивления ветвей, связанных взаимной индукцией [2]. Очевидно, что использование численных методов обращения матрицы сопротивлений будет эффективным в том случае, если элементы этой матрицы являются постоянными величинами. В работах [3–6] показано, что для математических моделей вращающихся электрических машин элементы матрицы индуктивных сопротивлений в общем случае являются гармоническими функциями угла, определяющего положение ротора. Поскольку этот угол является интегрируемой переменной, то численное обращение матрицы индуктивных сопротивлений требуется выполнять на каждом шаге расчета, что приводит к увеличению вычислительных затрат.

Стоит отметить, что для математических моделей вращающихся электрических машин, схемы замещения которых построены относительно внешних выводов

фазных обмоток, в работе [7] предложен метод расчета значений элементов матрицы узловых проводимостей, не требующий обращения матрицы сопротивлений. Однако этот метод может быть использован только в том случае, если элементы матрицы сопротивлений содержат постоянную составляющую и одну гармоническую составляющую от угла, определяющего положение ротора. В математических моделях машин с возбуждением от постоянных магнитов [4, 6] для достоверного воспроизведения процессов требуется учет большего числа гармонических составляющих, поэтому метод расчета, предложенный в [7], не может быть использован.

Во-вторых, если исходная схема замещения имеет N индуктивных ветвей, связанных взаимной индукцией, и, следовательно, столько же токов, то в эквивалентной схеме замещения без взаимной индукции число индуктивных ветвей и токов увеличивается. При этом возникает задача расчета начального токораспределения в эквивалентной схеме по известным токам индуктивных ветвей исходной схемы. Представляется, что эта задача может быть успешно решена только в частных случаях.

Таким образом, методика эквивалентирования, известная из работы [2], имеет определенные недостатки. В настоящей статье представлена методика замены схем с взаимной индукцией, которая основана на ином подходе к эквивалентированию. Методика не требует расчета элементов матрицы узловых проводимостей и позволяет сравнительно легко определить токораспределение в эквивалентной схеме. Применение данной методики проиллюстрировано на примерах получения схем замещения вращающихся электрических машин.

Методика эквивалентирования схем с взаимной индукцией

Рассмотрим схему, содержащую *N* индуктивных ветвей, связанных взаимной индукцией. В общем случае будем исходить из того, что ветви не имеют между собой гальванических соединений. Полагая справедливым принцип взаимности, запишем уравнения напряжений для каждой индуктивной ветви:

$$u_n = L_n \cdot pi_n + \sum_{\substack{m=1\\m\neq n}}^N \left(M_{n,m} \cdot pi_m \right), \tag{1}$$

где u_n , i_n , L_n – напряжение, ток и индуктивность ветви с номером n;

M_{n,m} – взаимная индуктивность между ветвями с номерами *n* и *m*;

p – символ дифференцирования.

В правой части уравнения (1) прибавим и вычтем одинаковые члены, которые приведены в квадратных скобках:

-

$$u_{n} = L_{n} \cdot pi_{n} + \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq n}}^{N} \left(M_{n,m} \cdot pi_{m} \right) + \left[pi_{n} \cdot \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq n}}^{N} M_{n,m} - pi_{n} \cdot \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq n}}^{N} M_{n,m} \right].$$
(2)

Слагаемые в уравнении (2) можно сгруппировать двумя способами. Первый способ состоит в объединении первого и четвертого, второго и третьего слагаемых:

$$u_n = \left(L_n \cdot pi_n - pi_n \cdot \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq n}}^N M_{n,m}\right) + \left(\sum_{\substack{m=1 \\ m \neq n}}^N \left(M_{n,m} \cdot pi_m\right) + pi_n \cdot \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq n}}^N M_{n,m}\right).$$

В полученном уравнении вынесем из первых скобок в качестве общего множителя производную тока ветви с номером *n*, а из вторых – сумму взаимных индуктивностей. В результате будем иметь:

$$u_{n} = L_{n-} \cdot pi_{n} + \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq n}}^{N} (M_{n,m} \cdot p(i_{n} + i_{m})).$$
(3)

В уравнении (3) символом L_{n-} обозначена эквивалентная собственная индуктивность ветви, значение которой рассчитывается по формуле:

$$L_{n-} = L_n - \sum_{\substack{m=1\\m\neq n}}^{N} M_{n,m}.$$
 (4)

Второй способ группировки слагаемых в уравнении (2) состоит в объединении первого и третьего, второго и четвертого слагаемых. Выполнив действия, аналогичные представленным выше, будем иметь:

$$u_{n} = L_{n+} \cdot pi_{n} - \sum_{\substack{m=1\\m\neq n}}^{N} (M_{n,m} \cdot p(i_{n} - i_{m})).$$
(5)

В этом случае значение эквивалентной собственной индуктивности ветви L_{n+} рассчитывается по формуле:

$$L_{n+} = L_n + \sum_{\substack{m=1\\m\neq n}}^{N} M_{n,m}.$$
 (6)

Уравнениям (3) и (5) соответствуют эквивалентные схемы замещения, которые не содержат ветвей с взаимной индукцией. Рассмотрим порядок действий, необходимый для получения этих схем.

Построение эквивалентной схемы начнем с размещения катушек, индуктивности которых рассчитываются по формуле (4) или по формуле (6). Эти катушки необходимо разместить таким же образом, каким в исходной схеме размещены катушки, которые отражают наличие у ветви собственной индуктивности L_n . Другими словами, в катушках исходной схемы необходимо заменить величину индуктивности L_n на L_{n-} или L_{n+} , а также убрать все взаимные связи. В результате получим схему, которая состоит только из N катушек с эквивалентными собственными индуктивностями.

Далее в эту схему необходимо включить катушки индуктивности, учитывающие наличие взаимной индукции между ветвями, таким образом, чтобы в этих катушках протекала сумма (3) или разность (5) токов ветвей. Соединение ветвей, обеспечивающее в них известное распределение токов, можно выполнить с помощью идеальных трансформаторов.

Схема замещения идеального трансформатора представлена на рис. 1. Соотношения между токами и напряжениями обмоток такого трансформатора задаются уравнениями [3]:

$$k_n^{-1} \cdot i_{n(1)} = i_{n(2)}, \quad k_n \cdot u_{n(1)} = -u_{n(2)}, \tag{7}$$

где *k*_n – коэффициент трансформации идеального трансформатора.

Итак, если схема замещения строится по уравнению (3), то для учета взаимной индукции между ветвями с номерами *n* и *m* необходимо:

- включить последовательно с катушкой L_{n-} обмотку n(1) идеального трансформатора с единичным коэффициентом трансформации ($k_n = 1,0$) таким образом, чтобы условные положительные направления токов в катушке и в этой обмотке совпадали;
- выполнить аналогичные действия в ветви с номером *m*;
- разместить между обмотками n(2) и m(2) включенных трансформаторов катушку, величина индуктивности которой равна величине взаимной индуктивности между ветвями с номерами n и m (M_{n,m});



Рис. 1. Схема замещения идеального трансформатора

• выполнить соединение обмоток *n*(2) и *m*(2) трансформаторов и катушки *M_{n,m}* таким образом, чтобы в этой катушке протекала сумма токов.

Выполнение приведенных действий позволяет заменить исходную схему замещения, содержащую ветви с взаимной индукцией и представленную для случая N = 2на рис. 2, *a*, эквивалентной без взаимной индукции, которая представлена на рис. 2, *б*.



Рис. 2. Схемы замещения для случая N = 2: *a*) исходная, *б*) соответствующая уравнению (3)

Если схема замещения строится по уравнению (5), то для учета взаимной индукции между ветвями с номерами *n* и *m* необходимо выполнить представленные выше действия со следующими изменениями:

- в одном из двух идеальных трансформаторов задать отрицательный единичный коэффициент трансформации ($k_n = -1,0$ либо $k_m = -1,0$);
- величину индуктивности катушки, размещенной между обмотками *n*(2) и *m*(2), задать равной величине взаимной индуктивности между ветвями с номерами *n* и *m*, взятой со знаком «минус» (–*M_{n,m}*); появление знака «минус» вызвано его наличием перед знаком «сумма» в уравнении (5).

Указанный способ учета взаимной индукции позволяет получить эквивалентную схему замещения, которая по структуре совпадает со схемой на рис. 2, δ и отличается от нее только заменой параметров: L_{1-} и L_{2-} на L_{1+} и L_{2+} , $M_{1,2}$ на $-M_{1,2}$, k_1 на $-k_1$ либо k_2 на $-k_2$. Поскольку структура схем замещения, соответствующих уравнениям (3) и (5), одинакова, то далее на схемах катушку с эквивалентной собственной индуктивностью будем обозначать L'_n , а катушку, отражающую наличие взаимной индукции, $-M'_{nm}$.

Отметим, что подсхема на рис. 2, *б*, отражающая наличие взаимной индукции, является базовой, поскольку набор таких подсхем позволяет учесть все взаимные связи между произвольным числом индуктивных ветвей.

Запишем и преобразуем уравнения, соответствующие эквивалентным схемам замещения, чтобы подтвердить правильность их построения. Уравнения, составленные для схемы на рис. 2, *б*, приведены слева; уравнения для схемы, соответствующей уравнению (5), приведены справа:

$$\begin{cases} u_{1} = L_{1-} \cdot pi_{1} + u_{1(1)}, & \{u_{1} = L_{1+} \cdot pi_{1} + u_{1(1)}, \\ u_{2} = L_{2-} \cdot pi_{2} + u_{2(1)}, & \{u_{2} = L_{2+} \cdot pi_{2} + u_{2(1)}. \end{cases} \end{cases}$$
(8)

Учтем уравнения идеального трансформатора (7), полагая, что в схеме, соответствующей уравнению (5), $k_1 = -1, 0$. Получим уравнения для токов:

$$\begin{cases} i_{1(2)} = 1, 0 \cdot i_{1(1)} = i_1, \\ i_{2(2)} = 1, 0 \cdot i_{2(1)} = i_2, \end{cases} \begin{cases} i_{1(2)} = -1, 0 \cdot i_{1(1)} = -i_1, \\ i_{2(2)} = 1, 0 \cdot i_{2(1)} = i_2. \end{cases}$$
(9)

Напряжения на обмотках 1(2) и 2(2) определим из уравнения, записанного по второму закону Кирхгофа для контура, содержащего обмотку идеального трансформатора и катушку, отражающую наличие взаимной индукции. Учитывая уравнения для токов (9), получим:

$$\begin{cases} u_{1(1)} = -1, 0 \cdot u_{1(2)} = M_{1,2} \cdot p(i_1 + i_2), \\ u_{2(1)} = -1, 0 \cdot u_{2(2)} = M_{1,2} \cdot p(i_1 + i_2), \end{cases} \qquad \begin{cases} u_{1(1)} = 1, 0 \cdot u_{1(2)} = M_{1,2} \cdot p(i_2 - i_1), \\ u_{2(1)} = -1, 0 \cdot u_{2(2)} = -M_{1,2} \cdot p(i_2 - i_1). \end{cases}$$

Подставим полученные уравнения в (8), а также учтем выражения (4) и (6) для расчета значений эквивалентных собственных индуктивностей. В результате будем иметь:

$$\begin{cases} u_{1} = (L_{1} - M_{1,2}) \cdot pi_{1} + M_{1,2} \cdot p(i_{1} + i_{2}) = L_{1} \cdot pi_{1} + M_{1,2} \cdot pi_{2}, \\ u_{2} = (L_{2} - M_{1,2}) \cdot pi_{2} + M_{1,2} \cdot p(i_{1} + i_{2}) = L_{2} \cdot pi_{2} + M_{1,2} \cdot pi_{1}, \\ \begin{cases} u_{1} = (L_{1} + M_{1,2}) \cdot pi_{1} + M_{1,2} \cdot p(i_{2} - i_{1}) = L_{1} \cdot pi_{1} + M_{1,2} \cdot pi_{2}, \\ u_{2} = (L_{2} + M_{1,2}) \cdot pi_{2} - M_{1,2} \cdot p(i_{2} - i_{1}) = L_{2} \cdot pi_{2} + M_{1,2} \cdot pi_{1}. \end{cases}$$

Полученные уравнения совпадают между собой и с исходным уравнением (1). Таким образом, схемы замещения, построенные по уравнениям (3) и (5), являются эквивалентом исходной схемы, построенной по уравнению (1).

Итак, определена методика, которая позволяет заменить схему замещения, содержащую произвольное число индуктивных ветвей с взаимной индукцией, эквивалентной без взаимной индукции. Полученная схема содержит N катушек с эквивалентными собственными индуктивностями и $0,5 \cdot N \cdot (N-1)$ катушек с эквивалентными индуктивностями, отражающими наличие взаимной индукции. Помимо этого, в схему включено $N \cdot (N-1)$ разделительных идеальных трансформаторов. Отметим, что число катушек с эквивалентными индуктивностями, отражающими наличие взаимной индукции, и число идеальных трансформаторов может быть меньше, если не все индуктивные ветви связаны между собой взаимной индукцией.

Значительное преимущество представленной методики эквивалентирования перед методикой, изложенной в [2], состоит в отсутствии необходимости расчета матрицы узловых проводимостей. Еще одним преимуществом является очевидность расчета

токораспределения в эквивалентной схеме: ток в катушке с индуктивностью L_{n+} или L_{n-} равен току ветви с номером *n* в исходной схеме (*i_n*); ток в катушке с индуктивностью $-M_{n,m}$ или $M_{n,m}$ равен разности токов *i_n* и *i_m* или сумме токов *i_n* и *i_m* соответственно. Стоит отметить, что значительное число идеальных трансформаторов усложняет только построение схемы замещения и не оказывает влияния на процесс расчета. Это вызвано тем, что при формировании уравнений происходит исключение токов и напряжений обмоток идеальных трансформаторов при одновременном сохранении влияния этих трансформаторов на расчетную схему [3].

Схема замещения трехфазной синхронной машины

Продемонстрируем применение предложенной методики эквивалентирования на примере получения схемы замещения электрических цепей трехфазной синхронной машины. Машина имеет на статоре одну трехфазную обмотку; на роторе – обмотку возбуждения и эквивалентный демпферный контур, которые расположены в продольной оси, а также эквивалентный демпферный контур, который расположен в поперечной оси.

Математическое описание процессов в фазной системе координат для рассматриваемой машины выполнено в работе [3]. Далее это описание преобразуется с целью получения уравнений, которые описывают машину только относительно внешних выводов фазных обмоток (модель машины с неявным учетом обмотки возбуждения). Эти уравнения, связывающие напряжения фазных обмоток u, их токи i и эквивалентные ЭДС e, имеют вид:

$$-u_{a} = L_{a} \cdot pi_{a} + M_{a,b} \cdot pi_{b} + M_{c,a} \cdot pi_{c} - e_{a},$$

$$-u_{b} = M_{a,b} \cdot pi_{a} + L_{b} \cdot pi_{b} + M_{b,c} \cdot pi_{c} - e_{b},$$

$$-u_{c} = M_{c,a} \cdot pi_{a} + M_{b,c} \cdot pi_{b} + L_{c} \cdot pi_{c} - e_{c}.$$

(10)

Индуктивности в приведенных уравнениях определяются выражениями [3]:

$$L_{a} = A_{1} + A_{2} \cdot \cos(2\gamma), \qquad M_{a,b} = A_{3} + A_{2} \cdot \cos(2\gamma - 2\pi/3),$$

$$L_{b} = A_{1} + A_{2} \cdot \cos(2\gamma + 2\pi/3), \qquad M_{b,c} = A_{3} + A_{2} \cdot \cos(2\gamma), \qquad (11)$$

$$L_{c} = A_{1} + A_{2} \cdot \cos(2\gamma - 2\pi/3), \qquad M_{c,a} = A_{3} + A_{2} \cdot \cos(2\gamma + 2\pi/3),$$

где *A*₁, *A*₂, *A*₃ – постоянные коэффициенты;

γ – угол, определяющий положение ротора.

Уравнениям (10) соответствует схема замещения, содержащая три катушки индуктивности, которые связаны взаимной индукцией, и три источника ЭДС. Получим эквивалентную схему замещения, используя для индуктивной части предложенную методику.

Построение схемы начнем с размещения трех катушек с эквивалентными собственными индуктивностями L'_n . Эти катушки расположены параллельно и не соединены друг с другом. Учет взаимной индукции между двумя фазами требует введения двух идеальных трансформаторов и катушки с индуктивностью $M'_{n,m}$. Соединить эти трансформаторы и катушку $M'_{n,m}$ необходимо так, как показано на рис. 2, *б*. В результате выполнения этих действий каждая фаза будет содержать катушку индуктивности L'_n и по одной обмотке каждого из двух идеальных трансформаторов. Эти три элемента соединены последовательно. Добавив к ним эквивалентный источник ЭДС, получим итоговую схему замещения, представленную на рис. 3.

Схема замещения на рис. 3 будет



Рис. 3. Схема замещения электрических цепей трехфазной синхронной машины

соответствовать уравнению (3), если значения коэффициентов трансформации всех идеальных трансформаторов задать равными единице, а индуктивности рассчитать с учетом (4) и (11):

$$\begin{split} L'_{a} &= L_{a-} = L_{a} - M_{a,b} - M_{c,a} = A_{1} - 2A_{3} + 2A_{2} \cdot \cos(2\gamma), \\ L'_{b} &= L_{b-} = A_{1} - 2A_{3} + 2A_{2} \cdot \cos(2\gamma + 2\pi/3), \\ L'_{c} &= L_{c-} = A_{1} - 2A_{3} + 2A_{2} \cdot \cos(2\gamma - 2\pi/3), \\ M'_{a,b} &= M_{a,b}, \quad M'_{b,c} = M_{b,c}, \quad M'_{c,a} = M_{c,a}. \end{split}$$

Схема замещения на рис. 3 будет соответствовать уравнению (5), если значения коэффициентов трансформации для каждой пары идеальных трансформаторов, подключенных к катушке $M'_{n,m}$, задать 1,0 и –1,0, а индуктивности рассчитать с учетом (6) и (11):

$$\begin{split} L'_{a} &= L_{a+} = L_{a} + M_{a,b} + M_{c,a} = A_{1} + 2A_{3}, \\ L'_{b} &= L'_{c} = L_{b+} = L_{c+} = A_{1} + 2A_{3}, \\ M'_{a,b} &= -M_{a,b}, \quad M'_{b,c} = -M_{b,c}, \quad M'_{c,a} = -M_{c,a}, \end{split}$$

В вычислительном комплексе «РИТМ» [8] выполнена программная реализация математической модели трехфазной синхронной машины, которая содержит представленную на рис. 3 схему замещения с двумя наборами параметров. Библиотека типовых блоков этого комплекса уже имеет в своем составе макромодель такой машины, схема замещения электрических цепей которой получена по методике, изложенной в [2]. Эти три модели были использованы для расчета переходного процесса, вызванного возникновением трехфазного короткого замыкания на шинах машины из режима холостого хода. Полученные результаты расчетов были сопоставлены, и было выявлено их полное совпадение. Например, на рис. 4 представле-

ны осциллограммы фазных токов каждой модели. Поскольку токи одноименных фаз каждой модели совпадают, то число осциллограмм на рис. 4 равно трем.

Таким образом, на основе предложенной методики получена обобщенная схема замещения электрических цепей трехфазной синхронной машины, в модели кото-





рой обмотка возбуждения учтена неявно. Выявлено, что из двух вариантов построения эквивалентной схемы замещения предпочтителен вариант построения по уравнению (5), поскольку в этом случае собственные эквивалентные индуктивности являются постоянными величинами. Совпадение результатов расчетов, полученных с использованием двух различных методик эквивалентирования, подтверждает достоверность этих методик.

Схемы замещения многофазных синхронных машин

Получим схему замещения электрических цепей для шестифазной синхронной машины с электромагнитным возбуждением, в модели которой обмотка возбуждения учтена неявно. Машина имеет на статоре две трехфазные обмотки; на роторе – обмотку возбуждения и эквивалентный демпферный контур, которые расположены в продольной оси, а также эквивалентный демпферный контур, который расположен в поперечной оси.

Математическое описание процессов в фазной системе координат для рассматриваемой машины выполнено в работе [5]. Это описание преобразуется к виду, который позволяет построить эквивалентную схему замещения машины относительно внешних выводов фазных обмоток. Построение схемы осуществляется на основе матричного уравнения:

$$-\mathbf{U} = \mathbf{M} \times p\mathbf{I} - \mathbf{E}, \tag{12}$$

где U, I, E – вектор-столбцы напряжений, токов и эквивалентных ЭДС фазных обмоток;

М – квадратная матрица эквивалентных индуктивностей фазных обмоток.

Матрица **М** содержит на главной диагонали эквивалентные собственные индуктивности обмоток, а вне этой диагонали – эквивалентные взаимные индуктивности между обмотками. Значения элементов матрицы **М** рассчитываются по формуле:

$$M_{k_i(k+m)_j} = a_{ij} + b_{ij} \cdot \cos\left(\delta_j - \delta_i + m \cdot 2\pi/3\right) + c_{ij} \cdot \cos\left(2\gamma - \delta_i - \delta_j + \alpha_{(k-m)}\right), \quad (13)$$

где k – индекс первой рассматриваемой фазы (k = a, b, c);

m – коэффициент, который принимает значения -1, 0 или 1, если вторая рассматриваемая фаза является соответственно предыдущей, такой же или следующей относительно первой рассматриваемой фазы (при прямом порядке следования);

i, j – индекс трехфазной обмотки ($i, j = \{1, 2\}$);

 $a_{ij}, b_{ij}, c_{ij}, \delta_i, \delta_j$ – постоянные коэффициенты, определяемые для соответствующих значений *i* и *j*;

 $\alpha_{(k-m)}$ – коэффициент, который принимает значения 0, 2 $\pi/3$ или –2 $\pi/3$, если индекс (k-m) соответствует фазе a, b или c.

Уравнению (12) соответствует схема замещения машины, содержащая шесть катушек индуктивности, которые связаны взаимной индукцией, и шесть источников ЭДС. В работе [5] по методике, изложенной в [2], получена эквивалентная схема замещения, которая представлена на рис. 5. Пунктирными линиями на этой схеме обозначены катушки индуктивности. Представленная схема позволяет увидеть, что расчет начальных значений токов в этих катушках по известным значениям фазных токов является неочевидным.

Построим эквивалентную схему замещения, используя предложенную в настоящей статье методику. Разместим параллельно шесть катушек с эквивалентными собственными индуктивностями L'_n . Учет взаимной индукции между двумя фазами выполним с помощью двух идеальных трансформаторов и катушки с индуктивностью M'_{nm} , которые соединены согласно рис. 2, б. Таким образом, каждая фаза будет содержать катушку индуктивности L'_n и по одной обмотке каждого из пяти идеальных трансформаторов. Добавив к этим элементам эквивалентный источник ЭДС, получим итоговую схему замещения, представленную на рис. 6.

Катушки индуктивности в левой части схемы рис. 6 учитывают эквивалентные собственные индуктивности ветвей. Катушки индуктивности и идеальные трансформаторы в средней части схемы учитывают наличие взаимной индукции между фазами одной трехфазной обмотки. Катушки индуктивности и идеальные трансформаторы в правой части схемы



Рис. 5. Схема замещения электрических цепей шестифазной синхронной машины [5]



учитывают наличие взаимной индукции между фазами разных трехфазных систем.

Рис. 6. Схема замещения электрических цепей шестифазной синхронной машины

Схема замещения на рис. 6 будет соответствовать уравнению (3) или уравнению (5) при тех же условиях (с учетом увеличения числа фаз), которые были представлены для трехфазной синхронной машины. При этом, как и для трехфазной син-

хронной машины, эквивалентные собственные индуктивности будут постоянными величинами, если использовать для их расчета (6) с учетом (13):

$$L_{k_{i}+} = M_{k_{i}k_{i}} + M_{k_{i}(k+1)_{i}} + M_{k_{i}(k-1)_{i}} + M_{k_{i}k_{j}} + M_{k_{i}(k+1)_{j}} + M_{k_{i}(k-1)_{j}} = 3 \cdot (a_{ii} + a_{ij}).$$

Библиотека типовых блоков вычислительного комплекса «РИТМ» содержит макромодель шестифазной синхронной машины, реализация которой выполнена на основе описания, изложенного в работе [5]. В этом комплексе также выполнена программная реализация математической модели, которая содержит представленную на рис. 6 схему замещения с двумя наборами параметров. Эти три модели были использованы для расчета переходного процесса, вызванного возникновением последовательного трехфазного короткого замыкания на выводах первой трехфазной обмотки из режима холостого хода этой обмотки и номинального режима работы второй трехфазной обмотки.

Полученные для каждой модели результаты полностью совпали между собой. Например, на рис. 7 представлены осциллограммы токов первой трехфазной обмотки каждой модели, на рис. 8 – осциллограммы токов второй обмотки. Поскольку токи одноименных фаз каждой модели совпадают, то число осциллограмм на рис. 7 и рис. 8 равно трем.



Аналогичным образом могут быть получены эквивалентные схемы замещения многофазных синхронных машин с возбуждением от постоянных магнитов. Например, математическое описание процессов в фазной системе координат для шестифазной машины выполнено в работе [4], для двенадцатифазной машины – в работе [6]. В этих работах получено матричное уравнение (12), которое описывает процессы в статорных контурах машины. Матрица **М** содержит собственные и взаимные индуктивности фазных обмоток, аппроксимация которых учитывает постоянную составляющую, вторую и четвертую гармоники от угла, определяющего положение ротора.

Построение эквивалентной схемы замещения для шестифазной машины с возбуждением от постоянных магнитов сводится к выполнению действий, которые представлены при получении схемы замещения шестифазной машины с электромагнитным возбуждением. Поскольку число фаз в этих машинах совпадает, то искомая схема замещения будет иметь вид, представленный на рис. 6. Используя эту схему, можно представить, какой вид будет иметь схема замещения двенадцатифазной машины с возбуждением от постоянных магнитов. Такая схема будет содержать:

• двенадцать катушек с эквивалентными собственными индуктивностями;

- четыре блока, учитывающих взаимную индукцию между фазами одной трехфазной обмотки, каждый из которых содержит три катушки индуктивности и шесть идеальных трансформаторов;
- шесть блоков, учитывающих взаимную индукцию между фазами разных трехфазных обмоток, каждый из которых содержит девять катушек индуктивности и восемнадцать идеальных трансформаторов;
- двенадцать эквивалентных источников ЭДС.

Таким образом, на основе предложенной методики получена обобщенная схема замещения электрических цепей шестифазной синхронной машины, которая эквивалентирует машину относительно внешних выводов фазных обмоток. Такие схемы замещения, как следует из рассмотренных примеров, можно достаточно легко получить для машин, содержащих произвольное число трехфазных обмоток на статоре.

Заключение

В статье предложена методика замены схемы, содержащей ветви с взаимной индукцией, эквивалентной без таких ветвей. В отличие от известной методики, представленной в [2], данная методика не требует расчета значений элементов матрицы узловых проводимостей и позволяет по известным токам индуктивных ветвей исходной схемы определить токораспределение в эквивалентной схеме.

Предложенная методика позволяет выполнить эквивалентирование исходной схемы двумя способами. В статье показано, что при определенной симметрии параметров, являющихся гармоническими функциями времени, один из способов позволяет получить постоянные величины эквивалентных собственных индуктивностей.

Данная методика была использована для получения схем замещения электрических цепей трехфазных и шестифазных синхронных машин, которые эквивалентируют машины относительно внешних выводов фазных обмоток. Расчеты переходных процессов, выполненные для систем с такими схемами, дают результаты, которые полностью совпадают с результатами расчетов, полученными для систем с эквивалентными схемами, разработанными в соответствии с методикой [2]. Совпадение результатов расчетов подтверждает достоверность предложенной методики.

Применение методики показано только на примере получения схем замещения вращающихся электрических машин. Однако данная методика также может быть использована для получения схем замещения реакторов, трансформаторов, линий электропередачи.

Список литературы

- 1. Альбертинский А. Б., Коротков Б. А., Попков Е. Н. Применение структурных ориентированных чисел для анализа переходных процессов в электрических сетях / А. Б. Альбертинский, Б. А. Коротков, Е. Н. Попков // Труды ЛПИ им. М. И. Калинина. 1980. № 369. С. 32–36.
- Вайнштейн Л. М., Мельников Н. А. О возможности замены схем с взаимной индукцией эквивалентными без взаимной индукции / Л. М. Вайнштейн, Н. А. Мельников // Электричество. – 1965. – № 5. – С. 16–18.

- Коротков Б. А., Попков Е. Н. Имитационное моделирование переходных процессов в электрических системах: учеб. пособие / Б. А. Коротков, Е. Н. Попков. – Ленинград: Изд-во ЛГУ, 1987. – 280 с.
- Имитационная модель шестифазной вентильной машины с возбуждением от постоянных магнитов / А. С. Адалев, В. Г. Кучинский, Е. Н. Попков, А. И. Фильчков, В. М. Чайка // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2012. – № 2-1 (147). – С. 283–291.
- Попков Е. Н., Фешин А. О. Макромодель шестифазной синхронной машины в фазных координатах для исследования процессов в электроэнергетических системах / Е. Н. Попков, А. О. Фешин // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2020. – № 2 (83). – С. 64–73.
- Математическая модель двенадцатифазной вентильной машины с возбуждением от постоянных магнитов / А. С. Адалев, В. Г. Кучинский, Г. А. Першиков, Е. Н. Попков, А. О. Фешин // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2021. – № 1 (84). – С. 40–52.
- Ерохин А. М. Повышение эффективности вычислительных процедур при математическом моделировании многообмоточных вращающихся электрических машин / А. М. Ерохин // Труды ЛПИ им. М. И. Калинина. – 1988. – № 427. – С. 39–45.
- Меньшиков Н. Н., Попков Е. Н., Фешин А. О. Windows-версия вычислительного комплекса «РИТМ» / Н. Н. Меньшиков, Е. Н. Попков, А. О. Фешин // Неделя науки СПбПУ: сб. материалов. – Санкт-Петербург: Политех-Пресс, 2019. – С. 59–62.

Иванова Елена Алексеевна, канд. техн. наук, доцент Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: ivanova_el@spbstu.ru

Першиков Георгий Анатольевич, канд. техн. наук, доцент, доцент Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: georg_p@mail.ru

Попков Евгений Николаевич, д-р техн. наук, доцент, профессор Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: enpopkov@gmail.com

Фешин Александр Олегович, ассистент Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: feshin_ao@spbstu.ru

Чудный Владимир Сергеевич, канд. техн. наук, доцент, доцент Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: chudnyj_vs@spbstu.ru

УДК 621.311 М. К. Алтухова Идентификация электроэнергетических систем для оценки динамических свойств

Решение проблемы обеспечения устойчивости электроэнергетической системы требует создания адекватных математических моделей и методов, позволяющих осуществить обоснованный выбор стабилизирующих воздействий в темпе изменения схемно-режимных условий функционирования.

Предложен численный метод, позволяющий выявлять доминирующие в существенном диапазоне частот нули и полюсы передаточной функции по выборке частотной характеристики на основе процедур дискретного преобразования Фурье.

Разработана методика параметрической идентификации электроэнергетической системы в виде передаточных функций параметров режима, восстановленных из экспериментальных частотных характеристик. Обработка каждой полученной выборки дает возможность выявить количественные характеристики системы и сохранить ее основные динамические свойства.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, передаточная функция, частотная характеристика, дискретное преобразование Фурье.

Опыт исследований устойчивости и синтеза законов регулирования электроэнергетических систем (ЭЭС) показал необходимость создания и совершенствования адекватных математических моделей и методов, обеспечивающих обоснованный выбор стабилизирующих уставок автоматических регуляторов возбуждения сильного действия (АРВ-СД) с учетом складывающихся особенностей функционирования.

В настоящее время в связи с ростом генерирующих мощностей и усложнением схемно-режимных условий работы ЭЭС становятся перспективными методы многопараметрической процедуры оптимизации, т.е. одновременного поиска оптимальной комбинации настроечных параметров различных контуров регулирования АРВ-СД генераторов [1].

Решение данной задачи с применением традиционных моделей ЭЭС на основе записи дифференциальных уравнений требует значительного объема расчетов, кроме того, коэффициенты в этих уравнениях не всегда достаточно точно отражают текущее динамическое состояние системы.

Указанных недостатков лишена система, в которой математические модели синтезируются по данным экспериментальных наблюдений.

Однако в таких моделях на этапе перехода от экспериментальной выборки к аналитическому описанию зависимости возникает дополнительная погрешность, связанная с недостатками и особенностями алгоритмов цифровой обработки реальных зашумленных сигналов, вносящих фиктивные свойства.

В работе [2] представлены усовершенствованные методы и алгоритмы цифровой обработки, в которых решены вопросы необходимого сглаживания используемых выборок.

Известно, что частотные характеристики (ЧХ) в замкнутой системе при определенной структуре и параметрах регулирующих устройств являются достаточным

материалом для расчета областей устойчивости и оптимизации настроечных коэффициентов регуляторов [3, 4].

Экспериментальные ЧХ являются непараметрическими моделями ЭЭС, но служат исходной информацией для построения структуры параметрической модели идентифицируемой системы в виде операторной зависимости W(p) между входом и выходом и позволяют дать качественные и, в определенной степени, количественные оценки текущей схемно-режимной ситуации работы ЭЭС.

Предлагаемая методика идентификации электроэнергетической системы в виде совокупности передаточных функций для оценки динамических свойств включает следующие этапы:

- структурная идентификация ЭЭС на основе последовательности циклов преобразования Фурье;
- параметрическая идентификация ЭЭС в виде передаточной функции (ПФ) параметра регулирования.

Структурная идентификация ЭЭС на основе дискретного преобразования Фурье

Наиболее эффективным для целей структурной идентификации ЭЭС является метод, основанный на дискретном преобразовании Фурье (ДПФ) [5].

При отсутствии помех выходной сигнал системы y(t), выражается через входной сигнал x(t) и импульсную переходную функцию системы g(t) с помощью интеграла свертки:

$$y(t) = \int_{0}^{\infty} g(\tau) x(t-\tau) d\tau.$$
(1)

Применяя ДПФ к левой и правой частям соотношения (1), получим:

$$Y(j\omega) = L(j\omega)X(j\omega), \qquad (2)$$

где $L(j\omega) = Ae^{j\phi}$ – амплитудно-фазовая частотная характеристика (АФЧХ) электроэнергетической системы.

В указанной постановке идентификация ЭЭС сводится именно к нахождению АФЧХ системы, с помощью которой можно оценить устойчивость и другие ее свойства, в том числе и прогнозировать вид выходного сигнала при известном входном.

Зная цифровую передаточную характеристику W(k) и действуя на нее обратным преобразованием Фурье, можно перейти к цифровой весовой характеристике:

$$g(i) = \prod \Phi^{-1}(W(k)).$$
(3)

Преобразование Фурье и характеристика *W*(*k*) являются комплексными функциями, у которых для каждого дискретного значения можно определить модуль и фазу:

$$A(k) = \left\{ \operatorname{Re}^{2} \left[W(k) \right] + \operatorname{Im}^{2} \left[W(k) \right] \right\}^{\frac{1}{2}};$$

$$\varphi_{W}(k) = \operatorname{arctg} \left(\frac{\operatorname{Im} \left[W(k) \right]}{\operatorname{Re} \left[W(k) \right]} \right).$$
(4)

Определение комплексного ДПФ для временной дискретной функции g(i), I = 0, 1, ..., N-1 будет иметь вид:

$$W(k) = T \sum_{i=0}^{N-1} g(i) \exp(-j\frac{2\pi}{N}ik),$$
где $k = 0, 1, ..., N-1.$ (5)

Пусть электроэнергетическая система представляется через связанные вспомогательные собственные и взаимные передаточные функции параметров стабилизации станций:

$$W_{ij}(p) = \frac{W'_{ij}(p)}{\Delta_{\mathrm{H}}(p)}.$$
(6)

Знаменатель $\Delta_{\rm H}(p)$ определяется свойствами системы при всех замкнутых контурах, кроме связанных с каналами стабилизации.

В качестве эталонной выбрана одна из системных функций параметров стабилизации двух станций $W_{11}(p)$, полученных по полному математическому описанию тестовой трехмашинной схемы путем вычисления собственных чисел свободного и частных определителей (табл. 1).

Таблица 1

W'11(p)	(p + 0,43 + j4,17)(p + 0,43 - j4,17)(p + 0,038 + j7,23)(p + 0,038 - j7,23)
$\Delta_{\rm H}(p)$	$(p+0,2)(p+6,1)(p-0,011+j5,37)(p-0,011-j5,37)(p+0,044+j7,21) \times$ $\times (p+0.044-j7.21)(p+0.32+j8.44)(p+0.32-j8.44)$

Корни числителя и знаменателя передаточной функции *W*₁₁(*p*)

Исходные амплитудные (АЧХ) и фазные (ФЧХ) частотные характеристики для $W_{11}(p)$ при $p = j\omega$ и переходный процесс как реакция на возмущение, поданное на вход объекта (в виде «дельта-функции»), представлены на рис. 1. Переходный процесс, полученный применением процедуры обратного преобразования Фурье (5) к комплексной выборке $W_{11}(j\omega)$, приведен на рис. 1, δ . Как видно из рис. 1, ϵ применение процедуры прямого преобразования Фурье к выборке действительных чисел, описывающих переходный процесс, приводит к точному воспроизведению (с точностью, определяемой разрядной сеткой ЭВМ) исходной комплексной выборки $W_{11}(j\omega)$.

Полученные результаты подтверждают теоретические выкладки (5) о полной воспроизводимости исходной выборки в результате применения цикла прямого и обратного преобразования Фурье и позволяют говорить о достоверности результатов, полученных при применении методики, реализующей указанную циклическую последовательность.

Кроме того, при создании процедур структурной идентификации ЭЭС необходимо совместно учитывать формальные условия, определяющие качественный состав полюсов и нулей разрабатываемой модели и циклическое свойство последовательности прямого и обратного ДПФ, которое реализуется формулой:

$$g(i) = \prod \Phi^{-1} \left(\prod \Phi \left(g(i) \right) \right), \tag{7}$$

а также использовать возможность выполнять корректировку исходной временной выборки g(i) по степени устойчивости.

Для этого каждое цифровое значение исходной выборки домножается на цифровое значение экспоненты в соответствии с выражением:

$$g(m,i) = g(i)\exp(im).$$
(8)

Это дает возможность увеличивать или уменьшать скорость сходимости переходного процесса и корректировать степень устойчивости ЭЭС в зависимости от знака и величины смещения *m*.





Рис. 1. Характеристики передаточной функции при *p* = *j*ω: *a*) исходные АЧХ и ФЧХ, *δ*) переходный процесс, полученный обратным преобразованием Фурье, *в*) АЧХ и ФЧХ полученные прямым преобразованием Фурье

Тогда в соответствии с теоремой смещения [6] преобразование Фурье скорректированной выборки можно представить выражением:

$$W(m,k) = T \sum_{i=0}^{N-1} g(m,i) \exp(-j\frac{2\pi}{N}ik),$$
где k, i = 0, 1, ..., N-1, (9)

т. е. выборкой комплексных чисел, сдвинутой относительно мнимой оси на величину *m*.

Очевидно, что, меняя значение *m*, можно влиять на резонансные свойства комплексных полюсов и нулей в скорректированной частотной характеристике, при этом ЧХ будет соответствовать передаточной функции W(p) при замене в $p = -\alpha + j\omega$, α на *m* и ω на $k \cdot \Delta \omega$. Это позволит повысить эффективность выявления резонансных свойств полюсов и нулей и определения структуры разрабатываемой модели.

В процессе адаптации алгоритма ДПФ в работе были определены оптимальные параметры преобразования в диапазоне изменения динамических свойств электроэнергетических систем.

Так, ширину контролируемого спектра и максимальный шаг дискретизации определяет верхняя частотная граница электромеханических колебаний в ЭЭС. Известно, что эта граница для колебаний с контролируемым уровнем демпфирования не превышает 4 Гц и приближенно составляет 25 рад/с. Тогда ширина спектра будет лежать в диапазоне $\Omega = 0,025 \div 5$ Гц, а шаг дискретизации по времени в соответствии с [7] будет определяться как: $\Delta t = 1/2\Omega$. С другой стороны, требование к длине фиксируемой выборки определяет диапазон демпфирования реальных электромеханических переходных процессов. Контролируемый диапазон в замкнутых системах лежит в пределах $\alpha = -(0,1\div 1,0)$ и позволяет определить время затухания возмущенного процесса: $T \ge 3/\alpha$.

В свою очередь, время фиксации выборки T по соотношению $\Delta f = 1/T$ будет определять минимальную величину шага дискретизации по частоте. Величина данного шага в алгоритме принята $\Delta f = 0,025$ Гц, соответственно время фиксации составляет 40 с, что позволяет обеспечить информативность отображения скачкообразных частотных зависимостей параметров энергосистемы.

Для оценки качественного состава нулей и полюсов, смещенной относительно мнимой оси передаточной функции $W_{11}(p)$ при $p = m + j\omega$ (рис. 1, *в*), выполнялось смещение с некоторым шагом Δm для того, чтобы при каждом новом $m = m + \Delta m$ в разной степени, но с ожидаемой тенденцией проявлялись резонансные свойства различных нулей и полюсов.

Результаты, приведенные на рис. 2, показывают, что при смещении действительных частей нулей и полюсов исход-

ной ПФ на величину m = -0,02 соответствующий переходный процесс становится сходящимся, хотя и слабодемпфированным (рис. 2, δ).

Отвечающие ему АЧХ и ФЧХ при $p = -0,02 + j\omega$ (рис. 2, *в*) и выборки переходного процесса, полученные прямым преобразованием Фурье (рис. 2, *б*), изменили свои резонансные свойства в области частот $\omega \approx 5,3$ рад/с.

20 24 28 32 36 40 44

б)

0,005

0,004

0,003

0.002

0,001

-0,001

8 12 16





t.c
В частности, знак действительной части смещенного полюса стал отрицательным, так как знак изменения фазы поменялся на отрицательный. Следовательно, можно предположить, что исследуемый полюс описывается приближенно комплексной парой $\lambda \approx +0.01 \pm i5.3$.

Анализ последующих результатов расчетов показал, что смещение действительных частей нулей и полюсов в положительную (правую) сторону снижает интенсивность проявления резонансных свойств зафиксированных составляющих движения и повышает еще не выявленных.

Предлагаемая методика структурной идентификации ЭЭС заключается в выявлении качественного состава доминирующих полюсов и нулей, определяющих резонансные свойства соответствующих АЧХ и ФЧХ модельных передаточных функций.

Методика состоит из следующих элементов:

 регистрация собственных и взаимных выборок переходного процесса регулируемой системы;

2) формирование комплексных выборок собственных и взаимных ЧХ замкнутой системы с использованием прямого преобразования Фурье;

3) формирование комплексных выборок собственных и взаимных ЧХ разомкнутой системы;

4) вычисление для каждой выборки ЧХ исходной выборки переходного процесса;

5) домножение значений выборки на фиксированный экспоненциальный множитель, изменяющий скорость сходимости переходного процесса и приближающий некоторые составляющие движения к границе устойчивости;

6) вычисление на основе процедуры обратного преобразования Фурье выборок АЧХ и ФЧХ, соответствующих скорректированному по сходимости переходному процессу и смещенной передаточной функции;

7) выполнение качественного анализа конфигурации смещенных относительно мнимой оси АЧХ и ФЧХ, в которых в разной степени, но с ожидаемой тенденцией проявляются резонансные свойства различных нулей и полюсов.

8) формирование массива приближенных значений действительных частей полюсов и нулей для их последующего уточнения.

Выполнение этапов 5–8 производится циклически с заданным шагом смещения предполагаемой передаточной функции.

Результатом работы алгоритма является заполненный двумерный массив, размерность которого определяется количеством выявленных нулей и полюсов. Сформированный массив для исходных данных, приведенных в табл. 1 и на рис. 2,

Таблица 2

представлен в виде табл. 2. В столбце 2 приводится характеристика полюса или нуля: *Р* – обозначает полюс; *N* – нуль; 1 – действительный; 2 – комплексный.

Действительные части полюсов и нулей (*m*) в столбце 3 располагаются по возрастанию. Величина *m* соответствует значению смещения, при котором приращение фазы полюса (нуля) меняет знак на обратный.

Качественный состав выявленных полюсов и нулей

№	Характеристика	Действительная часть
1	2P	+0,01
2	1 <i>P</i>	-0,2
3	2 <i>P</i>	-0,32
4	2N	-0,43

34

Таким образом, использование свойств цикличности прямого и обратного преобразования Фурье совместно с теоремой смещения позволяет повысить достоверность качественного и количественного анализа характеристик полюсов и нулей в модельной передаточной функции.

Содержание методики идентификации примет завершенный вид, если предложенную методику структурной идентификации дополнить положениями методики параметрической идентификации разомкнутой системы с учетом формальных свойств нулей и полюсов [8], определяющих структуру ПФ.

2. Параметрическая идентификация ЭЭС в виде передаточных функций параметров стабилизации

Исследования показывают, что выбор вектора коэффициентов усиления АРВ-СД генераторов можно выполнять на основе модельных восстановленных передаточных функций режимных параметров стабилизации.

Методы восстановления ПФ путем отражения в них вещественных и мнимых составляющих доминирующих нулей и полюсов, наиболее полно отвечают требованиям сохранения основных динамических свойств ЭЭС [9].

При этом в функциях должно быть отражено такое количество нулей и полюсов исходной функции и такие их характеристики, чтобы сохранить основные динамические свойства системы при изменении коэффициентов стабилизации. То есть такие нули и полюсы, которые соответствуют хорошо наблюдаемым в ЧХ составляющим, остальные корни представляются эквивалентом. Последнее определяет состав численного метода, положенного в основу предлагаемой методики восстановления параметров модели.

Кроме того, учитывается, что АРВ-СД имеет определенную структуру, в которую входят настраиваемые коэффициенты усиления по отклонению и производной частоты напряжения на шинах генераторов электростанций. Это позволяет в качестве режимного параметра использовать передаточную функцию параметра стабилизации – отклонение частоты напряжения, которую можно записать, выделяя вещественные и комплексно сопряженные нули и полюсы:

$$\Delta \omega_{u}(p) = \frac{b_{m}}{a_{n}} \frac{\prod_{r=1}^{l} (p - p_{r}^{\prime})}{\prod_{j=1}^{n} (p - p_{j})} \frac{\prod_{k=l+1}^{m} (p - p_{k}^{\prime})(p - \tilde{p}_{k}^{\prime})}{\prod_{i=\nu+1}^{n} (p - p_{i})(p - \hat{p}_{i})}.$$
(10)

Частотная зависимость $\Delta \omega_u(j\omega)$ дает возможность выявить важные количественные характеристики электроэнергетической системы, в частности, доминирующие корни характеристического уравнения.

Алгоритм, реализующий разработанную автором методику восстановления модельной передаточной функции по экспериментальной частотной характеристике параметра стабилизации, состоит из двух этапов:

Этап 1. Восстановление промежуточной передаточной функции $L_n(p)$ из ЧХ параметра стабилизации $\Delta \omega_u(j\omega)$. Выполняется с использованием вспомогательного массива (см. табл. 2) последовательным выявлением нулей и полюсов путем анализа резонансных свойств ЧХ.

АЧХ и ФЧХ для *i*-й комплексно-сопряженной пары корней $p_{i, i+1} = -\alpha_i + j\omega_i$ полиномов функции $L_n(p)$ описываются выражениями:

$$A_{i}(\omega) = \sqrt{\left(\omega_{i}^{2} + \alpha_{i}^{2} - \omega^{2}\right)^{2} + \left(2\alpha_{i}\omega\right)^{2}},$$

$$\phi_{i}(\omega) = \operatorname{arctg} \frac{2\alpha_{i}\omega}{\omega_{i}^{2} - \omega^{2} + \alpha_{i}^{2}}$$

$$(11)$$

и имеют характерные особенности, которые положены в основу численного метода определения количественных характеристик полюсов и нулей [5]:

- АЧХ имеет минимум при частоте $\omega = \sqrt{\omega_i^2 + \alpha_i^2}$, амплитуда ее пропорциональна вещественной части корня полинома и определяется как $A_{\omega h} = 2\alpha_i \omega_i$;
- действительная часть корня ФЧХ в области максимального изменения фазы частот определяется как величина, обратная наибольшей скорости изменения фазы характеристического годографа по формуле: $\alpha = 1/(d\phi/d\omega)_{max}$. Наибольшая скорость изменения фазы имеет место при частоте $\omega = \sqrt{\omega_i^2 + \alpha_i^2}$, приблизительно совпадающей со значением мнимой части доминирующего корня, при этом его вещественная часть равна нулю; при переходе корня в противоположную комплексную полуплоскость происходит смена направления изменения фазы, т. е. изменение знака вещественной части.

На основании анализа АЧХ и ФЧХ из общего количества корней системы выделяется сравнительно небольшая группа доминирующих в существенном диапазоне частот. Данные корни, в основном, определяют степень устойчивости в процессе оптимизации настроек АРВ-СД.

По выявленным нулям и полюсам рассчитывается промежуточная частотная характеристика:

$$L_{\pi}(j\omega) = \frac{\prod_{k} (j\omega + \alpha_{k}) \cdot \prod_{l} (\omega_{l}^{2} + \alpha_{l}^{2} - \omega^{2} + j2\omega\alpha_{l})}{\prod_{m} (j\omega + \alpha_{m}) \cdot \prod_{n} (\omega_{n}^{2} + \alpha_{n}^{2} - \omega^{2} + j2\omega\alpha_{n})}.$$
 (12)

Этап 2. Представление исходной частотной характеристики параметра стабилизации в виде двух составляющих – частотной зависимости восстановленной промежуточной функции $L_n(j\omega)$ и ЧХ остатка $L_{oct n}(j\omega)$.

Частотная зависимость функции остатка получается делением исходной ЧХ $\Delta \omega_u(j\omega)$ на соответствующие значения характеристики $L_n(j\omega)$ и определяется корнями с $\alpha > \alpha_{3aa}$ [5]. Данные корни в модели отражаются дробно-рациональной функцией в соответствии с формулой:

$$L_{\rm ocr}^{-1}(j\omega) = \frac{1}{L_{\rm ocr}(j\omega)} = \frac{a_0 - a_2\omega^2 + ja_1\omega}{1 + b_1\omega}.$$
 (13)

Коэффициенты эквивалента находятся путем аппроксимации дробно-рациональной функции остатка по методу наименьших квадратов. Тогда искомая передаточная функция будет определяться как произведение найденных:

$$W_{ij}(p) = L_{\pi}(p) \cdot L_{\text{oct }n}(p), \qquad (14)$$

а передаточная функция параметра стабилизации, определяемая совокупностью нулей, полюсов и коэффициентов дробно-рациональной функции, будет иметь вид:

$$\Delta \omega_{u}(p) = \frac{\prod_{i=1}^{k+l} (p - p_{i})(a_{0} + a_{1}p + a_{2}p^{2})}{\prod_{j=1}^{m+n} (p - p_{j})(1 + b_{1}p)}.$$
(15)

В результате передаточные функции приводятся к следующему эквивалентному виду:

$$W_{ij}(p) = \frac{\left(1+b_1p\right)\prod_{i=1}^{m_1}(p-p_i)}{(a_0+a_1p+a_2p^2)\prod_{i=1}^{m_1}(p-p'_j)}.$$
(16)

Так, по результатам структурной идентификации (табл. 2) вычисляется остаточная АФЧХ путем деления исходной на промежуточную АФЧХ, рассчитанную для найденного комплексного полюса $p_{1,2} = +0.01 \pm j5.3$. Остаточная характеристика $L_{oct}(j\omega)$ и соответствующая ей импульсная характеристика, полученная обратным преобразованием Фурье для указанного случая, приведены на рис. 3.



Рис. 3. Остаточная АФЧХ $L_{oct}(j\omega)$ после деления исходной $W_{ij}(j)$ на АФЧХ найденного полюса $L_{пром}(j\omega)$ (*a*); соответствующая импульсная характеристика, полученная ДПФ-1 (δ)

Аналогично определяется $L_{oct}(j\omega)$ путем деления на АФЧХ следующего полюса – действительного, с вещественной частью $\alpha = -0,2$ (рис. 4).

Выполняя циклически обработку оставшихся полюсов и нуля (см. табл. 2), получена остаточная функция $L_{ocr}(j\omega)$, представленная на рис. 5, при этом численные значения найденных корней (с учетом первых двух) составили:

 $p_{1,2} = +0.01 \pm j5.3;$ $p_3 = -0.2;$ $p_{4,5} = -0.3 \pm j8.4;$ $n_{6,7} = -0.4 \pm j4.2.$ (17)







Рис. 5. Остаточная функция *L*_{ост}(*j*ω) после деления исходной на промежуточную, составленную из всех идентифицированных доминирующих

Восстановленная передаточная функция в виде (16) будет имеет следующие числовые параметры:

$$W_{11}(p) = \frac{(1+0,04p)(p+0,4+j4,2)}{(2,6p^2+80,6p+390)(p+0,2)(p-0,01+j5,3)(p-0,01-j5,3)} \times \frac{(p+0,4-j4,2)}{(p+0,3+j8,4)(p+0,3-j8,4)}.$$

Многочисленные расчеты показали, что разработанная методика идентификации электроэнергетических систем для целей выбора настроек APB-CД по условию демпфирования переходного процесса, имеет достаточную точность и дает погрешность аппроксимации от 0,5 до 5% в зависимости от числа составляющих движения системы, проявляющихся в частотной характеристике.

Выводы

Разработка методик и алгоритмов выбора настроек АРВ-СД генераторов для обеспечения высокого уровня качества маловозмущенных переходных процессов в электроэнергетической системе имеет важное значение. Решение данной задачи возможно с применением моделей ЭЭС, синтезированных по специально обработанным данным экспериментальных наблюдений.

Предложен численный метод определения вещественных частей доминирующих нулей и полюсов передаточной функции по выборке частотной характеристики. В основу метода положено использование процедур прямого и обратного дискретного преобразования Фурье совместно с теоремой смещения. Процедура смещения полюсов и нулей искомой передаточной функции относительно мнимой оси приводит к изменению знака фазовой характеристики на интервале резонансной частоты.

Создан алгоритм параметрической идентификации ЭЭС, реализующий разработанную автором методику построения модельной передаточной функции по экспериментальной частотной характеристике параметра стабилизации, включающий два этапа:

- выявление с помощью анализа резонансных свойств ЧХ доминирующих нулей и полюсов;
- аппроксимация остаточной частотной характеристики сглаживающей дробнорациональной функцией.

Список литературы

- Груздев И. А., Труспекова Г. Х., Устинов С. М. Одновременная координация настроек регуляторов возбуждения генераторов на базе численного поиска / И. А. Груздев, Г. Х. Труспекова, С. М. Устинов // Электричество. – 1984. – № 3. – С. 51–53.
- Дойников А. Н., Дьяконица С. А. Метод оценки и повышения достоверности линейной динамической модели, полученной по выборкам реальных сигналов / А. Н. Дойникова, С. А. Дьяконица – Иркутск: Изд-во ИГЭА, 1999. – С. 121–123.
- Груздев И. А., Екимова М. М., Устинов С. М. Методика определения частотной характеристики режимного параметра и степени устойчивости системы / И. А. Груздев, М. М. Екимова, С. М. Устинов // Управление режимами и надежность электроэнергетических систем: межвуз. сб. науч. Трудов. – Новосибирск: НЭТИ, 1984. – С. 19–25.
- Filimonov N., Yurganov A. Obtaining the frequency characteristics of a generator, operating in a power system for tuning channels of stabilization of an automatic excitation controller / N. Filimonov, A. Yurganov // MATEC Web of Conferences (2018). – URL: https://doi.org/10.1051/matecconf/201824507018.
- 5. Дойников А. Н., Ратушняк В. С., Ратушняк Ю. Н. Особенности идентификации реальных объектов при помощи быстрого преобразования Фурье и ее программная реализация / А. Н. Дойников, В. С. Ратушняк, Ю. Н. Ратушняк // Деп. ВИНИТИ. – 1999. – № 3299-В99. – 63 с.
- 6. Пискунов Н. С. Дифференциальное и интегральное исчисления. Т. 2 / Н. С. Пискунов. – Москва: Наука, 1985. – 560 с.
- Joint superchannel digital signal processing for Effective Inter-Channel Interference Cancellation / M. Mazur, J. Schröder, M. Karlsson, P. A. Andrekson // Journal of Lightwave Technology. – 2020. – Vol. 20 (38). – pp. 5676–5684. – DOI: https://doi.org/10.1109/JLT.2020.3001716.
- Моделирование электроэнергетических систем по режимным частотным характеристикам / М. К. Алтухова, М. А. Люлина, И. Е. Рындина, В. С. Чудный // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2020. № 1 (82). С. 131–136.
- 9. Сальникова М. К. Эквивалентные модели многосвязных систем для управления их собственными динамическими свойствами / М. К. Сальникова // Известия НИИ постоянного тока. 2011. № 1 (65). С. 77–83.

Алтухова Марина Константиновна, канд. техн. наук, доцент, доцент Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: salnikova_mk@spbstu.ru

УДК 621.311

А. С. Бердин, С. А. Дмитриев, А. А. Дмитриева, Д. А. Кабанов, М. Д. Сенюк Тестирование алгоритмов определения динамических векторных измерений токов и напряжений по данным электродинамической модели

Приведены результаты тестирования метода ускоренной оценки векторных измерений параметров электрического режима на данных, полученных с электродинамической модели АО «НТЦ ЕЭС». Испытания выполнены на физической модели энергосистемы, содержащей четыре синхронных генератора, три из которых моделируют турбогенераторы и один – гидрогенератор. В ходе тестирования были определены требования к измерительной системе и ускоренным алгоритмам оценки параметров электрического режима. Разработанные алгоритмы могут быть использованы при построении систем противоаварийного управления по способу «После» и диагностики технического состояния элементов энергосистем.

Ключевые слова: параметры электрического режима, динамические векторные измерения, электродинамическая модель, цифровая обработка сигналов, противоаварийное управление по способу «После».

Введение

Разработка и внедрение устройств синхронизированных векторных изменений (УСВИ), первый прототип которых был реализован в 1980 г. в университете Виргинии (США) [1], привели к качественному изменению в принципах построения систем мониторинга и управления режимами электроэнергетических систем (ЭЭС). На базе УСВИ в энергосистемах США, Китая, Европы и Российской Федерации были реализованы следующие решения [2]:

- система мониторинга переходных режимов (СМПР);
- противоаварийное и режимное управление;
- интеллектуальные автоматизированные системы технологического управления;
- мониторинг технического состояния оборудования;
- система мониторинга системных регуляторов (СМСР).

Эти решения были реализованы на базе УСВИ, выполняющих оценку параметров электрического режима (ПЭР) раз в период промышленной частоты с известными допущениями [2].

Известные недостатки противоаварийного управления по способам «II-До» и «I-До» [3], расширение возможностей УСВИ [4] и увеличение производительности вычислительной техники привели к возможности построения противоаварийной автоматики (ПА) по способу «После», который предполагает выбор управляющих воздействий (УВ) для обеспечения устойчивости ЭЭС с учетом актуального пускового органа (ПОр) в темпе протекания переходного процесса [3]. Построение противоаварийной автоматики (ПА) по способу «После» который предполагает выбор управляющих воздействий (УВ) для обеспечения устойчивости ЭЭС с учетом актуального пускового органа (ПОр) в темпе протекания переходного процесса [3]. Построение противоаварийной автоматики (ПА) по способу «После» предъявляет высокие требования к быстродействию и надежности алгоритмов оценки ПЭР.

Традиционные УСВИ в связи с известными недостатками могут только ограниченно использоваться для оценки ПЭР в ПА по способу «После» [2]. Это приводит к необходимости разработки динамических УСВИ (ДУСВИ), под которыми понимается класс устройств, способных производить оценку ПЭР с частотой обновления информации более 50 Гц с повышенной частотой дискретизации первичных измерений и малыми задержками (до 5 мс). В [4–7] были разработаны и апробированы на математически смоделированных сигналах алгоритмы ускоренной оценки ПЭР с задержкой менее периода промышленной частоты.

Целью работы является апробация алгоритмов ускоренной оценки ПЭР на физических сигналах, полученных на электродинамической модели (ЭДМ) АО «НТЦ ЕЭС».

1. Алгоритм оценки параметров электрического режима

Ускоренные алгоритмы оценки ПЭР основаны на аппроксимации сигналов мгновенных токов и напряжений многопараметрической моделью на скользящих окнах шириной менее периода основной частоты сигнала [2]:

$$x(t) = a_0(t) + a(t)\sin(\omega t) + b(t)\cos(\omega t), \qquad (1)$$

где x(t) – значение сигнала тока или напряжения в момент времени t;

м – угловая базисная скорость сигнала;

ао – постоянная составляющая сигнала;

а, *b* – коэффициенты при первых членах ряда Фурье.

По полученным коэффициентам выражения (1) значения амплитуды A и фазы сигнала ф определяются аналогично классическим методам разложения сигнала на ортогональные составляющие:

$$A(t) = \sqrt{a(t)^{2} + b(t)^{2}}, \qquad (2)$$

$$\varphi(t) = \arcsin \frac{a(t)}{\sqrt{a(t)^2 + b(t)^2}}.$$
(3)

Для вычисления мгновенной частоты (для каждого момента времени) используется процедура численного дифференцирования с помощью метода скользящих парабол [4] сигнала фазы. Апробация на смоделированных математических данных и подробное описание алгоритмов оценки ПЭР представлены в [2], где приводятся требования к величине расчетного окна и частоте дискретизации первичных измерений для рассмотренных опытов.

Для оценки качества работы алгоритма оценки ПЭР физических сигналов используется подход вычисления статисти-

ческих характеристик ряда разности измеренного сигнала и восстановленного по следующему выражению:

$$x_{rec}(t) = a_0(t) + A(t) \cdot \sin(\varphi(t)),$$
 (4)

где $x_{rec}(t)$ — значение восстановленного сигнала в момент времени t.

На рис. 1 представлен пример восстановления сигнала тока и разности измеренного и восстановленного сигналов (Δi) .

Отклонения восстановленного сигнала тока от измеренного, приведенного на рис. 1, в моменте не превышают $\pm 2,5$ %.



Рис. 1. Пример восстановления сигнала тока при частоте дискретизации 60 кГц и величине расчетного окна 1 мс

При оценке ПЭР в условиях существенного изменения частоты переменного тока применяется процедура адаптивной коррекции базиса в соответствии с выражением (4) [8]. Задание постоянного базиса 50 Гц приводит к существенному увеличению ошибки оценки ПЭР в условиях протекания электромеханического переходного процесса. Коррекция осуществляется за счет использования в качестве базисной величины ω вычисленного значения частоты в предыдущем расчетном такте.

2. Описание электродинамической модели

Экспериментальная установка создана на основе физической модели энергосистемы для испытаний АРВ сильного действия синхронных генераторов (СГ). В табл. 1 приведены параметры используемых СГ.

Таблица 1

СГ	<i>S</i> ном, кВ·А	соя(фном)	U _{HOM} , B	Іном, А	<i>Z</i> баз, Ом
8	15	0,8	230	37,5	3,52
42	5	0,8	230	12,55	10,58
47	5	0,8	230	12,55	10,58
64	5	0,8	230	12,55	10,58
<i>S</i> _{ном} – номина	льная полная м	ощность агрегата;	$I_{\text{HOM}} - \text{HOM}$	инальный ток с	статора;
$\cos(\phi_{\text{HOM}}) - \kappa o$	эффициент мош	цности;	$Z_{6a3} - 6a3$	исное сопротив	ление
$U_{\text{ном}}$ – номина	альное напряже	ние;			

Параметры используемых СГ

Тип роторов СГ 64, 42 и 47: неявнополюсный с полной демпферной системой с короткозамыкающими кольцами (величина воздушного зазора 0,5 мм). Тип ротора СГ 8: явнополюсный с полной демпферной системой с короткозамыкающими кольцами (величина воздушного зазора 1,5 мм).

Измерение ПЭР СГ реализовано с применением измерительных преобразователей *L-CARD E*-502.

Для определения степени искажения синусоидальной формы сигналов был рассчитан коэффициент гармонических искажений (КГИ) на участках до начала переходного процесса. В табл. 2 представлены результаты определения КГИ и коэффициентов несимметрии обратной (K_{2U}) и нулевой (K_{0U}) последовательностей.

Таблица 2

	Фазные на	пряжения		Линейные напряжения									
Сигнал	КГИ, %	Kou, % K2u, %		Сигнал	КГИ, %	Kov, %	K _{2U} , %						
A	2,431	4,031		A	0,117								
В	2,447		0.596	В	0,127	0.001	0.011						
С	2,466		0,380	С	0,121	0,001	0,011						
Среднее	2,448			Среднее	0,121								

Анализ искажения исходных данных

Средние значения КГИ для линейных и фазных напряжений отличаются в 20 раз, что обусловлено подавлением третьей гармоники при схеме подключения «треугольник». Таким образом, для оценки частоты вблизи СГ целесообразно использовать линейные сигналы напряжений в виду меньшего искажения формы кривой.

3. Тестирование алгоримтов оценки ПЭР

Для тестирования алгоритмов оценки ПЭР применена методика, описанная в работе [2], с изменением расчета значений среднеквадратического отклонения (СКО) и математического ожидания (МО) разности исходного и восстановленного сигналов: значение СКО принимается относительного номинальных напряжений и токов.

3.1. Оценка качества восстановления сигнала

На рис. 2–4 для иллюстрации способа оценки качества восстановления сигнала приведены фрагменты сигнала напряжения, полученного в опыте трехфазного короткого замыкания (КЗ) на ЭДМ, при частоте дискретизации исходных данных 60 кГц, расчетном окне 5 мс и шаге в один квант.

Для оценки точности ПЭР необходимо применять разделение полного сигнала на фрагменты нормального режима, КЗ и послеаварийного режима. В предлагаемом алгоритме оценки ПЭР величина расчетного окна должна корректироваться в зависимости от степени искажения формы сигнала.





Рис. 2. Параметры нормального режима



Известия НТЦ Единой энергетической системы № 1 (86) • 2022 •

3.2. Результаты оценки ПЭР

На рис. 5 приведены распределения СКО в зависимости от расчетного окна и частоты дискретизации исходных данных для послеаварийного режима СГ 42 после близкого трехфазного КЗ.

При использовании частоты дискретизации исходных данных 10 кГц и более влияние на значение СКО разности исходного и восстановленного сигналов для всех рассмотренных опытов не существенно. В результате чего применение разработанных алгоритмов оценки ПЭР



Рис. 5. Зависимость СКО от величины расчетного окна и частоты дискретизации данных

возможно на базе штатных АЦП, используемых производителями УСВИ, с частотой дискретизации первичных измерений от 10 кГц.

На рис. 6 приведены результаты обработки сигналов, полученных в ходе послеаварийного режима в тесте с трехфазным коротким замыканием вблизи СГ 42.

На рис. 7 приведены результаты обработки сигналов, полученных в ходе теста со сбросом-набором нагрузки СГ 8. Минимальное значение СКО разности исходного и восстановленного сигналов рассмотренных режимов СГ 42 и 8 соответствует величине расчетного окна 3 мс.

В табл. 3 приведены результаты обработки сигналов ряда опытов, смоделированных на ЭДМ. Определены величины расчетных окон и частот дискретизации, обеспечивающие величину СКО равную 10 и 5%. При невозможности обеспечения требуемой точности в ячейке таблицы ставится знак «–», в скобке указана достигнутое значение СКО.

В результате обработки серии опытов были установлены требования к величине расчетного окна метода оценки ПЭР и частоте дискретизации первичных измерений. Кроме того, было выявлено, что величина расчетного окна должна изменяться при изменении параметров режима работы СГ.

Для всех рассмотренных опытов для СГ 64, 47, 42 и 8 приемлемой частотой дискретизации принято значение 10 кГц, размер приемлемых расчетных окон зависит от требований по качеству восстановления сигнала и находится в диапазоне от 2 до 12 мс при СКО = 5 % и от 2 до 10 мс при СКО = 10 %.

4. Задержка алгоритма

Временные характеристики работы алгоритма оценки ПЭР приведены на рис. 8.

Полная задержка алгоритма оценки ПЭР складывается из времени от точки регистрации до начала расчетного окна и времени на вычисление и обмен данными. Под точкой регистрации понимается значение определяемой функции внутри расчетного окна от времени. Вычислительная задержка зависит от расположения точки регистрации внутри расчетного окна (очевидно, что вычислительная задержка алгоритма минимальна при совпадении точки регистрации и начала расчетного окна). При точке регистрации в правой части (на границе) задержка минимальна и составит только время шага регистрации. Задержка не может быть менее шага перемещения окна при точке регистрации в его правой части.



Рис. 6. Результаты обработки измерений СГ 42 (послеаварийный режим в тесте с трехфазным КЗ), частота дискртизации измерений 10 кГц



Рис. 7. Результаты обработки измерений СГ 8 (тест со сбросом-набором нагрузки СГ 8), частота дискртизации измерений 10 кГц

Известия НТЦ Единой энергетической системы № 1 (86) • 2022 •

СГ	Опыт	Частота	Расчетное окно							
		дискретизации, кГц	СКО 5 %	СКО 10 %						
	К ⁽³⁾ , фазное напряжение, НР	10	4 мс	3 мс						
()	К ⁽³⁾ , фазное напряжение, КЗ	10	-11%	-11%						
64	К ⁽³⁾ , фазное напряжение, ПАР	10	12 мс	7 мс						
	К ⁽³⁾ , фазный ток, ПАР	10	4 мс	3 мс						
	К ⁽³⁾ , фазное напряжение, ПАР	10	12 мс	10 мс						
	К ⁽³⁾ , фазный ток, ПАР	10	5 мс	3 мс						
47	К ⁽²⁾ , фазное напряжение, ПАР	10	12 мс	8 мс						
47	К ⁽²⁾ , фазный ток, ПАР	10	3 мс	-12 %						
	К ⁽¹⁾ , фазное напряжение, ПАР	10	11 мс	10 мс						
	К ⁽¹⁾ , фазный ток, ПАР	10	3 мс	-12 %						
42	К ⁽²⁾ , фазное напряжение, ПАР	10	14 мс	8 мс						
42	К ⁽²⁾ , фазный ток, ПАР	10	2 мс	-11%						
	К ⁽¹⁾ , фазное напряжение, ПАР	10	12 мс	8 мс						
0	К ⁽¹⁾ , фазный ток, ПАР	10	4 мс	2 мс						
47 47 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	К ⁽¹⁾ , фазное напряжение, НР	10	6 мс	4 мс						
	К ⁽¹⁾ , фазный ток, НР	10	4 мс	3 мс						
$K^{(3)} - Tp$	ехфазное КЗ; К ⁽²⁾ – двухфазное КЗ;	К ⁽¹⁾ – однофазное I	(3;							
HP – НО	рмальный режим; паг – послеавар	ииныи режим; КЗ -	- режим КЗ							

Результаты обработки серии опытов на ЭДМ

Настроечными параметрами алгоритма оценки ПЭР являются:

- частоты дискретизации исходных данных;
- размер расчетного окна;
- положение точки регистрации;
- размера шага расчетного окна.

Зависимыми (определяемыми) характеристиками являются:

- погрешность (определение с помощью статистических оценок разности исходного и восстановленного сигналов);
- время расчета на окне, которое зависит от вычислительной мощности (для работы в режиме онлайн должно быть меньше шага);
- задержка, величина которой существенно влияет на возможность реализации алгоритма в режиме онлайн.

На рис. 9 приведено сравнение вычислительных задержек одного шага расчета параметров сигнала для компьютера со следующими характеристиками: процессор Intel(R) Core(TM) i7-7700T 2,90 GHz и объем оперативной памяти 16,0 ГБ.

Для сравнения выполнялся расчет параметров сигнала без фильтрации. Из рисунка видно, что характеристики компьютера значительно влияют на вычислительные задержки. Размеры вычислительных задержек расчетов, выполненных на более производительном компьютере, составляют от 33 до 10% размеров задержек, характерных для менее производительного оборудования.

В пределе задержка алгоритма соответствует времени на вычисление и обмен информацией.

Таблииа 3



Рис. 8. Временные характеристики оценки ПЭР



Рис. 9. Сравнение временных задержек на вычисление параметров сигнала на различном оборудовании

Выводы

В работе приведены результаты тестирования алгоритмов ускоренной оценки ПЭР на сигналах мгновенных токов и напряжений, полученных с ЭДМ АО «НТЦ ЕЭС». Разработанные алгоритмы оценки ПЭР позволяют определять векторные ПЭР токов и напряжений с величиной расчетного окна менее периода промышленной частоты. В ходе исследования было показано, что для достижения приемлемой точности оценки ПЭР достаточно частоты дискретизации измерений в 10 кГц. При оценке точности определения ПЭР должно применяться разделение всего рассматриваемого сигнала на характерные фрагменты: нормальный режим, режим КЗ и послеаварийный режим. Для всех рассмотренных опытов при ограничении величин СКО в 10% приемлемое расчетное окно оценки ПЭР составляет менее 10 мс. Полученные результаты в части определения необходимых и достаточных частот дискретизации и размеров окон предназначены для реализации перспективных общесистемных средств управления (таких как адаптивные релейные защиты и ПА), действующих по способу «После», для которых требуется определение актуального пускового органа в темпе протекания процесса. В свою очередь, алгоритмы идентификации параметров режима обеспечивают высокоточное определение параметров схем замещения для решения задач автоматизации технологических процессов и мониторинга технического состояния электрооборудования.

В сотрудничестве с ООО «АльтероСмарт» (www.alterosmart.ru) разработанные алгоритмы оценки ПЭР реализованы в прикладном ПО «Расчет параметров» и создан прототип универсального контроллера ДУСВИ «ICon». Авторы выражают благодарность ООО «АльтероСмарт» в лице генерального директора Данилина Алексея Вячеславовича за финансовую и техническую поддержку при организации испытаний на электродинамической модели АО «НТЦ ЕЭС» и проведении научных исследований на тему разработки алгоритмов динамических векторных измерений.

Список литературы

- Phadke A. G. Synchronized phasor measurements a historical overview / A. G. Phadke // IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition. – 2002. – vol. 1. – pp. 476–479.
- 2. Сенюк М. Д., Дмитриева А. А., Дмитриев С. А. Исследование характеристик метода экспресс-оценки параметров электрического режима в стационарных и динамических процессах / М. Д. Сенюк, А. А. Дмитриева, С. А. Дмитриев // Электротехнические системы и комплексы. 2021. №. 4 (53). С. 4–12.

- Развитие алгоритма автоматической разгрузки энергоблока при близких коротких замыканиях на основе синхронизированных векторных измерений / А. С. Бердин, А. А. Лисицын, А. Н. Мойсейченков, М. Д. Сенюк // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2021. – №. 2 (85). – С. 76–89.
- Определение мгновенных параметров электрического режима с повышенной частотой дискретизации / А. С. Бердин, А. А. Дмитриева, П. Ю. Коваленко, М. Д. Сенюк // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2020. – №. 1. – С. 137–146.
- 5. Оценка мгновенных значений параметров электрического режима в сети переменного тока / А. С. Бердин, Д. И. Близнюк, П. Ю. Коваленко, А. О. Егоров, А. С. Черепов // Электрические станции. – 2015. – №. 8. – С. 36–39.
- Berdin A. S., Bliznyuk D. I., Kovalenko P. Y. Estimating the instantaneous values of the state parameters during electromechanical transients / A. S. Berdin, D. I. Bliznyuk, P. Y. Kovalenko // International Siberian Conference on Control and Communications (SIBCON). – 2015. – pp. 1–6.
- Bliznyuk D. I., Kovalenko P. Y., Mukhin V. The Technique for Accelerated Evaluation of the Instantaneous Values of Power System Performance Parameters / D. I. Bliznyuk, P. Y. Kovalenko, V. Mukhin // IEEE 60th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON). – 2019. – pp. 1–6.
- Близнюк Д. И. Идентификация параметров эквивалентов ЭЭС по данным синхронизированных векторных измерений: дис. ... канд. техн. наук: 05.14. 02 / Д. И. Близнюк. – Екатеринбург, 2018. – 124 с.

Бердин Александр Сергеевич, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры автоматизированных электрических систем Уральского федерального университета им. первого Президента России Б. Н. Ельцина, старший научный сотрудник отдела систем управления и моделирования электроэнергетических систем АО «НТЦ ЕЭС». E-mail: berdin@niipt-ems.ru

Дмитриева Анна Алексеевна, аспирант кафедры автоматизированных электрических систем Уральского федерального университета им. первого Президента России Б. Н. Ельцина. E-mail: korelina-aa@yandex.ru

Дмитриев Степан Александрович, кандидат техн. наук, доцент кафедры автоматизированных электрических систем Уральского федерального университета им. первого Президента России Б. Н. Ельцина. E-mail: dmstepan@gmail.com

Кабанов Дмитрий Анатольевич, заведующий сектором испытаний систем управления и автоматики отдела систем управления и моделирования электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: kabanov_d@ntcees.ru

Сенюк Михаил Дмитриевич, ведущий программист отдела противоаварийной автоматики АО «НТЦ ЕЭС», аспирант кафедры автоматизированных электрических систем Уральского федерального университета им. первого Президента России Б. Н. Ельцина.

E-mail: senyuk@niipt-ems.ru

УДК 621.311 Д. О. Михайлов, Е. Б. Шескин Исследование закономерностей изменения режимных параметров синхронного генератора в близких к границе области колебательной устойчивости режимах

Разработана аналитическая модель, позволяющая корректно воспроизводить изменение режимных параметров синхронного генератора в условиях незатухающих синхронных колебаний. Выполнен анализ изменения величины сдвига фаз между колебаниями реактивной мощности и напряжения при незатухающих колебаниях, причиной которых является рассматриваемый генератор. Разработана имитационная модель исследуемой системы в ПВК *Matlab/Simulink* и подтверждена корректность воспроизведения закономерностей изменения исследуемых параметров режима генератора.

Ключевые слова: синхронный генератор, автоматический регулятор возбуждения, система возбуждения, колебательная устойчивость, система мониторинга.

Введение

Одним из основных средств повышения надежности и устойчивости ЕЭС России являются автоматические регуляторы возбуждения (АРВ). Наибольшее распространение получили АРВ «сильного» действия. Совместно с системами возбуждения (СВ) они выполняют различные функции согласно требованиям нормативнотехнической документации (НТД).

Однако на практике действующие в ЕЭС России АРВ не всегда в полной мере соответствуют требованиям НТД, что может приводить к возникновению технологических нарушений. Эта ситуация обусловлена следующими факторами:

- на сегодняшний день в эксплуатации находятся APB, которые уже выработали свой ресурс и не соответствуют стандартам, обеспечивающим надежное функционирование ЕЭС России;
- АРВ зарубежных производителей, установленные до установления требований, часто не адаптированы к работе в условиях ЕЭС России, так как не учитывают ее структурных и режимных особенностей;
- процедура координации настроек АРВ является трудоемкой вследствие масштабности электроэнергетических систем (ЭЭС) и наличия в них большого количества других генераторов со своими АРВ, а также схем и режимов, в которых эти генераторы функционируют.

Одной из основных проблем, связанных с некорректной работой APB, является появление незатухающих колебаний режимных параметров энергосистем. Для предотвращения возникновения и дальнейшего развития аварий необходимо своевременно выявлять причины возникновения неустойчивой работы и принимать меры по предотвращению возникновения в ЕЭС России аварийных ситуаций и максимально быстрому восстановлению ее нормального режима.

В связи с этим, в настоящее время возрастает интерес к автоматическим системам различного назначения, которые не только осуществляют автоматическое регулирование и управление, но и выполняют функции мониторинга оборудования ЭЭС. Для их корректной работы требуется проведение глубокого анализа режимов и корреляция кривых изменения различных параметров ЭЭС в предельных режимах работы, в частности, в близких к границе области колебательной устойчивости. Этим исследованиям применительно к синхронным генераторам (СГ) и посвящена выполненная работа.

Результаты, полученные в работе, могут быть использованы в дальнейшем для научных и практических целей, например, для оптимизации алгоритмов и расширения функционала системы мониторинга системных регуляторов (СМСР) [1–3], которая предназначена для оценки в автоматическом режиме правильности функционирования АРВ и СВ синхронных генераторов.

1. Описание исследуемой схемы

Для проведения исследования и получения обобщенных закономерностей была разработана схема электрической системы, представленная на рис. 1.



Рис. 1. Схема электрической системы для проведения исследований

Основная идея последующих исследований состоит в том, что на шинах бесконечной мощности (ШБМ) будут моделироваться вынужденные незатухающие колебания заданной амплитуды и частоты с использованием метода комплексных амплитуд. Это позволит количественно оценить реакцию генератора с АРВ на колебания, приходящие извне.

Итак, генератор подключен непосредственно на шины высокого напряжения (рассматриваемая задача позволяет сделать такое упрощение) и работает в режиме выдачи $P_r = 200 \text{ MBT}$ активной мощности. На шинах СГ поддерживается напряжение $U_r = 220 \text{ kB}$.

Номинальные параметры генератора:

$$S_{\text{HOM}} = 247,06 \text{ MB} \cdot \text{A}; \quad \cos(\varphi)_{\text{HOM}} = 0,85; \quad M_J = 1344 \text{ MBT} \cdot \text{c};$$

 $x_d = x_q = 1,91; \quad x'_d = 0,32; \; x''_d = 0,21; \quad x''_q = 0,21; \quad x_s = 0,16;$
 $T'_{d0} = 6,45 \text{ c}; \quad T''_{d0} = 0,2 \text{ c}; \quad T''_{q0} = 0,5 \text{ c}.$

По представленным выше данным были рассчитаны все необходимые внутренние параметры СГ с использованием известных соотношений. Параметры генератора приведены к его номинальным параметрам, они же выбраны в качестве базисных величин для приведения параметров остальных элементов ЭЭС.

Исследуемый СГ снабжен простейшим регулятором возбуждения АРВ-ПД, структурная схема которого представлена на рис. 2. Величина постоянной времени канала по отклонению напряжения была принята равной $T_{0u} = 0,09$ с.

Выбор АРВ-ПД обусловлен следующими причинами. С одной стороны, его учет в аналитической модели выполнить относительно нетрудно. В то же время простота его функционирования позволяет сформировать лучшее понимание



Рис. 2. Структурная схема АРВ-ПД

вопросов, связанных с работой синхронного генератора в составе ЭЭС.

Сигнал ΔE_{APB} , выдаваемый регулятором, поступает на CB генератора. Тип системы возбуждения – статическая тиристорная независимая. Данный тип CB весьма точно моделируется одним инерционным звеном первого порядка с заданием ограничений максимального и минимального возбуждения. Модель системы возбуждения представлена на рис. 3.



Рис. 3. Структурная схема силовой части системы возбуждения

Из рис. 3 следует, что результирующее значение напряжения возбуждения состоит из суммы ΔE_r и постоянной составляющей E_{r0} , которая соответствует значению напряжения возбуждения в установившемся режиме работы генератора [4]. На рис. 3 также видно, что напряжение возбуждения имеет ограничения. Как будет показано далее, изменения режимных параметров будут характеризоваться близкими к исходному режиму величинами, поэтому ограничения позволительно далее исключить из рассмотрения.

Линии электропередачи (ЛЭП) представлены в модели П-образными схемами замещения. При этом все цепи идентичны друг другу (марка – AC-300/39, длина – 200 км) и имеют одинаковые параметры: R = 19 Ом, X = 85,8 Ом, B = 528 мкСм.

Нагрузка представляется постоянной проводимостью. На рис. 1 показаны два нагрузочных узла, мощности которых указаны при $U = U_{\text{ном}}$. При этом активная нагрузка, примыкающая к генераторному узлу, представляет собой расходы на собственные нужды.

Таким образом, все элементы схемы ЭЭС были описаны. Следующий этап исследования заключается в формировании аналитических моделей.

2. Составление системы уравнений

Для формирования аналитической модели исследуемой ЭЭС необходимо составить полную систему уравнений, описывающих электрическую систему.

Ниже приведены уравнения синхронного генератора в системе относительных единиц x_{ad} (согласно [5]), при условии пренебрежения активным сопротивлением статора:

$$\frac{1}{\omega_{\rm c}}p\psi_d + (1+s)\psi_q = -u_d; \qquad \qquad -\frac{1}{\omega_{\rm c}}p\psi_q + (1+s)\psi_d = u_q;$$

$$\begin{aligned} \frac{1}{\omega_{c}}p\psi_{r} + r_{r}i_{r} &= \frac{r_{r}}{x_{ad}}E_{r}; & \frac{1}{\omega_{c}}p\psi_{rd} + r_{rd}i_{rd} = 0; \\ \frac{1}{\omega_{c}}p\psi_{rq} + r_{rq}i_{rq} = 0; & p\delta = \omega_{c}s; \\ ps &= \frac{1}{T_{J}}(P_{r} - P_{e}); & \psi_{d} = x_{d}i_{d} + x_{ad}i_{r} + x_{ad}i_{rd}; \\ \psi_{r} &= x_{ad}i_{d} + x_{r}i_{r} + x_{ad}i_{rd}; & \psi_{rd} = x_{ad}i_{d} + x_{ad}i_{r} + x_{rd}i_{rd}; \\ \psi_{q} &= x_{q}i_{q} + x_{aq}i_{rq}; & \psi_{rq} = x_{aq}i_{q} + x_{rq}i_{rq}; \\ P_{e} &= u_{q}i_{q} + u_{d}i_{d}; & U_{r}^{2} = u_{d}^{2} + u_{q}^{2}. \end{aligned}$$

Здесь $P_{\rm T}$ = const, а $E_r \neq$ const, так как было указано, что генератор имеет регулятор возбуждения АРВ-ПД. При этом $E_r = E_{r0} + \Delta E_r$ (рис. 3).

Стоит отметить, что представленная выше система уравнений записана для идеализированной модели синхронного генератора, которая характеризуется следующими допущениями [5]:

- 1) отсутствует насыщение магнитопроводов;
- распределение кривых индукции магнитного поля в воздушном зазоре СГ является синусоидальным;
- 3) обмотки ротора и магнитная система ротора симметричны относительно осей *q* и *d*, обмотки статора симметричны относительно осей *a*, *b*, *c*;
- существует единый для всех эквивалентных контуров СГ магнитный поток взаимной индукции и независимые от него и друг от друга потоки рассеяния контуров.

Используя рис. 2 и 3, нетрудно записать уравнение для системы регулирования:

$$\Delta E_r = \frac{k_{0u} \cdot k_{\text{nep}}}{(1 + pT_{0u})(1 + 0.04p)} \cdot \left(\frac{U_{\text{ycr}}}{220} - U_{\text{r}}\right).$$
(1)

Поскольку коэффициент передачи APB (k_{0u} [е. в. н./е. н.]) выражен через единицы возбуждения номинальные, необходимо учесть использование различных систем относительных единиц в полученной системе уравнений. Для этого в уравнение (1) был добавлен коэффициент перевода $k_{nep} = 2,581$ е. в. х. х./е. в. н. Его значение может быть получено либо опытным путем (например, в программно-вычислительном комплексе (ПВК) *Matlab/Simulink*), либо расчетным.

Далее необходимо составить уравнения для внешней по отношению к генератору электрической сети. Так как нагрузка задана постоянной проводимостью, а процессы во внешней сети нас не интересуют, вся внешняя сеть приводится к единой П-образной схеме замещения со следующими эквивалентными параметрами:

Здесь в индексах используются следующие обозначения: 0 – земля, 1 – узел генератора, 2 – узел ШБМ. Полученная эквивалентная схема может быть описана следующим уравнением:

$$\dot{U}_{\rm c} = \dot{U}_{\rm r} - z_{12} \left(\dot{I}_{\rm r} - \frac{\dot{U}_{\rm r}}{z_{10}} \right). \tag{2}$$

После ряда алгебраических преобразований и приведения уравнений к о.е.:

$$\begin{cases} U_{c}\cos(\delta) = au_{q} - bu_{d} - r_{12}i_{q} + x_{12}i_{d}, \\ -U_{c}\sin(\delta) = au_{d} + bu_{q} - r_{12}i_{d} - x_{12}i_{q}, \end{cases}$$
(3)

где *а* и *b* – постоянные, определяемые из выражений:

$$a = \frac{r_{10}^2 + x_{10}^2 + r_{12}r_{10} + x_{12}x_{10}}{r_{10}^2 + x_{10}^2}, \ b = \frac{x_{12}r_{10} - x_{10}r_{12}}{r_{10}^2 + x_{10}^2}.$$

Таким образом, система уравнений полностью готова. Поскольку она содержит нелинейные уравнения, необходимо выполнить линеаризацию. Для этого требуется провести расчет базового установившегося режима (УР), в окрестности которого она будет выполняться.

3. Расчет базового установившегося режима

Для расчета УР удобнее всего воспользоваться ПВК *RastrWin*3. Результаты расчета представлены на рис. 4.



Рис. 4. Результаты расчета электрического режима в ПВК RastrWin3

Из рис. 4 видно, что для поддержания заданного базового режима требуется, чтобы генератор работал с выдачей $Q_r = 33$ Мвар реактивной мощности. Для определенности сейчас и далее установившиеся значения величин будут отмечены индексом «0».

Все режимные параметры приводятся к базисным единицам для последующих расчетов:

$$P_{r0} = \frac{P_{r0}^{\text{MM}}}{S_6} = \frac{200}{247,06} \approx 0,80952; \quad Q_{r0} = \frac{Q_{r0}^{\text{MM}}}{S_6} = \frac{33}{247,06} \approx 0,13357;$$
$$U_{r0} = \frac{U_{r0}^{\text{MM}}}{U_6} = \frac{220}{220} = 1.$$

Тогда ЭДС *E*_{q0} и внутренний угол СГ могут быть рассчитаны по следующим формулам:

$$\begin{split} \dot{E}_{q0} &= U_{r0} + j x_d \dot{I}_{r0} = U_{r0} + j x_d \frac{P_{r0} - j Q_{r0}}{U_{r0}} = 1 + j 1,91 \frac{0,80952 - j 0,13357}{1} = \\ &= 1,25512 + j 1,54618; \\ E_{q0} &= \left| \dot{E}_{q0} \right| = \sqrt{1,25512^2 + 1,54618^2} \approx 1,99148; \end{split}$$

$$\delta_{\rm BH0} = \arctan\left(\frac{1,54618}{1,25512}\right) = 50,93^{\circ}.$$

Таким образом, $E_{r0} = E_{q0} = 1,99148$ о.е.

Далее был выполнен расчет установившихся значений всех режимных параметров генератора. Для этого были использованы уравнения СГ из предыдущего раздела. Так как здесь рассматривается установившийся режим работы генератора с номинальной частотой вращения, было принято s = 0 и p = 0.

В окрестности рассчитанного выше базового УР была проведена линеаризация полной системы уравнений, описывающих поведение исследуемой ЭЭС.

4. Составление матрицы переменных состояния

Известно [6], что полный спектр собственных значений матрицы переменных состояния полностью соответствует корням характеристического полинома, которые описывают свободное движение системы. Наличие данной матрицы позволит при любых режимах и параметрах системы вычислять комплексно-сопряженный корень, который соответствует собственным колебаниям генератора. Действительная составляющая данного корня даст представление о степени затухания колебаний, вносимых СГ, а мнимая – позволит рассчитать их частоту.

Для составления матрицы переменных состояния все дифференциальные уравнения, которые ранее были линеаризованы, необходимо привести к уравнениям в форме Коши. Вследствие больших размеров получаемых при преобразованиях выражений и самой матрицы переменных состояния, они здесь не приводятся. Следует только отметить, что переменными состояния в разработанной модели являются: $\Delta \psi_d$, $\Delta \psi_q$, $\Delta \psi_r$, $\Delta \psi_{rq}$, $\Delta \phi_{rq}$, $\Delta \delta$, *s*, ΔE_{APB} и ΔE_r .

5. Метод комплексных амплитуд

Ранее было указано, что исследования будут проводиться в условиях, когда со стороны ШБМ исходят незатухающие колебания. Необходимо разработать аналитическую модель, которая бы позволила их воспроизвести. Для этого отлично подходит метод комплексных амплитуд.

Допустим, что в напряжении ШБМ присутствуют незатухающие колебания известной амплитуды и частоты. Это повлечет за собой изменения в следующих уравнениях системы:

$$\begin{cases} U_{c}\cos(\delta') = au_{q} - bu_{d} - r_{12}i_{q} + x_{12}i_{d}, \\ -U_{c}\sin(\delta') = au_{d} + bu_{q} - r_{12}i_{d} - x_{12}i_{q}. \end{cases}$$

После линеаризации:

$$\begin{cases} \cos(\delta'_0)\Delta U_c - U_{c0}\sin(\delta'_0)\Delta\delta' = a\Delta u_q - b\Delta u_d - r_{12}\Delta i_q + x_{12}\Delta i_d, \\ -\sin(\delta'_0)\Delta U_c - U_{c0}\cos(\delta'_0)\Delta\delta' = a\Delta u_d + b\Delta u_q - r_{12}\Delta i_d - x_{12}\Delta i_q \end{cases}$$

Следует отметить, что, поскольку система уравнений записана для конкретного базового УР, полученные уравнения имеют ограниченную точность в пределах некоторой окрестности точки этого УР и поэтому не могут гарантировать достоверного результата при значительных отклонениях от него (т. е. при больших амплитудах колебаний).

В системе появились две новые переменные: ΔU_c и $\Delta \delta'$. Описать первую переменную не представляет трудностей. Рассмотрим далее определение переменной $\Delta \delta'$.

Результирующий вектор напряжения сети в различные моменты времени может быть представлен как векторная сумма двух составляющих: основной с амплитудой U_{c0} и частотой 50 Гц и колебательной с амплитудой ΔU_c и частотой (50 + f_κ) Гц (рис. 5). На основании поведения данных векторов необходимо определить характер изменения угла между результирующим вектором напряжения сети и синхронной осью.



Рис. 5. Векторы напряжения сети в различные моменты времени: *a*) t = 0, *б*) $t = T_{\rm K}/4$, *в*) $t = T_{\rm K}/2$, *г*) $t = 3T_{\rm K}/4$

Из рис. 5 следует, что если принять $\Delta \dot{U}_{c} = \Delta U_{c}$, то

$$\Delta \dot{\delta}_{\rm c} = \operatorname{arctg}\left(\frac{\Delta U_{\rm c}}{U_{\rm c0}}\right) e^{-j\frac{\pi}{2}}$$

Когда напряжение сети имеет постоянные амплитуду и частоту, очевидно, что $\delta_c = 0$ и $\delta = \delta'$. Однако в общем случае: $\delta' = \delta - \delta_c (\Delta \dot{\delta}' = \Delta \dot{\delta} - \Delta \dot{\delta}_c - в$ отклонениях и в комплексной форме).

Здесь δ — угол между осью *q* генератора и синхронной осью;

δ' – угол между осью *q* генератора и вектором напряжения системы;

δ_с – угол между вектором напряжения системы и синхронной осью.

Если записать линеаризованную систему уравнений в комплексных переменных, а также внести все изменения, указанные в данном разделе, то для расчетов по методу комплексных амплитуд она окончательно принимает следующий вид:

$$\begin{split} &\frac{1}{\omega_{c}}p\Delta\dot{\Psi}_{d}+\psi_{q0}\dot{s}+\Delta\dot{\Psi}_{q}+\Delta\dot{U}_{d}=0;\\ &\Delta\dot{\Psi}_{d}+\psi_{d0}\dot{s}-\frac{1}{\omega_{c}}p\Delta\dot{\Psi}_{q}-\Delta\dot{U}_{q}=0;\\ &\frac{1}{\omega_{c}}p\Delta\dot{\Psi}_{r}+r_{r}\Delta\dot{I}_{r}-\frac{r_{r}}{x_{ad}}\Delta\dot{E}_{r}=0;\\ &\frac{1}{\omega_{c}}p\Delta\dot{\Psi}_{rd}+r_{rd}\Delta\dot{I}_{rd}=0; \end{split}$$

$$\begin{aligned} \frac{1}{\omega_{c}}p\Delta\dot{\Psi}_{rq} + r_{rq}\Delta\dot{I}_{rq} &= 0; \\ p\Delta\dot{\delta} - \omega_{c}\dot{s} &= 0; \\ T_{j}p\dot{s} + u_{q0}\Delta\dot{I}_{q} + i_{q0}\Delta\dot{U}_{q} + u_{d0}\Delta\dot{I}_{d} + i_{d0}\Delta\dot{U}_{d} &= 0; \\ \Delta\dot{\Psi}_{d} &= x_{d}\Delta\dot{I}_{d} + x_{ad}\Delta\dot{I}_{r} + x_{ad}\Delta\dot{I}_{rd}; \\ \Delta\dot{\Psi}_{r} &= x_{ad}\Delta\dot{I}_{d} + x_{r}\Delta\dot{I}_{r} + x_{ad}\Delta\dot{I}_{rd}; \\ \Delta\dot{\Psi}_{rd} &= x_{ad}\Delta\dot{I}_{d} + x_{ad}\Delta\dot{I}_{r} + x_{rd}\Delta\dot{I}_{rd}; \\ \Delta\dot{\Psi}_{rd} &= x_{ad}\Delta\dot{I}_{d} + x_{ad}\Delta\dot{I}_{r} + x_{rd}\Delta\dot{I}_{rd}; \\ \Delta\dot{\Psi}_{rq} &= x_{aq}\Delta\dot{I}_{q} + x_{aq}\Delta\dot{I}_{rq}; \\ \Delta\dot{\Psi}_{rq} &= x_{aq}\Delta\dot{I}_{q} + x_{rq}\Delta\dot{I}_{rq}; \\ \Delta\dot{E}_{r} &= \frac{k_{0u} \cdot k_{nep}}{(1 + pT_{0u})(1 + 0.04p)} \cdot (-\Delta\dot{U}_{r}); \\ U_{r0}\Delta\dot{U}_{r} &= u_{d0}\Delta\dot{U}_{d} + u_{q0}\Delta\dot{U}_{q}; \\ \cos(\delta'_{0})\Delta\dot{U}_{c} - U_{c0}\sin(\delta'_{0})(\Delta\dot{\delta} - \Delta\dot{\delta}_{c}) &= a\Delta\dot{U}_{q} - b\Delta\dot{U}_{d} - r_{12}\Delta\dot{I}_{q} + x_{12}\Delta\dot{I}_{d}; \\ -\sin(\delta'_{0})\Delta\dot{U}_{c} - U_{c0}\cos(\delta'_{0})(\Delta\dot{\delta} - \Delta\dot{\delta}_{c}) &= a\Delta\dot{U}_{d} + b\Delta\dot{U}_{q} - r_{12}\Delta\dot{I}_{d} - x_{12}\Delta\dot{I}_{q}. \end{aligned}$$

При этом:

$$p = j\omega_{\kappa}; \quad \Delta \dot{U}_{c} = var \left(\varphi_{\Delta U_{c}} = 0 \right); \quad \Delta \dot{\delta}_{c} = \operatorname{arctg} \left(\frac{\Delta U_{c}}{U_{c0}} \right) e^{-j\frac{\pi}{2}}.$$

Полученная система линейных алгебраических уравнений впоследствии будет решаться методом обратной матрицы. Амплитуда (в параметре $\Delta \dot{U}_c$) и частота (в параметре ω_{κ}) колебаний будут задаваться непосредственно перед расчетом.

6. Проведение исследований

Присутствие АРВ-ПД, осуществляющего регулирование по отклонению напряжения, приводит к увеличению колебательности системы на собственной частоте колебаний СГ. При некотором значении коэффициента k_{0u} комплексно-сопряженный корень, который соответствует собственной частоте колебаний СГ, перейдет на мнимую ось, т. е. степень затухания колебаний на этой частоте будет равна 0. В данном случае генератор может считаться источником незатухающих колебаний.

Определим зависимость сдвига фаз между колебаниями реактивной мощности и напряжения от схемно-режимной ситуации при незатухающих колебаниях на собственной частоте. Амплитуда колебаний фазного напряжения сети принимается равной $\Delta \dot{U}_c = 1/\sqrt{3}$ кВ.

Необходимо отметить, что расчет сдвига фаз будет выполняться с использованием метода комплексных амплитуд, уравнения которого составляются с учетом того, что на ШБМ имеется источник вынужденных колебаний. При этом параметры АРВ СГ выбираются таким образом, что на собственной частоте источником незатухающих синхронных колебаний также является генератор. Как это далее будет отмечено, вынужденные колебания во всех расчетах имеют частоту собственных колебаний СГ, поэтому реакция регулятора на внешние колебания рассматриваемой частоты будет существенно больше вынужденной составляющей колебаний, т. е. в системе установятся колебания, преимущественно возбужденные только самим генератором. В связи с этим можно предположить, что все рассчитанные сдвиги фаз будут иметь примерно те же значения, что и в случае отсутствия источника вынужденных колебаний. Стоит заметить, что данное предположение не относится к амплитудам колебаний, а его корректность будет подтверждена с использованием имитационной модели.

На рис. 6 приведены графики зависимостей указанного сдвига фаз от активной мощности, в предположении, что в каждом из режимов на шинах СГ поддерживается напряжение 220 кВ. Следует отметить, что каждый расчетный режим сопровождается своим значением E_{r0} , что обусловлено выбранной структурой модели АРВ.

Графики приведены для трех вариантов параметров ЛЭП: длина линий равна 100, 200 и 300 км. Для всех вариантов для каждого значения активной мощности с заданным шагом:



от активной мощности СГ

- 1) выполнен расчет установившегося режима;
- определено значение k_{0u}, при котором в сети возникают незатухающие колебания (по матрице переменных состояния);
- на ШБМ заданы колебания с собственной частотой, определенной с помощью матрицы переменных состояния, и определен сдвиг фаз между колебаниями реактивной мощности и напряжения статора (с использованием метода комплексных амплитуд).

Из рис. 6 следует, что сдвиг фаз в близких к границе колебательной устойчивости режимах преимущественно отрицателен (напряжение опережает реактивную мощность) и находится вблизи нуля. Это в большей степени характерно для слабо загруженных СГ. Однако при более слабых связях генератора с системой, когда внешнее эквивалентное сопротивление велико, происходит увеличение величины сдвига фаз в режимах, когда СГ сильно загружен активной мощностью (для некоторых случаев вплоть до 180°). Также необходимо отметить, что при различных внешних параметрах в режимах, близких к номинальному, реактивная мощность колеблется с небольшим опережением напряжения.

Далее выполним оценку зависимости сдвига фаз от загрузки СГ по реактивной мощности, для чего будет меняться величина реактивной мощности при нескольких фиксированных значениях активной мощности. Напряжение в данном случае уже не будет поддерживаться неизменным, в отличие от предыдущего случая. Полученные зависимости представлены на рис. 7 и 8, откуда следует, что все сформулированные ранее выводы справедливы и здесь.

Известия НТЦ Единой энергетической системы № 1 (86) • 2022 •

Следует отметить, что в данной работе не учитывались никакие режимные ограничения (например, поддержание тока ниже ДДТН и т.п.), поэтому фактический диапазон изменения сдвига фаз будет ограничен. В режимах, близких к номинальному, с учетом ограничений колебания реактивной мощности будут происходить преимущественно с небольшим опережением колебаний напряжения. При этом выявленную закономерность также необходимо иметь в виду, так как в более сложных многомашинных схемах она может заявить о себе даже в допустимых по всем ограничениям режимах.







(длина линий 300 км)

7. Моделирование в ПВК Matlab/Simulink

Ранее нами было проведено аналитическое исследование для одномашинной схемы с АРВ-ПД. Однако было указано, что все исследования проводятся с рядом допущений и предположений, включая то, что расчеты выполняются с использованием источника вынужденных колебаний, расположенного на ШБМ (по методу комплексных амплитуд).

Для того, чтобы удостовериться в корректности сделанных выводов в реальных условиях работы генератора без дополнительных источников колебаний, была разработана модель рассматриваемой сети в ПВК *Matlab/Simulink*, блок-схема которой представлена на рис. 9.

Напряжение возбуждения формируется АРВ-ПД и СВ. Их модели объединены в одну подсистему «АРВ-ПД и система возбуждения» (рис. 10).

В целях проведения верификации моделей был выполнен расчет АЧХ скольжения генератора. Для этого источник вынужденных колебаний в имитационной модели, как и в аналитической, задавался на ШБМ. Расчет выполнялся для частот в диапазоне от 0 до 3 Гц, коэффициент k_{0u} был принят равным 10. Полученные таким образом АЧХ приведены на рис. 11.

Как следует из рис. 11, точки, полученные с использованием имитационной модели, практически точно легли на аналитически кривую, что говорит об идентичности моделей.

Наибольший интерес представляет проверка зависимости величины сдвига фаз от активной мощности при условиях работы, приближенных к действительным. Для этого для нескольких режимов рассматривается режим проходящего трехфазного короткого замыкания на нагрузке. В каждом расчетном случае система приводится к границе колебательной устойчивости путем увеличения k_{0u} .



60

Известия НТЦ Единой энергетической системы № 1 (86) • 2022 •

Для всех длин линий был выполнен расчет для трех значений активной мощности: 10, 200 и 250 МВт. Результаты выполненных расчетов приведены в табл. 1.

Как следует из полученных результатов, несмотря на некоторые расхождения, подход, использованный в аналитической модели, позволяет корректно воспроизводить закономерности изменения исследуемых параметров режима генератора.



Рис. 11. Сравнение АЧХ скольжения

Таблица 1

Сравнение сдвигов фаз между колебаниями реактивной мощности и напряжения генератора, полученных в аналитической модели и с использованием ПВК *Matlab/Simulink*

Длина	Сдвиг фаз между колебаниями реактивной мощности и напряжения генератора, эл. град														
линий, км	при <i>P</i> = 1	0 МВт	при P = 2	00 МВт	при <i>P</i> = 250 MBт										
КМ	Аналитика	Simulink	Аналитика	Simulink	Аналитика	Simulink									
100	-4,1	0	-16,3	-7,2	-17,4	-8,1									
200	-4,5	-4	2,2	0	59,3	44,5									
300	-4,3	-3,9	68,1	80,6	163,2	171,2									

Выводы

Проведенное исследование режимных параметров СГ и зависимостей показало, что:

 сдвиг фаз между колебаниями реактивной мощности и напряжения СГ в близких к границе колебательной устойчивости режимах преимущественно отрицателен и находится вблизи нуля. Это соотношение в большей степени характерно для генераторов, жестко связанных с системой и слабо загруженных по активной мощности;

2) в случаях, когда генератор работает на слабую сеть, наблюдается увеличение величины сдвига фаз вплоть до близких к 180 градусам значений, в особенности, при сильной загрузке по активной мощности;

3) в режимах, близких к номинальному, при различных параметрах внешней сети колебания реактивной мощности преимущественно опережают колебания напряжения с небольшим сдвигом фаз.

Ценность исследования заключается в том, что:

 аналитическими методами для большого числа схемно-режимных ситуаций были выявлены определенные закономерности изменения параметров режима (в данном случае сдвига фаз между колебаниями реактивной мощности и напряжения), позволяющие определять СГ, неправильная настройка АРВ которого приводит к возникновению незатухающих колебаний. Полученные результаты могут быть использованы в дальнейшем для оптимизации алгоритмов СМСР; 2) разработана аналитическая модель, позволяющая корректно воспроизводить характер зависимостей режимных параметров СГ от схемно-режимной ситуации в условиях незатухающих синхронных колебаний. Этот инструмент может использоваться в дальнейшем для выявления других характерных зависимостей. Кроме того, возможно использование АРВ-СД вместо АРВ-ПД. Это расширит область исследований, так как помимо пропорционального канала по напряжению станет возможным учесть и остальные каналы регулирования, что, в свою очередь, позволит оценить отклик генератора с хорошо настроенными коэффициентами АРВ на внешние колебания.

Список литературы

- Система мониторинга функционирования автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов ЕЭС России / А. С. Герасимов, А. Х. Есипович, И. Б. Романов, Е. Б. Шескин, Й. Штефка, А. В. Жуков, А. Т. Демчук, А. П. Негреев // Материалы XI Международной научно-техн. конф. «Интеллектуальная электроэнергетика, автоматика и высоковольтное коммутационное оборудование». – 2011.
- Реализация пилотного проекта системы мониторинга функционирования систем возбуждения и АРВ на генераторах энергоблока № 1 филиала ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация» «Северо-Западная ТЭЦ» / А. С. Герасимов, А. Х. Есипович, Й. Штефка, Е. Б. Шескин, А. П. Негреев // Материалы III Международной научно-техн. конф. «Энергетика глазами молодежи». – Екатеринбург, 2012.
- Результаты эксплуатации пилотной системы мониторинга системных регуляторов / А. С. Герасимов, А. Х. Есипович, Д. А. Кабанов, Е. Б. Шескин, Й. Штефка // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2014. – № 1 (70). – С. 33–42.
- Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах: учеб. пособие / А. Н. Беляев; [Г. А. Першиков, Е. Н. Попков, С. В. Смоловик, В. С. Чудный]. – Санкт-Петербург: Изд-во Политехн. ун-та, 2017. – 156 с.
- Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: учеб. пособие / А.Н. Беляев; [Г. А. Першиков, Е. Н. Попков, С. В. Смоловик, В. С. Чудный]. – Санкт-Петербург: Изд-во Политехн. ун-та, 2012. – 149 с.
- Переходные процессы в электроэнергетических системах: учебное пособие / А. Н. Беляев; [Г. А. Першиков, Е. Н. Попков, С. В. Смоловик, В. С. Чудный]. – Санкт-Петербург, 2019. – 100 с.

Михайлов Денис Олегович, инженер отдела систем управления и моделирования электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»), студент 2-го курса магистратуры Высшей школы электроэнергетических систем Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: d.o.mikh@yandex.ru

Шескин Евгений Борисович, канд. техн. наук, доцент, заместитель заведующего отделом систем управления и моделирования электроэнергетических систем – заведующий лабораторией исследований электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: sheskin_e@ntcees.ru

62

УДК 621.314 Д. А. Герасимов, А. С. Зеленин Разработка пользовательской модели синхронного генератора в формате программно-аппаратного комплекса RTDS

Работа посвящена разработке пользовательских моделей электротехнических устройств в среде программно-аппаратного комплекса моделирования энергосистем в режиме реального времени *RTDS*. Описывается разработка пользовательской математической модели синхронного генератора, произведена верификация разработанной математической модели и ее исходного кода с использованием (закрытой) библиотечной модели комплекса *RTDS*. Полученный исходный код модели синхронного генератора в формате комплекса *RTDS* может служить для создания моделей аналогичных по структуре устройств, например, асинхронизированных генераторов.

Ключевые слова: RTDS, синхронный генератор, математическое моделирование энергосистем, реальное время, верификация модели.

Введение

Целью данной работы является создание пользовательской модели синхронной машины в формате ПАК *RTDS*. Созданная пользовательская математическая модель должна быть проверена в ПАК *RTDS* – специализированном программном комплексе, предназначенном для моделирования энергосистем в режиме реального времени.

Задача создания пользовательских моделей в формате ПАК *RTDS* сложных электротехнических устройств, таких как синхронный генератор, является актуальной по следующим основным причинам:

- наличие пользовательской модели синхронного генератора позволяет более гибко настраивать такую модель под конкретные цели исследования и пренебречь некоторыми процессами для снижения нагрузки на аппаратную часть комплекса *RTDS*, что в свою очередь позволит увеличить размерность воспроизводимой схемы, или наоборот, усложнить модель для проведения специализированных исследований;
- наличие доступа к алгоритмам модели позволяет создавать модели схожих устройств на основе разработанного алгоритма.

Так для решения задачи исследования автоматических регуляторов возбуждения (APB) асинхронизированных турбогенераторов (ACTГ) в ПАК *RTDS* требуется математическая модель АСТГ в формате ПАК *RTDS*. Такая модель отсутствует в стандартной библиотеке моделей как большинства специализированных расчетных программ и комплексов, так и в *RTDS*, что препятствует проведению подобных исследований. Поэтому в настоящей работе описывается разработка пользовательской математической модели синхронной машины в формате ПАК *RTDS*. На основе разработанной модели будет возможным создать и модель асинхронизированной машины.

Большинство публикаций, посвященных теме разработки моделей сложных электротехнических устройств в формате ПАК *RTDS*, являются публикациями

представителей разработчиков *RTDS Technologies*. При этом подробно освещаются результаты тестовых исследований с разработанными моделями, а разработке моделей не уделяется достаточного внимания, не указываются особенности создания моделей в формате ПАК *RTDS*.

1. Уравнения, использованные при разработке пользовательской математической модели синхронного генератора

Общие положения теории синхронных машин

Для расчета электрических параметров машины, используемых для записи дифференциальных уравнений, необходимо определить сопротивления рассеяния всех отдельных контуров ротора и сопротивления взаимоиндукции между эквивалентными статорными и роторными контурами машины. Для проведения данного расчета была использована методика, основанная на получении частотных характеристик индуктивных сопротивлений по продольной и поперечной оси машины.

За основу модели была взята система дифференциальных уравнений, описывающих работу синхронной машины. Использование фазных координат является нежелательным, так как приводит к появлению в уравнениях изменяющихся во времени коэффициентов, используется система координат dq0 [1] и преобразование Парка:

$$\begin{pmatrix} y_d \\ y_q \\ y_0 \end{pmatrix} = \frac{2}{3} \begin{pmatrix} \cos\gamma & \cos\left(\gamma - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\gamma + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin\gamma & \sin\left(\gamma - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\gamma + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} y_a \\ y_b \\ y_c \end{pmatrix}.$$
 (1)

Обратное преобразование координат выполняется следующим образом:

$$\begin{pmatrix} y_a \\ y_b \\ y_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos\gamma & \sin\gamma & 1 \\ \cos\left(\gamma - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\gamma - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\gamma + \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\gamma + \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} y_d \\ y_q \\ y_0 \end{pmatrix}.$$
 (2)

Угол у определяет положение продольной оси ротора относительно оси фазы *А* и связан с угловой частотой вращения ротора дифференциальным уравнением:

$$\frac{d\gamma}{dt} = \omega. \tag{3}$$

Систему уравнений Парка традиционно разделяют на уравнения для напряжений статора (4–6) и ротора (7–9). Вид используемых уравнений во многом зависит от принятой системы относительных единиц. В работе была использована система единиц взаимного типа [1]. В качестве базисного тока каждого роторного контура используется ток, индуцирующий в каждой фазе статора напряжение в относительных единицах, равное индуктивности L_{ad} в относительных единицах в режиме холостого хода машины [4]. Использованная система относительных единиц приведена в Приложении. Таким образом, все последующие выражения записаны с учетом приведения к относительным единицам [1, 4].

$$\frac{1}{\omega_c} \cdot \frac{d\psi_d}{dt} + \omega \cdot \psi_q + r_a \cdot i_d = -u_d; \tag{4}$$

$$\frac{1}{\omega_c} \cdot \frac{d\psi_q}{dt} - \omega \cdot \psi_d + r_a \cdot i_q = -u_q; \tag{5}$$

$$\frac{1}{\omega_c} \cdot \frac{d\psi_0}{dt} + r_a \cdot i_0 = -u_0; \tag{6}$$

$$\frac{1}{\omega_c} \cdot \frac{d\psi_f}{dt} + r_f \cdot i_f = u_f; \tag{7}$$

$$\frac{1}{\omega_c} \cdot \frac{d\psi_{rd}}{dt} + r_{rd} \cdot i_{rd} = 0; \tag{8}$$

$$\frac{1}{\omega_c} \cdot \frac{d\psi_{rq}}{dt} + r_{rq} \cdot i_{rq} = 0; \tag{9}$$

Уравнения напряжений дополняют уравнениями связи потокосцеплений с токами для статорных (10–12) и роторных (13–15) контуров [1].

$$\Psi_d = L_d \cdot i_d + L_{ad} \cdot i_f + L_{ad} \cdot i_{rd}; \tag{10}$$

$$\psi_q = L_q \cdot i_q + L_{aq} \cdot i_{rq}; \tag{11}$$

$$\psi_0 = L_0 \cdot i_0; \tag{12}$$

$$\psi_f = L_f \cdot i_f + L_{ad} \cdot i_d + L_{ad} \cdot i_{rd}; \tag{13}$$

$$\psi_{rd} = L_{rd} \cdot i_{rd} + L_{ad} \cdot i_d + L_{ad} \cdot i_f; \tag{14}$$

$$\psi_{rq} = L_{rq} \cdot i_{rq} + L_{aq} \cdot i_q. \tag{15}$$

Подставляя выражения для потокосцеплений (10–15) в соответствующие уравнения напряжений (4–9) и переходя к матричной форме записи получаем систему уравнения синхронной машины относительно токов и производных токов статорных и роторных контуров:

$$\mathbf{L} \cdot \frac{d}{dt} \mathbf{I} + \widetilde{\mathbf{R}} \cdot \mathbf{I} = \mathbf{U}.$$
 (16)

При этом матрица $\tilde{\mathbf{R}}$ в выражении (16) является матрицей следующего вида:

$$\widetilde{\mathbf{R}} = \begin{pmatrix} r_a & \omega \cdot L_q & 0 & 0 & 0 & \omega \cdot L_{aq} \\ -\omega \cdot L_d & r_a & 0 & -\omega \cdot L_{ad} & -\omega \cdot L_{ad} & 0 \\ 0 & 0 & r_a & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & r_f & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & r_{rd} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & r_{rq} \end{pmatrix}.$$
(17)

Известия НТЦ Единой энергетической системы № 1 (86) • 2022 •

Из выражения (17) видно, что матрица $\tilde{\mathbf{R}}$ учитывает не только падение напряжения на активном сопротивлении соответствующего контура, но и ЭДС вращения, зависящую от мгновенного значения скорости вращения ротора машины.

В форме записи (16) система уравнений синхронной машины имеет такой же вид, как и системы, описывающие поведение статических элементов, например, линий электропередач [2].

Для полного описания процессов, происходящих в неустановившемся режиме работы синхронной машины, систему уравнений (16) необходимо дополнить дифференциальными уравнениями, описывающими движение ротора. Уравнение движения ротора, традиционно записываемое в отечественной литературе в форме (20), определяет величину скольжения ротора *s*:

$$\frac{ds}{dt} = \frac{1}{T_J} \cdot (M_t - M_e); \tag{18}$$

$$s = \omega - 1; \tag{19}$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_c \cdot s. \tag{20}$$

Другие механические параметры машины, такие как скорость вращения ротора, выраженная в относительных единицах, и величина внутреннего угла машины, могут быть определены на основе выражений (19) и (20) соответственно.

Для решения уравнения движения необходимо в каждый момент времени вычислять электромагнитный момент согласно выражению (21).

$$M_e = \psi_d \cdot i_q - \psi_q \cdot i_d. \tag{21}$$

Математическое описание модели синхронного генератора в форме разностных уравнений

Для решения полученной системы дифференциальных уравнений необходимо воспользоваться одним из численных методов решения. В ПАК *RTDS* при решении дифференциальных уравнений авторами предлагается использовать численное интегрирование по методу трапеций [3], поэтому полученные ранее выражения необходимо привести к форме этого метода. Общее выражение для правила трапеций с постоянным шагом h записывается следующим образом:

$$\int_{t}^{t+h} f(t)dt \approx \frac{h}{2} \cdot [f(t) + f(t+h)].$$
(22)

Применяя правило (22) для системы (16) и группируя подобные слагаемые, получим расчетное выражение, связывающее токи в конце текущего шага интегрирования с токами в начале расчетного шага. Согласно принципу метода трапеций для расчета необходимы величины напряжений как в начале, так и в конце текущего шага. Для разделения переменных в конце и в начале шага интегрирования используется подстрочный индекс *i*, соответствующий номеру текущего шага:

$$\mathbf{I}_{i} = \left(\frac{1}{\omega_{c}} \cdot \mathbf{L} + \frac{h}{2} \cdot \widetilde{\mathbf{R}}\right)^{-1} \cdot \left[\frac{h}{2} \cdot (\mathbf{U}_{i} + \mathbf{U}_{i-1}) + \left(\frac{1}{\omega_{c}} \cdot \mathbf{L} - \frac{h}{2} \cdot \widetilde{\mathbf{R}}\right) \cdot \mathbf{I}_{i-1}\right].$$
 (23)

Рассчитанные на основе выражения (23) токи эквивалентных контуров ротора и статора могут быть затем преобразованы в фазные токи с использованием матрицы преобразования Парка (2).

Уравнения движения генератора таким же образом преобразуются к разностной форме согласно методу трапеций.

3. Описание принципа взаимодействия пользовательской модели с расчетным алгоритмом в *RTDS*

Основной принцип работы расчетного алгоритма модели, описание ее взаимодействия с расчетным алгоритмом *RTDS* показан на рис. 1.



Рис. 1. Принципиальная блок-схема стыковки пользовательской математической модели синхронного генератора с алгоритмом расчета в *RTDS*

В начале каждого шага из расчетного алгоритма *RTDS* в модель поступают мгновенные значения напряжений фаз *A*, *B* и *C*. Преобразованные напряжения статора участвуют в решении системы уравнений (16). Поскольку для этого расчета необходимы значения токов и напряжений не только на текущем, но и на предыдущем шаге (*h*), в блок-схему введено звено идеального запаздывания ($e^{-p \cdot h}$). После выполнения численного интегрирования токи в системе координат *dq*0 преобразуются в фазные. Фазные токи передаются в качестве узловых токов схемы энергосистемы в расчетный алгоритм, решающий уравнения сети по методу узловых напряжений и определяющий напряжения для следующего шага. Таким образом, модель элемента энергосистемы (в данном случае генератора) представляется управляемым источником тока по отношению к внешней схеме.

Помимо токов статорных и роторных эквивалентных контуров выходными сигналами модели синхронной машины являются угол гамма, скорость вращения ротора и др.

4. Разработка пользовательской математической модели синхронного генератора в ПАК *RTDS*

Прототип математической модели синхронного генератора первоначально был создан в системе компьютерной алгебры *Mathcad*.

Выбор данного программного обеспечения (ПО) в качестве инструмента отладки был обусловлен простотой синтаксиса при программировании и наглядностью записываемых выражений. Процесс отладки в ПО *Mathcad* заключался в поиске и устранении ошибок, отработке алгоритмов инициализации модели, обращения матрицы коэффициентов, приведения параметров машины к относительным единицам и т. д. Отладка считалась оконченной, когда удалось наблюдать установившийся режим работы машины.

Следующим шагом в создании модели был перенос описанных выше выражений в среду создания пользовательских моделей *CBuilder*, являющуюся частью ПАК *RTDS*. Поскольку в основе исполняемого кода лежит язык программирования *C++*, расчетные выражения были приведены к формату этого языка программирования. Внешний вид рабочего поля с разработанным графическим представлением модели в *CBuilder* приведен на рис. 2.

Как видно из рис. 2, в *CBuilder* у пользователя имеется возможность создавать графическое представление своей модели и пользовательский интерфейс задания параметров модели и выбора опций.

После реализации исходно созданной системы было выявлено, что представление модели элемента с точки зрения уравнений сети как источника токов может приводить к численной неустойчивости процесса решения этих уравнений и выходу процесса симуляции из режима реального времени. Для устранения этой проблемы у большинства библиотечных моделей программно-аппаратного комплекса *RTDS* (в том числе у модели синхронного генератора), как следует из ряда описаний, на входе установлена дополнительная резистивная проводимость малой величины. В разработанной пользовательской модели был предпринят аналогичный подход.

Заключительный этап создания модели состоял в ее верификации в тестовой схеме, представленной на рис. 3. Реализованы две несвязанные схемы «машина – линия – шины бесконечной мощности», содержащие модель синхронного генератора из библиотеки *RTDS*, принятую за эталонную, и пользовательскую разработанную модель.

5. Тестирование разработанной пользовательской модели синхронного генератора

Процесс верификации основывался на сравнении откликов пользовательской и библиотечной моделей на различные возмущения в схеме: скачкообразное изменение мощности турбины, трехфазное короткое замыкание на статоре машины (рис. 4).

Полученные при воспроизведении возмущающих воздействий в схеме с пользовательской моделью осциллограммы сравнивались с аналогичными осциллограммами, полученными в схеме с библиотечной моделью.

28		•	æ			æ	æ					12					æ	æ	æ			łe	æ			æ	æ									
	_	لی حا ا	<u>م</u> م	<u>م</u> ا ا	لیا جا ا	<u>م</u> ا ا	<u>م</u>	چ ج	۵ جا ۱	<u>م</u> ا ا	چا ا	4 •	4 •	•	•	یں جا ا	یا جا	۹ ۹	۵ ح ا		<u>م</u> ا ا	<u>م</u> ا ا	ي م ا	9 5 1	۵ ح ا	۵ حما ۱	۵ م	<u>م</u> ا ا	<u>م</u> ا ا	<u>م</u> ا ا	•	چ ج	4 	1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	- - - -	
	Type Component Definition File	REAL 🔰 🔶 Parameter. Vbsll	REAL 😽 Parameter. Ifnorm	REAL 😽 Parameter. Vmagn	REAL 🔰 🕈 Parameter. Vangi	REAL 🔰 🕈 Parameter: P0	REAL 🔰 🕈 Parameter: Q0	INT 🔰 Parameter. iszro	INT 🔰 🎔 Parameter. izro	REAL 🔰 🕈 Parameter: Pt	REAL 🔰 Parameter. Qt	INT 🔶 Parameter: LFIdent	INT 🔶 Parameter. Num	INT V Parameter: print_mbx	REAL 🔰 Parameter. H	INT 🔰 Parameter: mon1	INT 🔰 Parameter: mon2	INT 🔰 Parameter: mon4	INT 💌 Parameter. mon5	INT 🔰 Parameter: mon6	INT 🔰 Parameter: mon_7	INT 😽 Parameter. mon_8	INT V Parameter: mon_10	INT 💌 Parameter. mon_11	INT 🔻 Parameter: mon_12	INT 🔶 Parameter. mon13	INT 🔰 Parameter: mon_15	INT 🔰 Parameter: mon_16	INT 😽 Parameter. mon17	INT 🔰 🍯 Parameter: inter_mon	CHAR V Parameter. nam1	CHAR V Parameter. nam2	CHAR 🔶 Parameter. nam4	CHAR V Parameter. nam5	CHAR 🔻 Parameter. nam6	
\$9 • •	.h/.c File Var	VbsII	Iffnorm	Vmagn	Vangl	PO	00	iszro	izro	Ft	ot	LFIdent	Num	print_mtx	н	mon1	mon2	mon4	mon5	mon6	mon_7	mon_8	mon_10	mon_11	mon_12	mon13	mon_15	mon_16	mon17	inter_mon	nam1[11]	nam2[11]	nam4[11]	nam5[11]	nam6[11]	
		0 1 32 10 64 11 86 11 128 Jun 1				· ·	•		· ·			•		\$Name	Free) c_1											• •		
±32 ▼ Outline▼		- 96				•)-)-	eoH		Ne Port	HêL		Лра				W TM			V MT		•			•			• = •		




Известия НТЦ Единой энергетической системы № 1 (86) • 2022 •

Помимо качественного анализа результатов была произведена количественная оценка точности моделирования. На рис. 5, *a* сравниваются действующие значения токов моделей в опыте неметаллического трехфазного КЗ. Приведенная на рис. 5, *б* погрешность *E* рассчитана по формуле (24).

Полученные результаты (в частности, малая величина погрешности) свидетельствуют о корректном понимании принципов и методов моделирования, использованных в ПАК *RTDS* в части стыковки его вычислительных алгоритмов и разрабатываемых пользовательских моделей.



Рис. 4. Фазные токи, полученные при моделировании неметаллического трехфазного КЗ на шинах пользовательской модели синхронного генератора



Рис. 5. Действующие значения токов при коротких замыканиях (*a*), интегральная погрешность (б)

$$E = \sqrt{\frac{1}{T} \int_{t-T/2}^{t+T/2} error^2(t) \cdot 100 \%},$$
(24)

$$error = \frac{|I_{test} - I_{ver}|}{I_{ver}} \cdot 100 \%, \tag{25}$$

где T – период оценки погрешности (в примере – 0,5 с);

*I*test – действующее значение фазного тока пользовательской модели;

Iver – действующее значение фазного тока библиотечной модели.

Получение достоверной пользовательской модели синхронного генератора открывает ряд возможностей для моделирования более сложных устройств, которые могут быть созданы на основе полученной модели. При этом наличие исходного кода (при его дальнейшем совершенствовании) позволяет не только моделировать дополнительные явления, характеризующие работу синхронных генераторов (например, насыщение), но и контролировать переменные, вывод на осциллограммы которых не предусмотрен в стандартных библиотечных моделях (например, токов в демпферных контурах, величины потокосцепления и т. д.).

t, c

Основной задачей будущей работы является добавление в систему уравнений синхронного генератора дополнительных уравнений и слагаемых, что позволит создать на ее основе модель асинхронизированного синхронного генератора.

Модель асинхронизированного синхронного генератора отсутствует в стандартной библиотеке блоков *RTDS*, что не позволяет в полной мере исследовать электромагнитные процессы при наличии такой машины в схеме. Наличие такой модели позволит проводить исследования работы асинхронизированного генератора в качестве аналога устройств *FACTS*, его использование в составе ветрогенераторной установки, а также провести моделирование работы асинхронизированного электромеханического преобразователя частоты (АСЭМПЧ), который является электромеханическим аналогом вставки постоянного тока.

Выводы

В данной работе приведено математическое описание синхронного генератора и его разработанной модели в формате программно-аппаратного комплекса *RTDS*. В работе перечислены особенности взаимодействия пользовательских моделей с основным расчетным алгоритмом *RTDS*.

Выявлено, что представление модели электротехнического элемента с точки зрения уравнений сети как источника токов в ПАК *RTDS* может приводить к численной неустойчивости процесса решения этих уравнений и выходу процесса моделирования из режима реального времени. Для устранения этой проблемы в ПАК *RTDS* большинство библиотечных моделей имеют небольшую по величине резистивную проводимость на землю на выводах моделей.

Полученная пользовательская математическая модель синхронного генератора может выступать в качестве основы для дальнейших исследований, например, для усложнения полученной модели. Разработанная модель будет использоваться при разработке модели асинхронизированного синхронного генератора.

Приложение.

TT

Использованная система относительных единиц

$$U_{\rm 6\,c} = \sqrt{2/3} \cdot U_{\rm HOM}$$
 — базисное напряжение статора, [B];

$$I_{\rm 6\,c} = \sqrt{2} \cdot I_{\rm HOM}$$
 — базисный ток статора, [A];

 $f_{\rm f}$ — базисная частота, [Гц].

$$\omega_6 = 2 \cdot \pi \cdot f_6$$
 — базисная скорость вращения, [эл. рад/с];

$$Z_{6c} = \frac{U_{6c}}{I_{6c}} -$$
базисное сопротивление статора, [Ом];

$$L_{6 c} = \frac{Z_{6 c}}{\omega_c}$$
 — базисная индуктивность статора, [Гн];

$$S_6 = \frac{3}{2} \cdot U_{6 c} \cdot I_{6 c}$$
 — базисная трехфазная полная мощность, [B · A];

$$M_6 = \frac{S_6}{\omega_6}$$
 — базисный момент, [H · м].

В качестве базисного тока каждого роторного контура используется ток, индуцирующий в каждой фазе статора напряжение в относительных единицах, равное индуктивности L_{ad} в относительных единицах в режиме холостого хода машины [4].

Базисная величина для времени будет соответствовать времени, необходимому для поворота ротора машины на один электрический радиан при синхронной скорости вращения [1]:

$$t_6 = \frac{1}{\omega_6} = \frac{1}{2\pi f_6}$$
 – синхронное время, [c].

Список литературы

- Kundur P. S. Power system stability and control / P. S. Kundur. New York, McGraw-Hill, 1983. – 96 p.
- Vepryk Yu. N. Base mathematical model of electromagnetic transient processes in electric systems with unsymmetry / Yu. N. Vepryk // Skhidno-Yevropeiskyi zhurnal peredovykh tekhnolohii; Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. – 2010. – Vol. 2, no. 7 (44). – pp. 37–42.
- Weideman J. A. C. Numerical integration of periodic functions: a few examples / J. A. C. Weideman // The American Mathematical Monthly. – 2002. – Vol. 109 (1). – p. 21–36.
- Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах / А. Н. Беляев, Г. А. Першиков, Е. Н. Попков, С. В. Смоловик, В. С. Чудный. – Санкт-Петербург: Изд-во СПбПУ, 2012. – 149 с.

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

E-mail: zelenin@ntcees.ru

Герасимов Дмитрий Александрович, инженер отдела систем управления и моделирования электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»), студент 2-го курса магистратуры Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: gerasimov_d@ntcees.ru

УДК 621.311 П. В. Легкоконец О формировании лагранжиана и уравнений Лагранжа для произвольной линейной электрической цепи

Для произвольной линейной электрической цепи получена функция Лагранжа (лагранжиан), позволяющая вывести всю совокупность уравнений электрической цепи (уравнения как второго, так и первого законов Кирхгофа), и сформированы соответствующие уравнения Лагранжа. Целесообразность использования уравнений Лагранжа для электрических цепей определяется универсальностью лагранжева формализма, обеспечивающего единый подход к выводу уравнений физических систем различной природы и подчеркивающего общность законов указанных систем.

Ключевые слова: лагранжиан, уравнения Лагранжа, линейная электрическая цепь, законы Кирхгофа.

Лагранжев формализм является одним из наиболее универсальных подходов к формированию уравнений физических систем. Он основывается на выводе уравнений физической системы из принципа наименьшего действия, в соответствии с которым движение (эволюция) системы соответствует экстремуму некоторого функционала. Указанный функционал называется действием, его подынтегральная функция – функцией Лагранжа (или лагранжианом), а уравнения, соответствующие экстремуму этого функционала – уравнениями Лагранжа (или уравнениями Лагранжа-Эйлера) [1, 2]. Лагранжев формализм широко используется в классической и квантовой механике и теории поля. Для вывода уравнений электрических контуров лагранжев формализм применялся в работах по физике и электромеханике [3–6]. В силу специфики указанных работ вопросы формирования уравнений Лагранжа для произвольных сложных электрических цепей в них не рассматривались. Кроме того, предлагаемые в указанных работах функции Лагранжа не были универсальными – из них нельзя было вывести всю совокупность уравнений электрической цепи (уравнения как второго, так и первого законов Кирхгофа).

В связи с вышеизложенным в настоящей статье поставлены задачи сформировать для произвольной линейной электрической цепи:

- универсальную функцию Лагранжа, обеспечивающую вывод всей совокупности уравнений электрической цепи;
- уравнения Лагранжа с использованием указанной функции.

Простейший линейный электрический контур, состоящий из последовательно соединенных индуктивности, емкости, активного сопротивления и ЭДС, описывается одним уравнением Лагранжа, которое имеет вид [4–6]:

$$d(\partial \mathcal{L}/\partial \dot{q})/dt - \partial \mathcal{L}/\partial q = E - \partial F/\partial q,$$

где $q = \int i dt$ – интеграл по времени от тока контура (т. е. заряд емкости);

 $\mathcal{L} = L\dot{q}^2/2 - q^2/(2C)$ – функция Лагранжа для указанного контура, равная разности между энергиями, запасенными в индуктивности и емкости;

 $F = R\dot{q}^2/2$ – диссипативная функция рассматриваемого контура, соответствующая половине мощности потерь в сопротивлении.

Указанное уравнение эквивалентно уравнению второго закона Кирхгофа для рассматриваемого контура.

Рассмотрим произвольную линейную электрическую цепь, содержащую как источники ЭДС, так и источники тока.

Сформируем для нее следующие функции:

$$\mathcal{L}_{\text{цепи}} = \sum_{k} (\dot{\theta}_{m} q_{mn} - \dot{\theta}_{n} q_{mn} + (L_{mn} \dot{q}_{mn}^{2}/2) - q_{mn}^{2}/(2C_{mn})) \tag{1}$$

И

$$F_{\text{цепи}} = \sum_{k} (R_{mn} \dot{q}_{mn}^2 / 2), \qquad (2)$$

где суммирование выполняется по всем ветвям цепи,

m и n – номера узлов по концам ветви k;

 θ_m и θ_n – интегралы по времени от потенциалов узлов *m* и *n* ($\theta_m = \int \varphi_m dt$, $\theta_n = \int \varphi_n dt$, где φ_m и φ_n – потенциалы узлов *m* и *n*);

 q_{mn} – интеграл по времени от тока в ветви k ($q_{mn} = \int i_{mn} dt$, где i_{mn} – ток в ветви k. Если в ветви k есть емкость, указанный интеграл будет соответствовать заряду этой емкости);

 L_{mn} , C_{mn} и R_{mn} – индуктивность, емкость и активное сопротивление ветви k.

Функция *F*_{цепи} имеет следующий физический смысл – она соответствует половине суммарной мощности тепловых потерь в цепи. Указанная функция полностью аналогична диссипативной функции Рэлея, используемой для формирования уравнений Лагранжа для механических систем.

Определим для указанных функций величины:

$$d(\partial \mathcal{L}_{\text{цепи}}/\partial \dot{q}_{mn})/dt - \partial \mathcal{L}_{\text{цепи}}/\partial q_{mn} \lor \partial F_{\text{цепи}}/\partial \dot{q}_{mn}.$$
$$d(\partial \mathcal{L}_{\text{цепи}}/\partial \dot{q}_{mn})/dt - \partial \mathcal{L}_{\text{цепи}}/\partial q_{mn} =$$
$$= L_{mn}\ddot{q}_{mn} + (q_{mn}/C_{mn}) - \dot{\theta}_m + \dot{\theta}_n = L_{mn}di_{mn}/dt + u_{Cmn} - \phi_m + \phi_n, \quad (3)$$
где $u_{Cmn} = q_{mn}/C_{mn}$ – падение напряжения на емкости C_{mn} .

$$\partial F_{\text{цепи}} / \partial \dot{q}_{mn} = R_{mn} \dot{q}_{mn} = R_{mn} i_{mn}. \tag{4}$$

Падение напряжения в ветви *k* связано с падениями напряжения на ее элементах и с величиной ЭДС в указанной ветви следующим соотношением:

$$\varphi_m - \varphi_n = L_{mn} di_{mn} / dt + u_{Cmn} + R_{mn} i_{mn} - E_{mn}, \qquad (5)$$

где E_{mn} – ЭДС в ветви k (знак E_{mn} определяется направлением ЭДС. Если ЭДС направлена от узла m к узлу n, то E_{mn} положительна, в противном случае – отрицательна).

Из выражений (3)–(5) следует, что величины $d(\partial \mathcal{L}_{\text{цепи}}/\partial \dot{q}_{mn})/dt - \partial \mathcal{L}_{\text{цепи}}/\partial q_{mn}$ и $\partial F_{\text{цепи}}/\partial \dot{q}_{mn}$ связаны соотношением:

$$d(\partial \mathcal{L}_{\text{цепи}}/\partial \dot{q}_{mn})/dt - \partial \mathcal{L}_{\text{цепи}}/\partial q_{mn} = E_{mn} - \partial F_{\text{цепи}}/\partial \dot{q}_{mn}.$$
 (6)

Определим теперь величины $d(\partial \mathcal{L}_{\text{цепи}}/\partial \dot{\theta}_m)/dt - \partial \mathcal{L}_{\text{цепи}}/\partial \theta_m$ и $\partial F_{\text{цепи}}/\partial \dot{\theta}_m$.

$$d(\partial \mathcal{L}_{\text{цепи}}/\partial \dot{\theta}_m)/dt - \partial \mathcal{L}_{\text{цепи}}/\partial \theta_m = \sum_l \dot{q}_{ml} = \sum_l \dot{i}_{ml},\tag{7}$$

где суммирование выполняется по всем ветвям, соединенным с узлом *m*.

$$\partial F_{\text{цепи}} / \partial \dot{\theta}_m = 0. \tag{8}$$

Из первого закона Кирхгофа для узла т следует

$$\sum_{l} i_{ml} = J_m, \tag{9}$$

где J_m – сумма источников тока, втекающих в узел *m* (за положительное направление источника тока принято направление в узел).

Из (7) – (9) следует, что величины $d(\partial \mathcal{L}_{\text{цепи}}/\partial \dot{\theta}_m)/dt - \partial \mathcal{L}_{\text{цепи}}/\partial \theta_m$ и $\partial F_{\text{цепи}}/\partial \dot{\theta}_m$ связаны соотношением:

$$d(\partial \mathcal{L}_{\text{цепи}}/\partial \dot{\theta}_m)/dt - \partial \mathcal{L}_{\text{цепи}}/\partial \theta_m = J_m - \partial F_{\text{цепи}}/\partial \dot{\theta}_m.$$
(10)

Совокупность уравнений (6) и (10) для всех q_{mn} , θ_m соответствует уравнениям падения напряжения для всех ее ветвей и уравнениям 1-го закона Кирхгофа для всех ее узлов, т. е. полностью описывает рассматриваемую электрическую цепь.

Таким образом, функция (1) является функцией Лагранжа (лагранжианом) произвольной линейной электрической цепи, а совокупность уравнений вида (6) и (10) – уравнениями Лагранжа указанной цепи.

Проследим аналогию между уравнениями Лагранжа для произвольных линейной электрической цепи и механической системы.

В общем случае, когда на механическую систему действуют внешние неконсервативные силы, в том числе диссипативные (силы трения), пропорциональные скорости движения элементов системы, ее уравнения Лагранжа имеют следующий вид [1]:

$$d(\partial \mathcal{L}/\partial \dot{q}_i)/dt - \partial \mathcal{L}/\partial q_i = Q_i - \partial R/\partial \dot{q}_i, \tag{11}$$

где $\mathcal{L} = T - U - функция Лагранжа указанной механической системы, равная раз$ ности ее кинетической <math>T и потенциальной U энергии;

*q*_{*i*} – обобщенные координаты системы;

Q_i – обобщенные активные (внешние) силы;

 $R = \sum_i (a_i \dot{q}_i^2/2)$ – диссипативная функция системы (функция Рэлея), которая имеет следующий физический смысл – она соответствует половине мощности потерь на трение.

Из сопоставления (6) и (10) с (11) видна полная аналогия между уравнениями, описывающими механические системы и линейные электрические цепи, что является еще одной демонстрацией универсальности лагранжева формализма и принципа наименьшего действия, подчеркивающей общность законов, описывающих различные физические системы.

Выводы

1. Для произвольной линейной электрической цепи получена функция Лагранжа (лагранжиан), позволяющая вывести всю совокупность уравнений электрической цепи (уравнения как второго, так и первого законов Кирхгофа), и сформированы соответствующие уравнения Лагранжа.

2. Целесообразность использования уравнений Лагранжа для электрических цепей определяется универсальностью лагранжева формализма, обеспечивающего единый подход к выводу уравнений физических систем различной природы и подчеркивающего общность законов указанных систем.

Список литературы

- 1. Шмутцер Э. Основные принципы классической механики и классической теории поля (канонический аппарат) / Э. Шмутцер. Москва: Мир, 1976. 155 с.
- 2. Ланцош К. Вариационные принципы механики / К. Ланцош. Москва: Мир, 1965. 408 с.
- 3. Ландау Л. Д., Лифшиц Е. М. Теоретическая физика. Том. 8. Электродинамика сплошных сред / Л. Д. Ландау, Е. М. Лифшиц. Москва: Наука, 1982. 624 с.
- 4. Уайт Д., Вудсон Г. Электромеханическое преобразование энергии / Д. Уайт, Г. Вудсон. Москва: Энергия, 1964. 528 с.
- 5. Бут Д. А. Основы электромеханики / Д. А. Бут. Москва: МАИ, 1996. 468 с.
- Жуловян В. В. Основы электромеханического преобразования энергии / В. В. Жуловян. – Новосибирск: НГТУ, 2008. – 428 с.

Легкоконец Павел Владимирович, канд. техн. наук, главный специалист службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики Системного оператора Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»).

E-mail: legkokonets@so-ups.ru

РАЗВИТИЕ СИСТЕМООБРАЗУЮЩЕЙ СЕТИ И НАДЕЖНОСТЬ ЭНЕРГОСИСТЕМ

УДК 621.311 Б. Х. Шамсиев, Х. А. Шамсиев Анализ перспектив развития ОЭС Центральной Азии с учетом интеграции ВИЭ

Кратко изложена информация о произошедшей в ОЭС Центральной Азии крупной системной аварии 25 января 2022 года с полным погашением энергосистем Узбекистана, Кыргызстана и части энергосистем Южного Казахстана. Рассмотрены мероприятия по недопущению повторения подобных аварий в будущем. На основе анализа перспектив развития ОЭС ЦА с учетом ожидаемой масштабной интеграции ВИЭ в регионе предлагается вместо параллельной работы перейти на совместную работу ОЭС ЦА с ЕЭС Казахстана и ЕЭС России через вставку постоянного тока.

Ключевые слова: авария, ОЭС Центральной Азии, вставка постоянного тока, интеграции ВИЭ, устойчивость, надежность.

В многочисленных презентациях, посвященных перспективам развития ОЭС Центральной Азии (ОЭС ЦА), Координационно-диспетчерский Центр «Энергия» (КДЦ «Энергия») отмечал, что основной проблемой дальнейшего развития ОЭС ЦА является существующая вероятность возникновения в энергообъединении существенных небалансов активной мощности и, соответственно, больших нескомпенсированных набросов мощности на транзит Север – Юг ЕЭС Казахстана и, соответственно, на интерфейс ЕЭС Казахстана – ЕЭС России. Возникающие набросы мощности в свою очередь могут приводить к аварийному отключению транзита Север – Юг ЕЭС Казахстана и возникновению крупных системных аварий.

25 января 2022 года в ОЭС Центральной Азии произошла самая большая системная авария за всю историю ее функционирования.

Комиссия ОЭС ЦА под руководством КДЦ «Энергия» провела расследование с привлечением независимых экспертов, в том числе российских, выявила причины произошедшего и разработала ряд мер по предотвращению подобных аварий в будущем.

В ходе расследования аварии было выявлено, что на Сырдарьинской ТЭС (СДТЭС) имело место длительное горение дуги между неподвижными и подвижными контактами вводного разъединителя линии РВ-Л-502 (разъединитель подвесного типа), которое из-за ионизации воздуха перешло в междуфазное короткое замыкание с отключением в 10:58 ВЛ 500 кВ Л-502 (СДТЭС – ПС Ташкент) от быстродействующих защит (ДФЗ) с обеих сторон с успешным трехфазным автоматическим повторным включением (рис. 1).

При этом на Сырдарьинской ТЭС отключилась II-СШ-500 кВ от излишнего действия основного и дублирующего комплектов дифференциальной защиты 2-й системы шин 500 кВ (ДЗШ-II-СШ). Через 2 минуты в результате повторного двухфазного короткого замыкания Л-502 снова отключилась от ДФЗ с обеих сторон. Короткое замыкание произошло по той же причине. На Сырдарьинской ТЭС отключилась I-СШ-500 кВ от излишнего действия основного и дублирующего комплектов ДЗШ-I-СШ.

2	20-F-2	Ħ	TH-ATC-23	осш-II с. 220 кВ		ATC23					III cek.220 kB		
J-50	H.1.502	СШ 500 кВ		B-502	PII-8-502	РВ-Л-502 РО-502	B-0-1	PO-ATC-14	PB-ATC-14 PJI-ATC-14	B-ATC-14	PW-B-ATC-14	I CILI 500 KB TH-ATC-14	
	H-11-503	=	PUL-ATC-23	B-ATC-23	PJI-ATC-23	PB-II-503	B-0-2	PO-T-5	PB-T-5	B-T-5	Pw-t-S	Q 	-⊘²
Л-503		P-503	РШ-Л-503		РЛ-Л-503	PB-II-521 PO-T-6		PO-T-6	PB-T-6	B-T-6	Pm-T-6		្
		H-II CM	7-1-W4	B-50		PB-1-7	B-0.		T	-8-	4		-01
	□ §	PC-2	U-TH-MCILI	B-T-7	7-T-R9 W.	PO-1-7	B-0-4	PO-T-8	PB-1-8	B-T-8	PC-1 PW-T-8	Q	- ⊘ ï
		₽-510	- <u>~</u> [HI]THO	PB-T-9		PO-JI-510		B-510	, ,	 ۴	-0°₽° -
•	<hr/>	-	>T-Ш9	B-T-9	PЛ-T-{	PO-T3	B-0-6	_	PB-Л-5	B-T-10	PW-Л-51	PW-TH-III CW	1
	<u>тнл</u> 521	10	РШ-Л-521	B-521	РЛ-Л-521	PB-Л-521 PO-Л-521	B-0-7	PO-T-10	PB-T-10		PW-T-10		-0Ē
550							B-0-8	PO-II-550	PB-II-550	B-550	РШ-Л-550 /	. 9 1 HJ	
Ċ		IV CIII	500 KB									500 KB	

Рис. 1. Схема распределительного устройства 500 кВ Сырдарьинской ТЭС

Поочередное погашение обеих систем шин 500 кВ на Сырдарьинской ТЭС привело к разделению узбекской энергосистемы и появлению огромного отрицательного небаланса, в семь раз превышающего величину допустимого наброса (300 МВт) на транзит Север – Юг ЕЭС Казахстана. Отключение последнего действием противоаварийной автоматики создало дополнительный дефицит в объеме порядка 1 500 МВт, что привело к снижению частоты до 47,1 Гц – граничного значения, при котором энергоблоки, имеющие частотно-делительную автоматику (ЧДА), начали отделяться от энергосистемы на свой район с выделенной сбалансированной нагрузкой. Одновременно при этой частоте произошло отключение от технологических защит ПГУ на Туракурганской и Ташкентской ТЭС, работавших с форсированной нагрузкой, что привело к лавине частоты с погашением собственных нужд станций и полному погашению энергосистем Узбекистана, Кыргызстана и частично Южного Казахстана.

Анализ показал, что причиной излишней работы основного и дублирующего комплектов ДЗШ I и II систем шин на Сырдарьинской ТЭС в обоих случаях явилась неправильная трансформация первичного тока от трансформаторов тока (TT) выключателей В-АТС-14 и В-502 во вторичные цепи ДЗШ при внешнем коротком замыкании. Послеаварийная проверка показала, что трансформация тока и в верхнем, и в нижнем каскадах TT соответствует заводским параметрам, т. е. каждый из них работал правильно. Вместе с тем, согласно данным регистраторов на выходе TT получена только часть трансформируемого тока. С высокой долей уверенности можно утверждать, что причина неправильной работы TT кроется в устройстве, которое расположено между этими каскадами, а именно, в разряднике, предохраняющем нижний каскад от перенапряжений, который был частично пробит при перенапряжениях во вторичной обмотке верхнего каскада во время горения дуги и больших токах (факт пробоя разрядника подтвердить трудно в виду отсутствия счетчика срабатываний).

Комиссия разработала ряд мероприятий, направленных на предотвращение повторения подобных аварий в будущем. В частности, чтобы избежать наброса мощности от одновременного погашения систем шин, комиссия по расследованию аварии рекомендовала энергосистемам ОЭС ЦА выполнить на электростанциях УФОСШ (устройство фиксации отключения систем шин) на каждой системе шин, с действием на ДАР (дополнительная автоматическая разгрузка) при одновременном срабатывании обоих УФОСШ с потерей суммарной генерации более 300 МВт. Внедрение этого мероприятия позволит свести небаланс от этого крайне редкого возмущения (отключение обеих систем шин) к небалансу, на который рассчитана противоаварийная автоматика.

Реализация разработанных мероприятий однозначно исключит возникновение аналогичных аварий в будущем, однако, представляется, что их недостаточно для того, чтобы можно было избежать повторения подобных системных аварий при реализации планов по развитию ОЭС Центральной Азии.

КДЦ «Энергия» неоднократно отмечалась проблема небалансов, создаваемых переменчивыми и прерывистыми ВИЭ. Возникновение таких небалансов увеличивает вероятность больших нескомпенсированных набросов мощности на транзит Север – Юг ЕЭС Казахстана на несколько порядков.

Согласно Концепции развития энергетической отрасли [1] в Узбекистане к 2024 г. планируется ввод ВИЭ суммарной мощностью 4 000 МВт (в том числе СЭС – 2400 МВт и ВЭС – 1 600 МВт), а к 2030 г. – довести мощности ВИЭ до 9 000 МВт. Если влияние переменчивости ВИЭ можно более или менее решить за счет поддержания горячих резервов на энергоблоках и с помощью накопителей, то проблема прерывистости, присущая солнечным станциям, для Узбекистана имеет свои особенности. Решить эту проблему за счет мобильных газовых станций, к примеру, ГТУ или газопоршневых, не получается даже в такой богатой газом стране, как Узбекистан. Как указывалось в [2], проблема с замещением исчезающей вечером солнечной мощности обусловлена не недостатком генерирующих мощностей в энергосистеме, а ограничениями в скорости набора мощности на газовых станциях из-за неразвитости газотранспортной системы страны.

Так, существующая газотранспортная система АО «Узтрансгаз» позволяет обеспечивать газом электростанции в режиме, при котором рост газопотребления не должен превышать 250–300 тыс. м³/ч, что эквивалентно 800–1 000 МВт, в то время как с внедрением ВИЭ потребность в подъеме мощностей на станциях, работающих с минимальной загрузкой, вырастет в 2–3 раза.

Следовательно, для решения проблемы со скоростью подъема нагрузки на электростанциях нужно реализовать следующие мероприятия:

 а) коренным образом перестроить работу газотранспортных систем по примеру Европы [3, 4], чтобы они работали по гибкому суточному графику электростанций, а не практически ровным графиком как сегодня – мероприятие, связанное с высокими финансовыми и временными затратами;

б) оборудовать при электростанциях газгольдеры, которые должны аккумулировать газ в провальные часы нагрузок и выдавать его в пиковые часы (суточное регулирование газа на самой станции) – такого опыта в республике пока не имеется;

в) перейти на режим ежедневного сжигания мазута в часы подъема нагрузки в вечерний максимум, когда имеют место ограничения по набору нагрузки из-за нехватки газа. Для этого необходимо будет сохранить в рабочем состоянии часть существующих традиционных энергоблоков, которые могут работать и на газе, и на мазуте – это очень дорогое предложение: мазут в настоящее время сжигается при крайних обстоятельствах в зимнее время и переход на круглогодичное ежедневное сжигание мазута маловероятен;

г) устанавливать накопители энергии при СЭС и/или в энергосистеме – это тоже дорогостоящее мероприятие [5], на которое вынуждены идти страны, которые массово внедряют ВИЭ.

Если отмеченную выше проблему не решить, будет практически ежедневно создаваться ситуация с большими нескомпенсированными набросами мощности на транзит Север – Юг ЕЭС Казахстана и, соответственно, на интерфейс ЕЭС Казахстана – ЕЭС России. Напомним, что сейчас допустимый наброс мощности в сторону России равен 500 МВт, а из России в сторону ОЭС ЦА – всего лишь 300 МВт.

С учетом последнего фактора в энергосистеме Узбекистана были вынуждены ввести автоматику по отключению крупных энергоблоков мощностью свыше 300 МВт. Так, при отключении блока 800 МВт на Талимарджан ТЭС срабатывает противоаварийная автоматика на САОН (специальная автоматика отключения нагрузки) в размере 800 – 300 = 500 МВт (естественно, предусмотрен контроль предшествующего режима (КПР), который определяет нужный объем САОН в зависимости от нагрузки, которую нес аварийно отключающийся блок). Отметим, что узбекская энергосистема является единственной в регионе, где по факту отключения крупных энергоблоков реализована соответствующая автоматика, предотвращающая наброс мощности при отключении генерации.

Можно ли рассчитывать на перетоки взаимопомощи от соседних энергосистем, обладающих значительными гидроресурсами? В настоящее время в энергосистеме Кыргызстана резервов недостаточно, порядка 150–200 МВт, в энергосистеме Таджикистана 700–1 000 МВт. Для увеличения маневренных резервов КДЦ «Энергия» совместно с НИЦ МКВК (Научно-информационный центр Межгосударственной координационной водохозяйственной комиссии Центральной Азии) считает необходимым реанимировать вопрос создания Международного водно-энергетического консорциума [6], чтобы вместе с Кыргызстаном и Таджикистаном совместно строить Камбаратинскую ГЭС-1 и Рогунскую ГЭС, а также, с учетом уменьшения водных ресурсов в регионе, гидроаккумулирующие станции (ГАЭС), которые помогут снизить небалансы от ВИЭ. Однако это очень долговременный процесс и в ближайшие годы увеличение резервов в регионе за счет новых гидростанций не предвидится.

Задачу сохранения устойчивости при набросах мощности можно решить за счет мер, позволяющих увеличить пропускную способность транзита Север – Юг ЕЭС Казахстана. Однако эти меры: строительство еще одной, четвертой по счету цепи длиной 1700 км, либо линию постоянного тока Север – Юг ЕЭС Казахстана (или Запад – Юг), являются крайне дорогостоящими.

Можно рассмотреть идею казахстанского профессора Г. Г. Трофимова по значительному увеличению пропускной способности существующих линий в Казахстане за счет применения УПК (устройств продольной компенсации), которые позволят снизить сопротивление линий и, соответственно, увеличить допустимые перетоки по ним [7]. Такой подход был реализован в СНГ на ВЛ 330 кВ Каховская–Джанкой, которая в настоящее время (после отделения Крыма) отключена. Затраты на УПК оцениваются в 10% от стоимости линии, но, скорее всего, их придется устанавливать для каждой цепи транзита и, возможно, на большинстве участков каждой цепи. Но, смягчив проблему с устойчивостью транзита Север – Юг Казахстана, данный подход не решит проблему в целом, т. е. с набросами мощности на интерфейс ЕЭС Казахстана – ЕЭС России. Кроме того, большое количество УПК может резко повысить вероятность появления высоких гармоник и резонансных явлений в энергосистеме.

Существующие небалансы, которые с внедрением ВИЭ значительно вырастут, обусловлены тем, что системы регулирования в национальных энергосистемах не успевают среагировать на возмущения раньше, чем станции первичного и вторичного регулирования в России. При непринятии действенных мер такие небалансы будут иметь место каждый день, что ставит под сомнение возможность полноценного обеспечения устойчивости параллельной работы энергосистем.

Для решения проблемы с обеспечением устойчивости параллельной работы энергосистем Центральной Азии с ЕЭС Казахстана и ЕЭС России более перспек-

тивной представляется идея применения в ОЭС ЦА вставки постоянного тока на проблемном участке. В аварии 25 января 2022 г. отключение транзита Север – Юг Казахстана привело практически к удвоению небаланса мощности, с перекладыванием питания дефицитных южных областей Казахстана на узбекскую и кыргызскую энергосистемы. Если инъекцию мощности, поставляемую по этому транзиту для южных областей Казахстана, сохранить в аварийной ситуации, то это способствовало бы к получению режима в ОЭС ЦА с меньшим дефицитом и, соответственно, с меньшими издержками для его нормализации. Предлагается отделить ОЭС ЦА и Южные области Казахстана от ЕЭС Казахстана вставкой постоянного тока (ВПТ), устанавливаемую в рассечку Л-514 (Шу–Фрунзе), и переводом шунтирующих ВЛ-220 кВ в тупиковые режимы (рис. 2).

Мощность ВПТ необходимо выбрать достаточной для энергоснабжения Шымкентской и Джамбылской областей от ЕЭС Казахстана, оценочно порядка 1 000 МВт.

Данное предложение предполагает, что ОЭС ЦА будет вынуждена регулировать самостоятельно частоту в энергообъединении. В своей истории ОЭС ЦА уже проходила такой этап, и нужно отметить, что регулирование частоты гораздо более легкая задача, чем регулирование сальдо-перетока на границе с ЕЭС Казахстана и ЕЭС России. Обусловлено это тем, что в настоящее время ЕЭС России регулирует частоту с отклонениями ±0,05 Гц, хотя в соответствии с требованиями ГОСТ допускается отклонение ±0,2 Гц. При действующем централизованном регулировании частоты специально выделенными для этой цели российскими станциями первичного регулирования любые небалансы в смежных энергосистемах ложатся в начальный момент переходного процесса на их трансграничные связи с российской энергосистемой и могут вызвать нарушение устойчивости. В случае совместной работы через вставку постоянного тока при небалансах в ОЭС ЦА проявится частотный эффект нагрузки, который существенно облегчает прохождение переходных процессов в аварийной ситуации. Предотвращение и/или ликвидация аварийной ситуации будет проходить значительно легче, так как, во-первых, вставка постоянного тока позволит сохранить устойчивость связи ОЭС ЦА – ЕЭС Казахстана и, во-вторых, энергоснабжение для южных областей Казахстана сохранится в доаварийном объеме через эту вставку.

Анализ показывает, что если бы такая вставка была в ОЭС ЦА в настоящее время, то в аварии 25 января 2022 года частота снижалась бы после погашения систем шин на Сырдарьинской ТЭС только до 48,5 Гц и не было бы развития аварии с работой ЧДА на станциях и лавиной частоты в энергосистеме.

Применение вставки постоянного тока позволит освободиться от нескольких проблем, которые имеют место в настоящее время:

- при централизованном регулировании частоты все небалансы, как указывалось выше, ложатся на трансграничные связи с ЕЭС России и перегружают их, в то время как при работе через вставку постоянного тока потокораспределение в ОЭС ЦА кардинально меняться не будет;
- упростится структура АРЧМ, которую планируют разработать и внедрить в ОЭС ЦА, так как отпадет задача регулирования отклонений сальдо-перетоков на границе ОЭС ЦА с ЕЭС Казахстана и АРЧМ будет сосредоточена на регулировании частоты и перетоков внутри энергообъединения;



Известия НТЦ Единой энергетической системы № 1 (86) • 2022 •

упростится и получит однозначное решение задача с оказанием услуг по регулированию частоты в ОЭС ЦА, которая в настоящее время не прозрачна из-за отсутствия у участников ОЭС ЦА информации на интерфейсе ЕЭС Казахстана – ЕЭС России.

Но самое важное – данное предложение повышает степень свободы в виде отвязки от необходимости поддержания единой частоты с ЕЭС России и при этом сохраняет надежную связь с ЕЭС Казахстана и, соответственно, ЕЭС России через вставку постоянного тока. Это значительно повысит надежность работы ОЭС ЦА, и снимет, пожалуй, главную проблему в виде слабой связи транзита Север – Юг Казахстана, которая является основным препятствием на пути широкомасштабного внедрения ВИЭ в энергосистеме Узбекистана и в других энергосистемах энергообъединения.

Выводы

1. Анализ аварии 25 января в ОЭС ЦА показывает наличие проблем с балансами мощности в ОЭС ЦА при нарушении устойчивости транзита Север-Юг ЕЭС Казахстана.

2. Масштабное внедрение переменчивых и прерывистых ВИЭ в сочетании с имеющимися и ожидаемыми проблемами в газотранспортной системе Узбекистана многократно увеличивают вероятность нескомпенсированных набросов мощности на транзит Север-Юг ЕЭС Казахстана.

3. Наличие балансовых проблем может стать главным препятствием для интеграции ВИЭ в энергосистему Узбекистана и в другие энергосистемы региона.

4. Проблему небалансов от ВИЭ невозможно решить без коренной перестройки работы газотранспортной системы, для обеспечения ее работы по гибкому суточному графику электростанций.

5. Увеличение пропускной способности транзита Север-Юг ЕЭС Казахстана за счет строительства новых линий или использования УПК представляется проблематичным для решения задачи сохранения устойчивости и не позволяет компенсировать небалансы, исходящие из ОЭС ЦА.

6. Для решения отмеченных проблем предлагается вместо параллельной работы перейти на совместную работу ОЭС ЦА с ЕЭС Казахстана и ЕЭС России через вставку постоянного тока.

Список литературы

- Концепция обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020– 2030 годы / Министерство энергетики РУз // Министерство энергетики Республики Узбекистан: оф. сайт. – 2020. – URL: https://minenergy.uz/ru/lists/view/77
- Влияние ветровых и солнечных электростанций на управляемость и надежность функционирования энергосистем / Т. Х. Насиров, В. А. Непомнящий, Х. А. Шамсиев // Республиканская научно-техническая конференция «Новые технологии – основа развития энергетики Узбекистана». – 2020 г.
- 3. Flexible Gas Markets for Variable Generation // A EURELECTRIC report. 2014.
- 4. Шамсиев Х. А. Проблемы при интеграции ВИЭ в энергосистему Узбекистана и рекомендации по их решению / Х. А. Шамсиев // Практический семинар «Рас-

ширение трансграничного сотрудничества в области энергетики за счет внедрения энергии ветра и солнца в энергосистемы государств-участников СНГ для достижения ЦУР 7». – 2021.

- 5. Аллаев К. Р. Современная энергетика и перспективы ее развития / К. Р. Аллаев // Fan va texnologiya. 2021. Т. 923.
- Шамсиев Х. А. Энергетическая безопасность в Центральной Азии: Современное состояние и будущие направления действий / Х. А. Шамсиев // Региональный семинар на уровне экспертов, ОЭСР. – 2021 г.
- 7. Трофимов Г. Г. Направление развития электроэнергетики Казахстана. Энергетика / Г. Г. Трофимов // Вестник Союза инженеров-энергетиков Республики Казахстан. 2021. №3 (78). С. 25–27.

Шамсиев Бахтиер Хамидиллаевич, магистр, начальник службы электрических режимов Координационно-диспетчерского центра «Энергия», Республика Узбекистан.

E-mail: bshamsiev@udc.uz

Шамсиев Хамидулла Аманович, канд. техн. наук, доцент, директор Координационно-диспетчерского центра «Энергия», Республика Узбекистан.

E-mail: khshamsiev@gmail.com

МЕТОДЫ И СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

УДК 621.311 А. Н. Беляев, Е. А. Першко Повышение устойчивости энергосистем на основе управления по данным мониторинга переходных режимов

Представлен алгоритм для определения оптимальных мест установки блоков *PMU* (от англ., *«phasor measurement unit»*) и последующее обоснование возможности применения дополнительного регулирования напряжения и частоты синхронных генераторов электрических станций по данным системы мониторинга переходных режимов (СМПР) с использованием математических моделей 39-узловой тестовой схемы *IEEE* «Новая Англия» и ОЭС Северо-Запада с основными связями с ОЭС Центра и Беларуси. Усовершенствован алгоритм координации настроек систем регулирования для повышения уровня статической и динамической устойчивости. Проведен анализ влияния дополнительных обратных связей по разнице фаз векторов напряжений в автоматических регуляторах частоты и мощности (АРЧМ) генераторов электрических станций на динамическую устойчивость с помощью совместного расчета переходных процессов и правила площадей.

Ключевые слова: статическая устойчивость, динамическая устойчивость, система мониторинга переходных режимов, синхронный генератор, автоматический регулятор возбуждения, автоматический регулятор частоты и мощности, граф.

Интерес к технологии векторных измерений достиг пика в последние годы, это связано с острой необходимостью оценки состояния энергосистемы для улучшения ее характеристик и устойчивости к повреждениям. Применение системы СМПР позволяет существенно снизить количество и тяжесть системных аварий [1]. Качество данных системы векторных измерений (СВИ) предоставляет необходимый инструментарий для анализа характеристик энергосистемы и режимов ее работы.

В свою очередь, управление режимом работы электропередачи по углу, мониторинг разделения энергосистемы на части, разработка технических средств измерений угловой скорости генераторов на базе СВИ являются перспективными направлениями развития оперативно-диспетчерского и автоматического управления. Данные СВИ позволяют провести послеаварийный анализ режимов работы оборудования и систем регулирования [2]. Таким образом, основной целью работы является выбор мест установки блоков *РМU* и последующее обоснование возможности применения дополнительного регулирования напряжения и частоты синхронных генераторов электрических станций по данным СМПР.

При этом решаются следующие основные задачи:

- 1) разработка алгоритма оптимальной расстановки блоков РМU;
- совершенствование методики совместной координации настроек систем регулирования для повышения уровня статической и динамической устойчивости;
- анализ влияния дополнительных обратных связей по разнице фаз векторов напряжений в автоматических регуляторах частоты и мощности генераторов

электрических станций на динамическую устойчивость с помощью совместного расчета переходных процессов и правила площадей;

 повышение уровня статической устойчивости электроэнергетической системы (ЭЭС) как за счет традиционного АРВ сильного действия, так и с применением обратных связей по взаимным параметрам на основе метода совместной координации параметров систем регулирования.

1. Методика определения оптимальных мест установки блоков *PMU* для полной наблюдаемости системы

На первом этапе необходимо определить минимальное количество блоков *PMU* для полной топологической наблюдаемости системы и их оптимальное расположение. Полная наблюдаемость энергосистемы может быть обеспечена благодаря применению различных «правил наблюдаемости». Эти правила сформулированы на основе первого и второго законов Кирхгофа.

Блоки *PMU* измеряют векторы напряжения на шинах, на которых они установлены, и векторы тока линий. Таким образом, можно получить векторы напряжений на смежных шинах. Можно сделать вывод, что установка блоков *PMU* в каждом узле энергосистемы не является ни рентабельной, ни необходимой для полного наблюдения за энергосистемой. Для определения оптимальных мест установки блоков *PMU* была выбрана теория графов.

Граф состоит из набора узлов, соединенных ребрами. Исходная система преобразуется в граф, в которой все шины считаются вершинами, а линии электропередачи – ребрами. Однокомпонентный граф является связанным; степень вершины – это количество связанных с ней ребер. Вершина, удаление которой увеличивает количество связанных компонент, является вырезанной. Режущей кромкой является узел, удаление которого увеличивает количество связанных компонент. Вершина, которая соединена только с одним ребром, является висячей, ее степень свободы всегда равна единице.

Исходный граф можно представить в виде основного дерева и хорд. Хордами принято называть ветви, не вошедшие в состав основного дерева. Основное дерево – это дерево связного графа, если оно содержит все вершины графа. Это ациклический граф, в котором все вершины соединены уникальным путем. Все вершины основного дерева являются либо вырезанными, либо висячими. Существуют различные методы определения количества вершин основного дерева, сформированного из графа.

Вес ребра вычисляется путем суммирования степеней двух соединенных вершин. В любом графе висячая вершина и висячий край никогда не остаются связанными ни с одним контуром. Следовательно, висячие ребра всегда включаются как ветви любого основного дерева, образованного из графа.

Установка *PMU* в вершине разреза обеспечивает больше измерений, чем в подвесной вершине. Получение большого количества измерений от одного *PMU* важно для полного наблюдения за системой с использованием их минимального количества и увеличения избыточности измерений. Для наблюдения за подвесной вершиной *PMU* необходимо установить либо в ней, либо в разрезанной вершине, соединенной с подвесной. Более выгодна установка *PMU* в вершине разреза. Таким образом, вершина разреза, которая соединена с любой подвесной вершиной, считается местом установки *PMU*, данные вершины включаются в набор *A*.

Все тупиковые узлы системы должны наблюдаться непосредственно. Ветви основного дерева уже наблюдаемы в соответствии с приведенным ранее набором *А*. Для наблюдения за ребрами хорды системы, выбираем вершину в качестве места установки *PMU*, если она связана с наибольшим количеством ребер хорды.

Для любого ребра, которое не соединено с другим ребром хорды, выбираем в качестве места установки *PMU* одну из двух связанных вершин, степень которой больше другой. Все выбранные вершины включаются в набор *B*. Объединяя наборы *A* и *B*, получаем новый набор *C*, включающий узлы, являющиеся местами установки *PMU*. Система становится полностью наблюдаемой.

В качестве примера покажем возможность применения теории графа к тестовой схеме IEEE-39, широко известной как «Новая Англия» [3]. Модель графа содержит n = 39 вершин и e = 46 ребер. Вес ребер 39-узловой тестовой системы представлен в табл. 1. Однолинейная диаграмма графической модели показана на рис. 1.

Таблица 1

№н	№к	Вес ребра									
1	2	6	14	15	5	6	11	7	22	35	4
1	39	4	15	16	7	6	31	5	23	24	5
2	3	7	16	17	8	7	8	5	23	36	4
2	25	7	16	19	8	8	9	5	25	26	7
2	30	5	16	21	7	9	39	4	25	37	4
3	4	6	16	24	7	10	11	6	26	27	6
3	18	5	17	18	5	10	13	6	26	28	6
4	5	6	17	27	5	10	32	4	26	29	7
4	14	6	19	20	5	11	12	5	28	29	5
5	6	7	19	33	4	12	13	5	29	38	4
5	8	6	20	34	3	13	14	6			
6	7	6	21	22	5	22	23	6			

Веса ребер графа

Основное дерево, представленное на рис. 1, *б*, формируется из исходной модели графа, представленного на рис. 1, *а*.

Ребра основного дерева: 1-2, 2-25, 2-30, 3-4, 3-18, 4-5, 4-14, 5-6, 5-8, 6-11, 6-31, 7-8, 8-9, 9-39, 10-11, 10-32, 11-12, 13-14, 14-15, 15-16, 16-19, 16-21, 16-24, 17-27, 19-20, 19-33, 20-34, 21-22, 22-23, 22-35, 23-36, 25-26, 26-27, 26-29, 28-29, 29-38.

Оставшиеся (e - (n - 1)) = (46 - (39 - 1)) = 8 ребер считаются ребрами хорды.

Ребра хорды: 1-39, 6-7, 10-13, 12-13, 16-17, 17-18, 23-24, 26-28.

Висячие вершины: 1, 7, 12, 13, 17, 18, 24, 28, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39.

Разрезанными являются вершины: 2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 11, 14, 15, 16, 19, 20, 21, 22, 23, 25, 26, 27, 29.



Рис. 1. Модель исходной 39-узловой схемы (а) и ее основной граф (б)

Из 21 вырезанной вершины, вершины 2, 3, 6, 8, 9, 10, 11, 14, 19, 20, 23, 25, 27, 29 соединены с висячими вершинами. Следовательно, эти вершины считаются вершинами *РМU*.

Ребра дерева, которые соединены с хордами: 1-2, 9-39, 25-26, 26-29, 28-29, 17-27, 16-24, 16-21, 16-19, 15-16, 3-18, 5-6, 6-31, 6-11, 7-8. Из них выбираем узлы с наибольшим весом и включаем в набор *В*. Получим *В*: 2, 6, 8, 10, 11, 14, 16, 17, 19, 23, 26.

В набор А входят: 2, 3, 6, 8, 9, 10, 11, 14, 16, 19, 20, 22, 23, 25, 27, 29.

Набор С: 2, 3, 6, 8, 9, 10, 11, 14, 16, 17, 19, 20, 22, 23, 25, 26, 27, 29.

Установив *РМU* в этих вершинах, можно получить полную наблюдаемость системы.

В исследуемых системах могут существовать узлы с нулевой генерацией или потреблением мощности, т. е. они являются транзитными. Тогда общее количество установленных устройств может быть уменьшено. Если узлы, смежные с транзитными шинами, наблюдаемы, то они тоже становятся наблюдаемыми с помощью законов Кирхгофа.

Задачу определения минимального количества устройств *РМU* можно сформулировать следующим образом:

$$\sum_{j \in I} u_j \to \min, \tag{1}$$

где *I* – набор узлов в энергосистеме,

$$f_i \ge 1; \tag{2}$$

$$f_i = \sum_{j \in I} a_j u_j, \tag{3}$$

где *і* и *j* – индексы, соответствующие номерам узлов энергосистемы;

 u_j – двоичная переменная, равная 1, если *РМU* установлен в узле *j*, и равная 0, если нет;

f_i – функция наблюдаемости *i*-го узла;

 a_{ij} – параметр связи между узлами *i* и *j* ($a_{ij} = 1$, если *i* = *j* или узлы *i* и *j* имеют связь; $a_{ij} = 0$, если нет связи между узлами *i* и *j*).

Для решения задач оптимизации разработаны различные методики и подходы, позволяющие избежать прямого перебора всех возможных вариантов расположения *PMU*. В данном случае используется детерминированный метод, призванный находить точное решение, он позволяет гарантировать оптимальность найденного решения. К данному классу можно отнести метод ветвей и границ [4].

Преимуществом метода ветвей и границ является быстрота поиска требуемых узлов, исключая полный перебор всех вариантов размещения, высокая точность решения целочисленных задач сохраняется.

Средой для реализации алгоритма является пакет *Matlab*, так как данный комплекс содержит набор алгоритмов для оптимизации стандартных задач, а также включает функции для решения минимаксных задач.

Вся необходимая информация берется из заранее подготовленных файлов с данными об узлах и ветвях схемы.

В программе имеется следующий состав реализуемых функций:

- обработка схемной и режимной информации, последующий выбор узлов и ветвей для формирования матрицы соединений;
- получение информации об узлах, в которых имеется генерация или нагрузка, для идентификации транзитных узлов;
- 3) формирование матрицы соединений;
- 4) нахождение оптимальных узлов для установки *PMU* методом линейного программирования.

В блоке 2 реализован алгоритм формирования матрицы *A* соединений для исследуемой схемы *IEEE*-39.

В блоке 3 реализуется корректировка матрицы *А* в случае, если в исследуемой схеме существуют транзитные узлы. Для схемы *IEEE*-39 таковыми являются 1, 2, 5, 6, 9, 10, 11, 13, 14, 17, 19, 22. В этом блоке реализован перебор всех возможных ремонтных схем.

Блок 4 является основным расчетным модулем, в котором реализуется алгоритм линейного программирования на основании метода ветвей и границ. Находятся оптимальные места установки *PMU*.

Результатом работы программного комплекса является следующий набор узлов: 2, 6, 12, 14, 17, 22, 23, 29, 32, 33, 34, 37, 39. В них могут быть установлены блоки *PMU*, информация с которых в дальнейшем используется в качестве дополнительных обратных связей АРЧМ генераторов для повышения уровня статической и динамической устойчивости системы.

2. Методика совместной оптимизации систем регулирования для повышения статической и динамической устойчивости

Метод сдвига собственных значений позволяет определить общую настройку регуляторов, обеспечивающую статическую устойчивость системы в целом и приемлемое демпфирование колебаний [5].

В качестве основного метода рассматривается сдвиг правых корней вглубь отрицательной полуплоскости путем минимизации значения функции качества (рис. 2, *a*). В качестве функции оптимизации использовалась функция вида:

$$F = \sum_{\alpha_i \le \alpha_0} (\alpha_0 - \alpha_i)^2, \qquad (4)$$

где α_0 – заданная величина показателя качества;

α_{*i*} – вещественные части корней, взятые с обратным знаком.

Величина α_0 отражает требования, предъявляемые к уровню демпфирования колебаний в системе. Если в процессе численного поиска удается обеспечить $\alpha_i \ge \alpha_0$ для всех корней, т. е. F = 0, то координация настроек либо прекращается, либо продолжается в направлении достижения большего α_0 .

Функция качества должна удовлетворять двух основным условиям:

- зависеть от группы собственных значений матрицы, определяющих демпферные свойства системы;
- должна быть достаточно гладкой, т. е. иметь непрерывные производные по варьируемым параметрам.

При задании значения α_0 функция *F* зависит только от корней 1–4, лежащих правее пунктирной прямой. Данные корни называются доминирующими. Вклад каждого из доминирующих корней в функцию *F* тем больше, чем дальше от этой прямой он расположен. В итоге, значение *F* определяется всей группой доминирующих корней. С этой точки зрения корни 5, 6 не участвуют в формировании *F* до тех пор, пока при варьировании коэффициентов стабилизации они не пересекут пунктирную прямую.



Рис. 2. Повышение уровня статической (a) и динамической (б) устойчивости энергосистемы

Расчет динамической устойчивости требует решения существенно нелинейной задачи большой размерности с использованием методов численного интегрирования. Другим подходом к проблеме анализа динамической устойчивости является графический метод – правило площадей.

При возникновении возмущения с помощью программы расчетов переходных процессов во временной области производится анализ заданной аварийной ситуации для достаточно малых времен отключения коротких замыканий и далее выполняются следующие действия:

1) вычисляется кривая взаимного ускорения между двумя генераторами по следующей формуле:

$$\alpha_{12} = \delta_{12}^{\prime\prime} = \frac{d^2}{dt^2} (\delta_1 - \delta_2) = \frac{\omega_c}{T_{J1}} (P_{T1} - P_1) - \frac{\omega_c}{T_{J2}} (P_{T2} - P_2), \tag{5}$$

где δ_{12} – взаимный угол между поперечными осями генераторов;

ωс – синхронная частота;

*T*_{*Ji*} – механическая инерционная постоянная *i*-го генератора;

*P*_{*Ti*} – механический момент на валу *i*-го генератора;

P_i – электромагнитный момент *i*-го генератора.

2) интегрированием кривой взаимного ускорения δ_{12}'' на интервалах времени, соответствующих ускорению и торможению роторов, по взаимному углу с помощью правила площадей определяется, является ли система динамически устойчивой, а также рассчитываются величины площадей ускорения, торможения и их суммы для заданной комбинации искомых параметров (рис. 2, δ);

 варьированием любых параметров исходной модели системы в некотором диапазоне величин формируются соответствующие матрицы величин площадей, определяющие уровень динамической устойчивости ЭЭС.

Построение кривых в координатах δ_{12}'' и δ_{12} производилось в программных пакетах *Dymola* и *Matlab*. Критерием оптимизации параметров систем регулирования АРЧМ с точки зрения динамической устойчивости была выбрана минимизация величины площади ускорения [6].

Поскольку оптимальные с точки зрения статической устойчивости настройки регуляторов не всегда соответствуют динамически устойчивой системе или могут соответствовать достаточно низким предельным временам отключения короткого замыкания в системе, было принято решение об использовании функции качества, совмещающей в себе оценку отклонения крайних правых корней относительно заданного показателя качества и аналогичную оценку отклонения величины площади ускорения от некоего заданного значения. При этом рассматривалось два варианта соотношений: примерное равенство первого и второго слагаемого, т. е. одинаковый вклад показателей статической и динамической устойчивости в функцию качества и случай, когда второе слагаемое превосходило первое минимум на порядок. В этом случае основной акцент делался на динамическую устойчивость системы.

3. Анализ и оценка существующих электрических сетей СВН и УВН центральной части ЕЭС России

В настоящее время ведется активное строительство новых и модернизация существующих атомных электростанций с заменой отработавших ресурс энергоблоков на новые с реакторными установками типа ВВЭР-1200 с увеличенными мощностью и ресурсом, улучшенными техническими характеристиками новых энергоблоков, в том числе и по критерию обеспечения собственной устойчивости параллельной работы с энергосистемой.

В качестве исследуемой модели была выбрана схема ОЭС Центра со связями 330 кВ и выше, эквивалентированная по отношению к исходной с сохранением уровней напряжений и перетоков мощности.

Отбрасывая все незначимые для обеспечения устойчивости связи 220 кВ и ниже, приведем существующую конфигурацию европейской части ЕЭС России к простому и удобному для анализа виду: две мощные части ЕЭС России, включающие ЭС Воронежской, Липецкой, Курской и ряда других областей и ОЭС Беларуси с одной стороны и ЭС Тверской, Вологодской и других областей, ЭС Москвы и Московской области, ОЭС Северо-Запада с примыкающими ОЭС Средней Волги и Урала (Юго-Западная часть ЕЭС России) с другой стороны разделены слабыми связями в сечении «Михайловское–Чагино». Структурная схема сети 330 кВ и выше в европейской части ЕЭС России приведена на рис. 3.



Рис. 3. Структурная схема связей 330 кВ и выше в европейской части ЕЭС России

На структурной схеме дополнительно отображены величины генерации в обособленных районах ОЭС Центра и в сопредельных энергосистемах, что позволяет сделать вывод об отсутствии шин бесконечной мощности для каждой части ЕЭС России, разделенной сетью 500 кВ.

Из структурной схемы видно, что наиболее неблагоприятными районами с точки зрения динамической устойчивости будут являться наиболее удаленные энергосистемы: ОЭС Беларуси, ОЭС Северо-Запада и ЭС Воронежской области (при их избыточности).

После ряда преобразований и упрощений исходной системы была получена схема, представленная на рис. 4. Система включает в себя 11 генераторов, 39 шин, 57 линий, 12 трансформаторов и 10 нагрузок.

Большая часть генерации сосредоточена в ОЭС Северо-Запада, в ЭС Калининской и Смоленской областей, ОЭС Беларуси. Вся нагрузка сосредоточена в ЭС Москвы и Московской области, которая является дефицитной областью. Переток мощности осуществляется из ОЭС Беларуси и Северо-Запада в ОЭС Центра.

На первом этапе определим узлы, в которых необходимо установить блоки *РМU*, для этого воспользуемся рассмотренным выше алгоритмом линейного программирования. Результатом работы программы являются узлы 2, 9, 11, 15, 20, 23, 30, 36, 41, 43, 48 и 50. Из них генераторными узлами являются следующие: 2, 23, 41, 43, 48, 50, – им соответствуют Г2, Г8, Г9, Г5, Г4, Г1, Г6 и Г3, из которых Г8 и Г9 не являются источниками активной мощности, а только реактивной. Исключим их из дальнейшего рассмотрения.



Рис. 4. Графическое представление связей ОЭС Центр – Северо-Запад – Беларусь

4. Анализ статической и динамической устойчивости при введении в АРЧМ генераторов обратных связей по взаимным параметрам

Для повышения динамической устойчивости рассматриваемой системы было последовательно введено дополнительное регулирование в АРЧМ генераторов Г1, Г6, а также Г2 и Г5. В качестве основного сигнала по взаимному управлению была выбрана разница фаз векторов напряжения на шинах первого (ОЭС Беларуси) и шестого (ЛАЭС) эквивалентного генераторов.

Упрощенная модель АРЧМ, помимо традиционной обратной связи по скольжению (частоте) соответствующей синхронной машины, дополнена обратными связями по разности векторов напряжения на шинах генераторов Г1 и Г6 (данные СМПР):

$$\Delta \delta = \arctan(\frac{U_{d1}}{U_{q1}}) - \arctan(\frac{U_{d6}}{U_{q6}}),$$

а также его (ее) второй производной (верхняя и нижняя передаточные функции на рис. 5).

Постоянные времени каналов (T_d и T_{11d}) определяют запаздывание в цепях измерения, преобразования и передачи сигналов векторов напряжения между генераторами Г1 и Г6. На сегодняшний день быстродействие указанных обратных связей достигает величины 0,08 с [7].

На основе методики оптимизации, представленной в разделе 2, были получены настроечные параметры (коэффициенты регулирования и постоянные времени) предлагаемых дополнительных обратных связей по разнице фаз векторов напряжений и их вторым производным (табл. 2).

Предельные времена отключения короткого замыкания для различных узлов ЭЭС представлены в табл. 3 (второй столбец).

На рис. 6 представлены площади ускорения и торможения регулируемых генераторов Г1 и Г6 относительно друг друга при коротком замыкании в узле 22. Можно заметить, при введении дополнительного управления площадь ускорения уменьшается, что демонстрирует увеличение предельного времени отключения КЗ (табл. 3, третий столбец). В этой связи предельное время отключения КЗ повышается более чем в 2 раза (с 0,18 до 0,42 с) при регулировании двух генераторов (Г1 и Г6).

 $\frac{\Delta \delta_{\Gamma_{1}-\Gamma_{6}}}{\underbrace{K_{d}}_{T_{d}p+1}} + \underbrace{M_{T}_{max}}_{M_{T}min} + \underbrace{K_{11d}p^{2}}_{T_{11d}p+1} + \underbrace{M_{T}_{min}}_{H_{T}min} + \underbrace{M_{T}_{min}}_{M_{T}min} + \underbrace{M_{T}_{$

Рис. 5. Упрощенная схема АРЧМ с регулированием по взаимным параметрам

Таблица 2

Оптимальные параметры по взаимному углу в системе регулирования турбин

Параметры	Γ1	Г6
K_d	-1	3
T_d	0,3	1,1
K_{11d}	-0,8	1
T_{11d}	0,3	1,1

Таблица 3

Номер	$\Delta t_{ m K3}$	пред, С	Номер	Δt КЗ пред, с			
узла	Исходная схема	Регулирование по взаимным параметрам	узла	Исходная схема	Регулирование по взаимным параметрам		
1	2	3	1	2	3		
3	0,10	0,15	25	0,05	0,20		
6	0,15	> 0,48	27	0,13	0,38		
11	0,15	> 0,48	29	0,10	0,33		
12	0,12	0,36	30	0,10	0,33		
13	0,13	0,37	31	0,10	0,31		
21	0,12	0,32	32	0,10	0,31		
22	0,18	0,42	33	0,10	0,31		
24	0,10	0,31	35	0,12	0,31		

Предельное время отключения КЗ

Благодаря введению дополнительных обратных связей по углу в АРЧМ генераторов, корни характеристического полинома оказываются дальше от границы устойчивости, о чем свидетельствуют данные, представленные в табл. 4. Корни фиолетового цвета разбились на две группы. В исходной схеме доминирующая частота колебаний была равна 1,085 рад/с, после введения дополнительного регулирования на генераторах Г1 и Г6 имеют место две доминирующие составляющие движения с частотами 3,25 и 2,83 рад/с. Демпфирование в обоих случаях увеличивается с исходных 0,29 до 0,86 и 0,63 1/с, соответственно. Таким образом,







регулирование по взаимным параметрам улучшает и колебательную статическую устойчивость в 2–3 раза.

Таблица 4

Hereard eres	Регулирование по взаимным параметрам								
исходная схема	Г1	Г6	Г1 и Г6	Γ1, Γ2, Γ5, Γ6					
$-1,6973 \pm j4,629$	$-2,4524 \pm j8,2224$	$-1,5103 \pm j1,2431$	$-1,4912 \pm j1,3612$	$-1,3216 \pm j0,80604$					
$-1,3096 \pm j5,1962$	$-1,3097 \pm j5,1961$	$-1,3104 \pm j5,1953$	$-1,3863 \pm j0,89449$	-1,111					
$-1,187 \pm j0,32484$	-1,0218	-1,0023	$-1,3096 \pm j5,2081$	$-1,087 \pm j0,29933$					
-1,1197	$-1,0155 \pm j0,19528$	$-0,99769 \pm j0,16401$	$-1,0033 \pm j0,17561$	-1,0004					
-1,0023	-1,0023	$-0,99689 \pm j0,33555$	-1,0023	$-0,99417 \pm j0,19417$					
-0,29554	-0,22009	$-0,86743 \pm j3,5326$	- 0,863 77 ± <i>j</i> 3,24 77	-0,98546					
$-0,29142 \pm j1,0846$	$-0,21685 \pm j1,5999$	$-0,24008 \pm j2,0228$	$-0,6279 \pm j2,8304$	-0,79419 ± <i>j</i> 3,3799					
-0,21121		-0,18811	-0,29565	-0,73626					
			-0,19663	$-0,58133 \pm j2,8559$					
				-0,54883					

Корни характеристического полинома при различных вариантах регулирования

На рис. 7 представлены изменения механического и электромагнитного моментов генератора Г6 в исходной схеме и с дополнительным регулированием АРЧМ по взаимным параметрам.



Рис. 7. Балансы механического (синий) и электромагнитного (красный) моментов генератора Г6 в исходной схеме (*a*) и в схеме с введенным дополнительным управлением по взаимным параметрам (б)

Основным эффектом внедрения дополнительного управления по разнице фаз векторов напряжений и ее производным по сравнению с традиционным регулированием по частоте является более глубокая разгрузка турбины генератора благодаря данным, полученным из различных частей энергосистемы.

При распространении регулирования на большее число генераторов (рис. 6, желтая кривая) предельное время отключения КЗ увеличивается с 0,42 до 0,86 с. При этом уровень колебательной статической устойчивости практически не изменяется (пятый столбец табл. 4)

Заключение

1. В настоящий момент системы векторных измерений используются в большинстве случаев в режиме офлайн для верификации моделей, анализа аварийных ситуаций и мониторинга состояния объединенных энергосистем. При этом скорость измерения, передачи и обработки сигналов достигла необходимого уровня, благодаря чему становится возможным использование данных, получаемых от СМПР, для управления элементами энергосистемы.

97

2. Предложены критерии и методика расстановки блоков *PMU* для реализации полной наблюдаемости энергосистемы, разработан программный комплекс для автоматизации процесса определения их мест установки по входным данным на базе информации о топологии сети.

3. Обосновано внедрение дополнительных обратных связей в АРЧМ генераторов с использованием данных СМПР. Для упрощенной модели ОЭС Северо-Запад – Центр – Беларусь показано, что предельные времена отключения трехфазного короткого замыкания увеличиваются в 2,5–3 раза. При этом уровень статической устойчивости также увеличивается в 2–3 раза.

4. Системный подход при регулировании в масштабах энергообъединения дает значительно больший результат, чем регулирование на отдельных генераторах. В первом случае динамическую устойчивость возможно увеличить в 2 раза, а во втором – в 4 и более.

Список литературы

- 1. Martin K. Synchrophasors point the Way: The Emergence of a New Technology / K. Martin // IEEE Electrification Magazine. 2021. vol. 9, no. 1. pp. 10–24.
- 2. Андреюк В. А. Использование абсолютного угла для управления переходными режимами энергосистемы / В. А. Андреюк // Известия НИИ постоянного тока. 2011. № 65. С. 27–42.
- 3 Canizares C. Benchmark models for the analysis and control of small-signal oscillatory dynamics in Power Systems / C. Canizares et al. // IEEE Transactions on Power Systems. – 2017. – vol. 32, no. 1. – pp. 715–722.
- Пантелеев А. В., Крючков А. Ю. Метаэвристические методы оптимизации в задачах оценки параметров динамических систем / А. В. Пантелеев, А. Ю. Крючков // Научный вестник МГТУ ГА. – 2017. – № 20 (2). – С. 37–45.
- 5. Устинов С. М. Метод численного поиска настроек регуляторов для обеспечения устойчивости больших энергообъединений / С. М. Устинов // Известия академии наук. Энергетика. – 2015. – № 2. – С. 49–56.
- Недоливко А. В., Беляев А. Н. Повышение динамической устойчивости транзитных электропередач переменного тока на основе применения данных систем мониторинга переходных режимов / А. В. Недоливко, А. Н. Беляев // Научнотехнические ведомости СПбГПУ. – 2016. – № 4 (254). – С. 106–115.
- David A. Copp Distributed control for improving power system stability / David A. Copp // IEEE Smart Grid Resource Center. – 2018. – URL: https://resourcecenter. smartgrid.ieee.org/education/webinars/SGWEB0080.htm.

Беляев Андрей Николаевич, д-р техн наук, профессор высшей школы электроэнергетических систем (ранее кафедра «Электрические системы и сети») Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.

E-mail: andrey@belyaev.spb.ru

Першко Екатерина Алексеевна, аспирант высшей школы электроэнергетических систем Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого. E-mail: ekaterinapershk@rambler.ru

Известия НТЦ Единой энергетической системы №1 (86) • 2022 •

УДК 621.316 А. И. Денисенко, Д. О. Михайлов, С. В. Смоловик, В. С. Чудный Сравнение влияния устройств продольной и поперечной компенсации на предел динамической устойчивости

Выполнена сравнительная оценка эффективности устройств FACTS с точки зрения их влияния на динамическую устойчивость параллельной работы генераторов электроэнергетической системы при коротких замыканиях. Оценка основана на расчете предела динамической устойчивости при первом колебании угла в простейшей расчетной схеме электроэнергетической системы (электростанция – линия электропередачи – система бесконечной мощности). Значения предела динамической устойчивости определяются в долях пропускной способности линии, внешней по отношению к электростанции, которая принимается равной единице. В качестве устройств силового режимного регулирования рассмотрены статический синхронный компенсатор (СТАТКОМ) – устройство поперечного подключения и статический синхронный последовательный компенсатор (ССПК), который представляет собой устройство последовательного подключения. Объектами исследования являются турбогенератор мощностью 800 МВт и гидрогенератор капсульного типа с крайне неблагоприятными электромеханическими параметрами (увеличенные индуктивности, уменьшенная постоянная механической инерции). На основе простейшей аналитической оценки и расчетами пределов показано, что устройства последовательного типа с одинаковой мощностью преобразователей имеют заметно большую эффективность (30-50%) с точки зрения увеличения предела устойчивости.

Ключевые слова: динамическая устойчивость, предел устойчивости, статический синхронный компенсатор, статический синхронный последовательный компенсатор.

Статья посвящена оценке эффективности устройств FACTS с точки зрения их влияния на динамическую устойчивость параллельной работы генераторов электроэнергетической системы. Предварительно выполнена аналитическая оценка влияния устройств на основе выражений характеристик мощности электропередачи с подключенными компенсирующими устройствами.

Сравнение характеристик мощности электропередачи с устройствами FACTS

Схема линии с подключенными в середине компенсирующими устройствами поперечного (СТАТКОМ) и продольного (ССПК) регулирования представлена на рис. 1.

Выражения, определяющие характеристику мощности электропередачи с включенными компенсирующими устройствами, удобно получить на основе записи выражений для контурных токов (обозначения соответствуют рис. 1). Математические модели



Рис. 1. Схема электропередачи для расчета характеристик мощности с учетом подключаемых компенсирующих устройств

СТАТКОМ и ССПК различаются. СТАТКОМ представляется источником тока, подключенным поперечно в середине линии. Фазовый угол тока СТАТКОМ ортогонален фазовому углу напряжения на его зажимах U_{cr} , таким образом, СТАТКОМ генерирует/потребляет только реактивную мощность. ССПК представляется источником ЭДС $E_{пст}$, включенным в линию продольно в общем случае с регулируемой фазой. Фазовый угол ЭДС ССПК по отношению к вектору тока линии определяется углом регулирования ρ (пояснения приведены ниже). В рамках данной статьи рассматривается только продольное включение. Режим работы схемы определяется следующими уравнениями:

$$\begin{array}{c}
\dot{U}_{1} = \dot{U}_{CT} + jx_{1} \cdot \dot{I}_{1}; \\
\dot{U}_{2} + \dot{E}_{CCIIK} = \dot{U}_{CT} + jx_{2} \cdot \dot{I}_{2}; \\
\dot{E}_{CT} = \dot{U}_{CT} - jx_{CT} \cdot \dot{I}_{CT}; \\
\dot{I}_{CT} = \dot{I}_{1} + \dot{I}_{2}.
\end{array}$$
(1)

Принято, что модули напряжений \dot{U}_1 и \dot{U}_2 равны единице, $x_1 = x_2 = 0.5$.

ЭДС СТАТКОМ, как это будет видно из последующих выкладок, вводится только для удобства вывода расчетных выражений.

Важно отметить следующие методические положения, характеризующие моделирование устройств типа СТАТКОМ, в соответствии с рекомендациями [1]: предполагается, что в режиме генерации реактивной мощности ЭДС СТАТКОМ превышает напряжение в точке его подключения на такую величину ΔE_{ct} , чтобы ток и мощность устройства равнялись номинальным. Суммарное индуктивное сопротивление согласующего трансформатора и сглаживающего реактора x_{ct} , приведенное к собственной мощности устройства, принимается в диапазоне 0,1...0,2 о.е. [1, 2]. Таким образом, приращение ЭДС СТАТКОМ остается постоянным (выбирается исходя из условия обеспечения номинального тока при заданной величине установленной мощности S_{ct}), а ток определяется установленной мощностью S_{ct} . Индуктивное сопротивление x_{ct} в относительных единицах определяется выражением:

$$x_{\rm CT} = \frac{\Delta E_{\rm CT}}{I_{\rm CT0}},\tag{2}$$

где I_{ct0} – значение тока, соответствующее заданной установленной мощности S_{ct} в принятой системе относительных единиц.

Принимая, что устройство подключено в середине линии, можно, в соответствии с рис. 1, записать следующее соотношение, определяющее ток СТАТКОМ:

$$\Delta E_{\rm cr} \cdot e^{j\frac{\delta}{2}} = -jx_{\rm cr} \cdot \dot{I}_{\rm cr},$$

откуда получается выражение для тока \dot{I}_{cr} :

$$\begin{aligned}
\dot{I}_{\rm cT} &= \frac{\Delta E_{\rm cT} \cdot e^{j\frac{\delta}{2}}}{-jx_{\rm cT}} = j \frac{\Delta E_{\rm cT} \cdot e^{j\frac{\delta}{2}}}{\frac{\Delta E_{\rm cT}}{I_{\rm cT0}}} = jI_{\rm cT0} \cdot e^{j\frac{\delta}{2}} = \\
&= jI_{\rm cT0} \left(\cos\frac{\delta}{2} + j\sin\frac{\delta}{2}\right) = I_{\rm cT0} \left(-\sin\frac{\delta}{2} + j\cos\frac{\delta}{2}\right).
\end{aligned}$$
(3)

Последнее выражение показывает, что при положительном I_{ct0} ток СТАТКОМ опережает напряжение в середине линии на 90°, что соответствует генерации реактивной мощности в сеть.

Как уже указывалось, в относительных единицах величина I_{ct0} соответствует номинальной мощности СТАТКОМ S_{ct} .

Выражение (3) позволяет решить систему уравнений (1) и получить расчетные выражения, определяющие токи и мощности в схеме рис. 1.

При выводе выражений, определяющих мощность электропередачи, считается, что ССПК вводит составляющую ЭДС, модуль которой также определяется его установленной мощностью, а фаза определяется углом регулирования ρ , который отсчитывается от прямой, перпендикулярной вектору напряжения в середине линии. При $\rho = 0^\circ$ ЭДС ССПК направлена противоположно вектору падения напряжения на участке $U_{\rm cr} - U_2$ линии, при $\rho = 180^\circ$ – совпадает с ним по фазе.

Выражение, определяющее ЭДС ССПК, записывается следующим образом:

$$\dot{E}_{\rm CCIIK} = \Delta E_{\rm CCIIK} \left(\sin\left(\frac{\delta}{2} + \rho\right) - j \left(\cos\left(\frac{\delta}{2} + \rho\right) \right), \tag{4}$$

где величина $\Delta E_{\text{сспк}}$ соответствует мощности ССПК $S_{\text{сспк}}$.

Для получения расчетных выражений необходимо сложить первые два уравнения системы уравнений (1). При условии, что устройства включены в середине линии ($x_1 = x_2$), и учитывая, что сумма токов ветвей \dot{I}_1 и \dot{I}_2 равна току СТАТКОМ \dot{I}_{cT} , получается следующее соотношение, из которого находится напряжение в точке подключения СТАТКОМ:

$$\dot{U}_1 + \dot{U}_2 + \dot{E}_{\rm CCIIK} = 2\dot{U}_{\rm CT} + jx_1\dot{I}_{\rm CT},$$
 (5)

откуда получается выражение для U_{cr} :

$$\dot{U}_{\rm CT} = \frac{\dot{U}_1 + \dot{U}_2 + \dot{E}_{\rm CCTIK} - jx_1\dot{I}_{\rm CT}}{2}.$$
(6)

Подставив выражение (6) в соотношение, определяющее ток \dot{I}_1 , получим:

$$\dot{I}_{1} = \frac{\dot{U}_{1} - \dot{U}_{\text{CT}}}{jx_{1}} = \frac{2\dot{U}_{1} - \dot{U}_{1} - \dot{U}_{2} - \dot{E}_{\text{CCTK}} + jx_{1}\dot{I}_{\text{CT}}}{2jx_{1}} = \frac{\dot{U}_{1} - \dot{U}_{2} - \dot{E}_{\text{CCTK}} + jx_{1}\dot{I}_{\text{CT}}}{2jx_{1}}$$

Последнее соотношение позволяет получить выражение для мощности передающей системы:

$$\dot{S}_{1} = \dot{U}_{1} \cdot \hat{I}_{1} = \frac{\dot{U}_{1} (\hat{U}_{1} - \hat{U}_{2} - \hat{E}_{cCTK} - jx_{1}\hat{I}_{cT})}{-2jx_{1}}.$$
(7)

После подстановки выражений для тока \dot{I}_{cT} и ЭДС $\dot{E}_{ccn\kappa}$ в соответствии с приведенными выше выражениями (учитывая, что $x_n = 2x_1$), ряда преобразований и разделения действительной и мнимой частей, получаются следующие выражения, определяющие активную и реактивную мощности электропередачи с устройствами компенсации:

$$P_{1} = \frac{U_{1}U_{2}}{x_{\pi}}\sin\delta + \frac{U_{1}\Delta E_{\rm CCIIK}}{x_{\pi}}\cos\left(\frac{\delta}{2} - \rho\right) + \frac{1}{2}U_{1}I_{\rm CT0}\sin\frac{\delta}{2};$$
(8)

$$Q_{1} = \frac{U_{1}^{2}}{x_{\pi}} - \frac{U_{1}U_{2}}{x_{\pi}}\cos\delta + \frac{U_{1}\Delta E_{\rm CCIIK}}{x_{\pi}}\sin\left(\frac{\delta}{2} - \rho\right) - \frac{1}{2}U_{1}I_{\rm CT0}\cos\frac{\delta}{2}.$$
 (9)

Анализ выражения (8) показывает, что относительная эффективность устройства продольного включения (ССПК) в условиях одиночной электропередачи при одинаковой мощности приблизительно в два раза выше, чем устройства поперечного подключения (СТАТКОМ); данный показатель повышается при сокращении длины линии.

Методика расчета предела динамической устойчивости

Для расчета пределов динамической устойчивости принята методика [3], позволяющая выполнять сопоставительные расчеты, характеризующие влияние на пределы изменений параметров генератора и различных мероприятий по повышению устойчивости. Задача расчета предела динамической устойчивости формулируется следующим образом: для простейшей электроэнергетической системы, схема кото-

рой приведена на рис. 2, требуется с заданной точностью определить предельное по условиям динамической устойчивости значение установленной мощности передающей электростанции при неизменных параметрах внешней сети. Величина предела динамической устойчивости может быть определена различными способами. Одним из удобных подходов может быть оценка значения предела



Рис. 2. Расчетная схема простейшей ЭЭС с компенсирующими устройствами для расчета предела динамической устойчивости

динамической устойчивости в долях пропускной способности внешней по отношению к электростанции линии электропередачи, которую целесообразно принять равной единице. В ходе численного поиска предела предполагается, что установленная мощность станции может произвольно изменяться. Наиболее эффективным является метод половинного деления. Расчетная схема построена таким образом, что при изменении значений установленной мощности в каждом проверяемом на устойчивость режиме генераторы работают в одних и тех же (номинальных) условиях, и все ЭДС генератора будут сохраняться неизменными. Поэтому зависимости предельной мощности P_{np} от кратности к_ф увеличения ЭДС возбуждения E_r по отношению к синхронной ЭДС установившегося режима E_{q0} оказываются весьма информативными как при варьировании параметров генератора, так и использования устройств FACTS, способствующих повышению устойчивости.

Чтобы сбалансировать изменяющуюся реактивную мощность станции и потери реактивной мощности ЛЭП (при изменении установленной мощности генератора в ходе поиска предела) к шинам станции подключается дополнительный реактивный элемент ($b_{\rm K}$, рис. 1), проводимость которого выбирается из условия баланса реактивных мощностей.

Расчет величин пределов динамической устойчивости электропередачи выполняется для нескольких (обычно трех) значений кратности форсирования возбуждения κ_{ϕ} . Зависимости $P_{np} = f(\kappa_{\phi})$ позволяют оценивать влияние изменения параметров генератора, а также влияние различных мероприятий по повышению устойчивости (что является одной из целей работы) на уровень динамической устойчивости. Расчет переходного процесса выполняется до момента достижения углом ротора первого максимума. Предполагается, что быстродействующая система регулирования возбуждения генератора обеспечивает форсирование возбуждения от момента начала короткого замыкания до первого максимума угла.

Расчет переходного процесса осуществляется на базе численного интегрирования системы дифференциальных уравнений переходных процессов синхронной машины. Модель синхронной машины использует по одному эквивалентному демпферному контуру в каждой оси ротора. Таким образом, решаемая система дифференциальных уравнений (с учетом уравнения движения ротора) имеет пятый порядок.

Поскольку в ходе переходного процесса в точку с напряжением U_1 подключаются компенсирующее устройство и шунт короткого замыкания, их влияние учитывается вычислением эквивалентных индуктивных сверхпереходных сопротивлений генератора и эквивалентных сверхпереходных ЭДС. Моделирование переходных процессов внешней сети осуществляется с учетом включенных в середине линии статического синхронного компенсатора (СТАТКОМ) и статического синхронного продольного компенсатора (ССПК).

Устойчивость динамического перехода определяется в ходе расчета на основании анализа знаков скольжения *s* и его производной *ds/dt* после момента отключения короткого замыкания. Если в процессе расчета в момент времени $t > t_{\kappa_3}$, скольжение s > 0, а его производная ds/dt < 0, то это означает, что угол δ еще не достиг максимума и будет возрастать. Из условия s < 0 и ds/dt < 0 получается, что угол δ достиг максимума и в дальнейшем будет уменьшаться, т. е. исследуемый режим устойчив. При s > 0 и ds/dt > 0 угол δ неограниченно возрастает с течением времени, следовательно, данный режим неустойчив. Таким образом, систему уравнений переходных процессов генератора необходимо решать до тех пор, пока либо *s* не изменит своего знака с положительного на отрицательный при ds/dt < 0, либо производная скольжения ds/dt не станет положительной при s > 0. Данные условия справедливы и должны проверяться при $t > t_{\kappa_3}$.

На рис. 3 показано последовательное изменение установленной мощности генератора в процессе численного поиска предела динамической устойчивости. Вычислительный процесс останавливается, когда два последующих значения пределов не различаются на величину изначально заданной точности є. Приведенные результаты получены для случая двухфазного на землю короткого замыкания. Моделирование СТАТКОМ и ССПК выполнено в соответствии с рекомендациями [1, 2, 5].



Рис. 3. Изменение мощностей генератора в ходе поиска величины предела динамической устойчивости: *a*) турбогенератор ТЗВ-800-2, *б*) гидрогенератор СГКВ-480/115-64. *n* – номер итерации

Принятая система базисных величин ($X_{\text{баз}} = X_{\text{вн}} = 1,0$ о.е.; $P_{\text{баз}} = U^2_{\text{баз}}/X_{\text{баз}} = 1,0$ о.е.; $P_{\text{станции}} = \text{var.}$) позволяет несколько иначе трактовать рассчитанное предлагаемым методом значение предела динамической устойчивости: оно численно равно значению изменяемого индуктивного сопротивления электростанции, связывающего ее с приемной системой, вычисляемому при $P_{\text{баз}} = P_{\text{станции}} = 1$ о.е., $X_{\text{вн}} = \text{var.}$ Поскольку базисные мощности и напряжения при обеих постановках задачи одинаковы, то $P_{\text{станции пред}} \cdot X_{\text{баз}} = P_{\text{баз}} \cdot X_{\text{вн пред.}}$

Величины внешних эквивалентных индуктивных сопротивлений, найденные для нескольких тепловых электростанции России, приведены в работе [4]. В частности, показано, что для большинства мощных электростанций величина X_{BH} лежит в диапазоне 0,2–0,4 о.е. (максимальная величина – 0,49 (для Кольской АЭС)). Таким образом, рассчитанная по приведенной методике величина предела динамической устойчивости может охарактеризовать запас устойчивости при работе электростанции в конкретной энергосистеме.

В качестве объектов исследования рассмотрены два синхронных генератора, отличающихся крайне неблагоприятными электромеханическими параметрами: турбогенератор T3B-800 со следующими основными параметрами:

$$X_d = 2,22, \quad X'_d = 0,292, \quad X''_d = 0,216, \quad X''_q = 0,26, \quad T_{d0} = 11 \text{ c}, \quad T_j = 4,99 \text{ c},$$

и капсульный гидрогенератор СГКВ – 480/115 – 64 с параметрами:

 $X_d = 1,98; \quad X_q = 1,02; \quad X'_d = 0,57; \quad X''_d = 0,45; \quad X''_q = 0,42; \quad T_{d0} = 1,3 \text{ c}; \quad T_j = 2,3 \text{ c}.$

Механическая инерционная постоянная T_j турбогенератора (с учетом паровой турбины) заметно снижена; при этом постоянная времени контура возбуждения T_{d0} весьма значительна, что существенно снижает эффективность регулирования возбуждения. Это подтверждается приведенными выше результатами расчета пределов динамической устойчивости, приведенными на рис. 3, *а*. Величины пределов при двухфазном на землю коротком замыкании длительностью 0,12 с составляют: $P_{np} = 0,444$ о.е. при $\kappa_{\phi} = 1$ (отсутствие форсировки возбуждения), $P_{np} = 0,468$ о.е. при $\kappa_{\phi} = 2$ и $P_{np} = 0,493$ о.е. при $\kappa_{\phi} = 3$, что соответствует повышению предела на 5,4% при двукратном форсировании возбуждения и на 11% при трехкратном.

Гидрогенератор капсульного типа СГКВ-480/115-64 также характеризуется неблагоприятными электромеханическими параметрами – резко сниженной величиной механической инерционной постоянной и значительными индуктивными сопротивлениями (особенно переходного сопротивления X'_d). Однако из-за заметно сниженной величины постоянной времени контура возбуждения T_{d0} существенно увеличивается влияние регулирования возбуждения на показатели устойчивости. Так, величины пределов при двухфазном на землю коротком замыкании длительностью 0,12 с составляют: $P_{np} = 0,1015$ о.е. при $\kappa_{\phi} = 1$ (отсутствие форсировки возбуждения), $P_{np} = 0,1759$ о.е. при $\kappa_{\phi} = 2$ и $P_{np} = 0,2388$ о.е. при $\kappa_{\phi} = 3$, что соответствует повышению предела на 73,3% при двукратном форсировании возбуждения и на 135% при трехкратном.

Сравнение результатов расчетов

Пределы рассчитывались при последовательном увеличении мощности устройств, включенных в середине линии электропередачи. Рассмотрены случаи коротких замыканий и коротких замыканий, осложненных отказами выключателей и ослаблением связи с приемной системой в послеаварийном режиме. Результаты расчета пределов динамической устойчивости при двухфазном на землю КЗ длительностью 0,12 с для турбогенератора ТЗВ-800 приведены на рис. 4 и для кратности форсирования возбуждения $\kappa_{\phi} = 2$ сопоставлены на рис. 5. Можно заметить, что устройство последовательного включения (ССПК) заметно эффективнее во всем диапазоне изменения мощностей устройств.



Рис. 4. Зависимость величины пределов динамической устойчивости при двухфазном КЗ на землю (турбогенератор ТЗВ): *a*) от мощности СТАТКОМ, *б*) от мощности ССПК

Так, увеличение предела динамической устойчивости за счет применения СТАТКОМ мощностью 0,4 о.е. составляет 33,7%, при той же мощности ССПК увеличение предела составляет 49,8% (относительное увеличение на 47,7%).

Для гидрогенератора капсульного типа возрастание величин пределов устойчивости за счет влияния компенсирующих устройств является еще более значительным. На рис. 6 приведены зависимости пределов динамической устойчивости от мощности СТАТКОМ.

На рис. 7 сопоставлены значения пределов рассчитанных для гидрогенератора СГКВ-480/115-64, достигаемых за счет действия СТАТКОМ и ССПК при двухфазном на землю коротком замыкании при $\kappa_{\phi} = 2$. Очевидно, что и в данном случае устройство последовательного включения является значительно более эффективным. Так, увеличение значения предела за счет действия СТАТКОМ мощностью 0,4 о.е. составляет 70,5 %; за счет действия ССПК такой же мощности – 134,8 %. Относительное увеличение



Рис. 5. Сопоставление эффективности СТАТКОМ и ССПК при двухфазном КЗ на землю (турбогенератор ТЗВ-800)



Рис. 6. Зависимость величины пределов динамической устойчивости от мощности СТАТКОМ при двухфазном КЗ на землю (гидрогенератор СГКВ-480/115-64)
предела за счет ССПК по отношению к такой же величине, достигаемой за счет СТАТКОМ, составляет 91,2%.

Еще бо́льшую эффективность ССПК относительно СТАТКОМ можно отметить при затянувшихся коротких замыканиях, вызванных отказами выключателей, осложненных ослаблением связи электрической станции с энергосистемой после ликвидации короткого замыкания.

На рис. 8, а сопоставлены кривые, иллюстрирующие зависимости пределов



СТАТКОМ и ССПК при двухфазном КЗ на землю (гидрогенератор СГКВ-480/115-64)

динамической устойчивости турбогенератора T3B-800 от мощности СТАТКОМ и ССПК при затянувшемся однофазном коротком замыкании с последующим ослаблением связи в послеаварийном режиме. Результаты сравнения соответствуют КЗ длительностью $t_{K3} = 0,255$ с [5] с последующим ослаблением связи с системой на 33 % при $\kappa_{\phi} = 2$.

Во всех случаях нужно отметить достаточно большую абсолютную эффективность устройств FACTS с точки зрения их влияния на динамическую устойчивость. Так, при данном возмущении применение СТАТКОМ мощностью 0,4 о.е. повышает предел на 57,7%, применение ССПК – на 92,3%.

Для генератора капсульного типа соответствующие показатели еще более велики (рис. 8, б). Применение СТАТКОМ увеличивает предел на 132,6%, применение ССПК – на 213%.





Необходимо отметить, что величина предельной мощности электрической станции и устройства силового режимного регулирования вычисляются/задаются в долях пропускной способности внешней сети. Поэтому при использовании результатов расчетов пределов динамической устойчивости необходимо сопоставлять достигаемый уровень устойчивости с затратами ресурсов для его обеспечения. На практике использование компенсирующих устройств мощностью более 20–35% от достигаемой предельной мощности маловероятно.

Выводы

1. Сопоставление влияния устройств продольного (ССПК) и поперечного (СТАТКОМ) подключения на характеристику мощности простейшей электропередачи показывает, что относительная эффективность устройства продольного включения в условиях одиночной электропередачи при одинаковой мощности приблизительно в два раза выше, чем устройства поперечного подключения; данный показатель повышается при сокращении длины линии.

2. Расчеты пределов динамической устойчивости показали, что во всех рассмотренных случаях устройство последовательного включения (ССПК) демонстрирует большую относительную эффективность, возрастающую по мере увеличения мощности применяемых устройств и возрастания тяжести возмущения.

Список литературы

- Кочкин В. И., Шакарян Ю. Г. Применение гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока в энергосистемах / В. И. Кочкин, Ю. Г. Шакарян. – Москва: Торус Пресс, 2011. – 312 с.
- Eremia M. Advanced solutions in Power Systems / M. Eremia // IEEE Press. 2016. pp. 1063
- 3. Беляев А. Н. Программирование на примере электротехнических задач: учеб. пособие / А. Н. Беляев. Санкт-Петербург: Изд-во СПбГПУ, 2005. 120 с.
- Юрганов А. А., Кожевников В. А. Регулирование возбуждения синхронных генераторов / А. А. Юрганов, В. А. Кожевников. – Санкт-Петербург: Наука, 1996. – 138 с.
- Лямов А. С., Смоловик С. В. Применение статического синхронного компенсатора для повышения динамической устойчивости мощной ГЭС / А. С. Лямов, С. В. Смоловик // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2020. № 83 (2). С. 59–64.

Денисенко Артем Игоревич, студент VI курса Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: denisenko.ai@yandex.ru

Михайлов Денис Олегович, студент VI курса Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: d.o.mikh@yandex.ru

Смоловик Сергей Владимирович, д-р техн. наук, профессор, старший научный сотрудник научно-технического отдела Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: smolovik@ntcees.ru

Чудный Владимир Сергеевич, канд. техн. наук, доцент, доцент Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: chudnyvs@yandex.com

УДК 621.311 С. А. Абакумов, А. В. Виштибеев, С. Е. Гаязов, Е. А. Надобная, Д. Н. Саввин, Е. И. Эрекайкин Определение места повреждения по показаниям фиксирующих приборов в ПВК «АРУ РЗА»

Описаны основные требования, предъявляемые к модулю определения места повреждения (ОМП) для диспетчерского персонала, предназначенному для решения задачи определения места повреждения по показаниям фиксирующих измерительных приборов. Показано, как данные требования реализованы в составе программно-вычислительного комплекса для автоматизированного расчета уставок релейной защиты и автоматики (ПВК «АРУ РЗА»). Подробно изложена работа модуля, входные и выходные данные, преимущества и особенности разработанного модуля ОМП для диспетчерского персонала.

Ключевые слова: программно-вычислительный комплекс, определение места повреждения, фиксирующие измерительные приборы, диспетчерский персонал, линия электропередачи, электрическая сеть.

Введение

Диспетчерским персоналом диспетчерского центра АО «СО ЕЭС» (ДЦ) при автоматическом отключении линии электропередачи (ЛЭП), находящейся в управлении ДЦ, от действия релейной защиты как с успешным, так и с неуспешным автоматическим повторным включением, должны выполняться действия по определению места повреждения (ОМП) на отключившейся ЛЭП.

Для решения задачи ОМП диспетчерский персонал ДЦ использует показания фиксирующих приборов, регистраторов аварийных событий, микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) с функцией ОМП, установленных на энергообъектах по концам отключившейся ЛЭП.

Для снижения трудозатрат диспетчерского персонала ДЦ при определении места повреждения и повышения точности решения задачи ОМП необходимо использовать современное программное обеспечение, каковым является ПВК «АРУ РЗА» [1], приобретенный АО «СО ЕЭС» для всех ДЦ и внедренный в промышленную эксплуатацию во всех филиалах АО «СО ЕЭС» с 11.01.2021 г. (распоряжение № 151р от 30.12.2020).

В ПВК «АРУ РЗА» разработан модуль определения места повреждения на ЛЭП для ДЦ, поскольку решаемые диспетчерским персоналом ДЦ задачи отличаются от задач персонала СРЗА ДЦ.

Модуль ОМП для диспетчерского персонала

Модуль ОМП для диспетчерского персонала предназначен для использования диспетчерским персоналом ДЦ при решении задачи определения места повреждения на ЛЭП по показаниям фиксирующих измерительных приборов (ФИП). В качестве пользователя данного модуля может выступать также персонал служб релейной защиты и автоматики диспетчерских центров, который отвечает за подготовку используемой для расчета схемы замещения сети в требуемом формате ПВК «АРУ РЗА».

Определение места повреждения производится как на линиях без отпаек, так и на линиях с отпайками по ФИП. В качестве основной исходной информации для решения задачи ОМП используются значения величин тока и напряжения нулевой последовательности (3Io и 3Uo) или обратной последовательности (I2 и U2), полученных от ФИП, установленных с каждой из сторон поврежденной ЛЭП, и схема транзита на момент повреждения. Кроме того, помимо нулевой и обратной могут быть учтены значения величин тока и напряжения прямой последовательности (I1 и U1), а также фазные величины (IA, UA и т. д.).

Имеется возможность использовать показания ФИП, установленных не только на выбранной для ОМП линии, но и на других элементах электрической сети (дополнительные замеры), а также задавать замеры как с нескольких сторон линии, так и с одной стороны (односторонний замер).

Для случая отсутствия фиксирующих измерительных приборов на ЛЭП, на которых необходимо определять место повреждения, в программе предусмотрена возможность задавать объединение ЛЭП: при формировании задания выбранную линию, на которой не установлены ФИП, с помощью соответствующей функции можно объединить с линиями электропередачи, на которых ФИП установлены. Функция объединения ЛЭП позволяет производить поиск повреждения на длинных разветвленных участках и в случаях, когда несколько элементов модели сети представляют собой единую линию электропередачи.

Работа с программой производится по следующему алгоритму:

- пользователь выбирает ЛЭП для расчета ОМП;
- отмечает подстанцию/электростанцию, от которой будет начинаться отсчет расстояния до места повреждения;
- настраивает режим работы сети и вводит показания ФИП;
- получает информацию о расчетном месте повреждения и протокол расчета.

Выбор ЛЭП, на которой будет производиться ОМП, как и выбор подстанции/ электростанции, реализован двумя способами: с помощью графического изображения (схема замещения сети) или из таблицы элементов электрической сети через пункт меню «Выбор ЛЭП» (рис. 1). После выбора линии открывается «окно» со схематичным изображением и указанными местами для ввода показаний ФИП как это показано на рис. 2.

Таким же образом производится добавление дополнительных замеров электрических величин, если таковые имеются и необходимы для решения текущей задачи ОМП. Хранилище данных с показаниями дополнительных ФИП реализовано в табличном виде и располагается в соответствующей вкладке главного расчетного окна как показано на рис. 3.

Модуль ОМП для диспетчерского персонала обеспечивает возможность задания коммутационного состояния оборудования, формирующего режим для расчета аварийных величин токов и напряжений при КЗ на выбранной ЛЭП.

Для каждой линии электропередачи автоматически формируется список коммутируемых элементов сети (КС), в который помещаются все смежные объекты прилегающей к ЛЭП сети (элементы 1-го пояса). Кроме того, список КС может быть дополнен элементами, коммутационное состояние которых, по мнению специалиста, может оказывать влияние на решение задачи ОМП на рассматриваемой линии. Анализ степени такого влияния проводит СРЗА ДЦ. Список коммутируемых элементов сети и текущие коммутации показаны на рис. 4.

*	Таблица	а элементов сети Т	ECT_MSGO.aru	$-\Box \times$
🖌 Отображать только ЛЭП	Наименовани	е элемента 🔹	Поиск	Сбросить
Наименование э	лемента	Номер	Наименование концевого узла	Номер
К-1 ПСN15-3-Д ЛИБКНЕХТАN93		1	ПСN15 3-ДИ-Ч	900
		1	З-Д ЛИБКНЕХТАN93	930
ПСN15 3-ДИ-Ч - ПСN16ВОЛ-СЕ	В	2	ПСN15 3-ДИ-Ч	900
		2	ПСN16ВОЛ-СЕВ	901
ПСN16BOЛ-СЕВ - З-Д ЛИБКНЕХ	TAN93	3	ПСN16ВОЛ-СЕВ	901
		3	3-Д ЛИБКНЕХТАN93	930
ПСN16BOЛ-CEB - Петрогр165		4	ПСN16ВОЛ-СЕВ	901
		4	Петрогр165	18581
ПСN15 3-ДИ-Ч - ЛЕВАШОВСКАЯ	1 N55	5	ПСN15 3-ДИ-Ч	900
		5	ЛЕВАШОВСКАЯ N55	922
ЛЕВАШОВСКАЯ N55 - ПСN15 3-	ди-ч	6	ПСN15 3-ДИ-Ч	900
		6	ЛЕВАШОВСКАЯ N55	922
Волх-Петр		35	Волх-Петр.2с	18544
		35		37226

Рис. 1. Таблица элементов сети и доступные функции в контекстном меню



Рис. 2. Выбор ЛЭП и диалоговое окно со схематическим изображением выбранной линии

Расчет	ОМП по показаниям изме	рительных приборов		>
Режим работы ФИП 310/3U0	👻 Дата и	время аварии 04.04.2	022	04:00:00
Наименование выбранной линии: 1(K-1 ПСN15-	3-Д ЛИБКНЕХТАN93)			
Схематическое изображение выбранной линии	Список дополнительн	ых замеров Настройки	4	
замеры токов				
ветвь	тип значения	замер, кА	замер достоверный	замер активный
1CN15 3-ДИ-Ч-ПС 12А-110 [900-18562]	310	5.25	\checkmark	\checkmark
ПСN16BOЛ-CEB-3-Д ЛИБКНЕХТАN93 [901-930]	310	4.63	\checkmark	\checkmark
замеры напрочений	т	чение, кА	310	• добавить
узел	тип значения	замер, кВ	замер достоверный	замер активный
922(ЛЕВАШОВСКАЯ N55)	3U0	11.54	\checkmark	\checkmark
901(ПСN16ВОЛ-СЕВ)	3U0	5.77	\checkmark	\checkmark
		чение, кВ	300	• добавить
Производить добавление дополнительных зам	еров по номеру объек	та сети		
Очистить задание	Загрузит	ь задание	Сохранить	задание

Рис. 3. Список дополнительных замеров в диалоговом окне выбранной ЛЭП

*	Cnv	ісок коммутаций д	MSGO.aru 🚬 🗡	
Список коммути	ируемых элементов		добавить	Заданные коммутации в сети
номер	наименование	состоя	ние	Элемент 3 отключен
6	ЛЕВАШОВСКАЯ N55 - ПСN15 3-ДИ-Ч	отключен с зазе	млением	Элемент в отключен с заземлением
5	ПСN15 3-ДИ-Ч - ЛЕВАШОВСКАЯ N55			Элемент 551 отключен с заземлением
2	ПСN15 3-ДИ-Ч - ПСN16ВОЛ-СЕВ			
3	ПСN16BOЛ-CEB - З-Д ЛИБКНЕХТАN93	отключен		включение выключателя 18560-18561
				отключение нейтрали 18589-0,1
				отключение нейтрали 18558-0,99

Рис. 4. Список коммутируемых элементов и заданные коммутации в сети

В программе предусмотрена возможность выбора режима работы ЛЭП, при котором произошло повреждение: нагрузки («обычное многостороннее ОМП») или опробования («ОМП по одностороннему замеру»). Режим опробования формируется путем выбора узла энергообъекта, со стороны которого осуществляется включение выключателя (опробование) данной линии электропередачи (рис. 5).



Рис. 5. Расчет ОМП в режиме опробования

Модуль ОМП производит автоматическую оценку достоверности введенных показаний ФИП и подбор переходного сопротивления при проведении расчета, а также осуществляет поиск всех возможных мест повреждения [2].

Повреждение на выбранном участке, при котором соблюдаются допустимые уровни погрешностей замеров, является успешным решением поиска мест повреждений. При этом алгоритм производит уточнение параметров повреждения, чтобы гарантировать пользователю не просто допустимые, но минимальные уровни погрешностей замеров, благодаря чему достигается высокая точность расчета.

В результате проведения расчета может сложиться ситуация, когда при заданных замерах на выбранном участке поиска повреждения отсутствуют точки с допустимыми погрешностями. В таком случае будет произведен поиск недостоверных показаний. Поочередное исключение введенных замеров происходит с сохранением типа производимого расчета ОМП.

Расчет ОМП может быть произведен с выдачей протокола расчета в текстовом формате, с формированием зон обхода и мест повреждений на графическом изображении ЛЭП, а также в комбинированном формате.

В графическом представлении найденное расчетное место повреждения (МП) отмечено знаком КЗ и выделено цветом, также указываются:

- вид короткого замыкания;
- расстояние в км от узла подстанции/электростанции, выбранного узлом начала отсчета расстояния, до расчетного МП;
- расстояние в км до начала и конца зоны обхода для нахождения места аварии.

По умолчанию в программе по результатам расчета выводится одно наиболее вероятное место повреждения, которое выбирается путем анализа итоговой погрешности введенных замеров для каждого из найденных МП. По окончании расчета на экране отображается графическая информация о расчетном месте повреждения и формируется протокол расчета, пример которого показан на рис. 6.

Протокол расчета содержит следующую информацию:

- служебную информацию (дату проведения расчета, информацию о модели сети, в которой проводился расчет);
- графическое изображение ЛЭП с наименованием подстанций (станций), к которым примыкает выбранная линия электропередачи, с отмеченным местом КЗ (определенным программой) и зоной обхода с указанием длины ЛЭП, расстояния (в км) от точки начала отсчета до места КЗ, до начала и конца зоны обхода;
- показания ФИП, включая недостоверные, которые выделяются ярким цветом на графическом изображении около концов выбранной линии;
- дополнительные показания ФИП с указанием наименований ЛЭП (если дополнительные показания использовались);
- переходное сопротивление (если программа при решении задачи ОМП подбирала переходное сопротивление);
- расстояние до МП от каждого конца ЛЭП, расстояние до начала зоны обхода для каждого конца ЛЭП, расстояние до конца зоны обхода для каждого конца ЛЭП. Все расстояния выводятся в табличном виде;
- длину зоны обхода в формате +/- Х км, где Х расстояние от места КЗ до конца зоны обхода.



Рис. 6. Пример выходного протокола при определении места повреждения на выбранной ЛЭП

Заключение

Разработанный модуль ОМП для диспетчерского персонала в составе ПВК «АРУ РЗА» позволяет:

- снизить трудозатраты диспетчерского персонала ДЦ при определении места повреждения и повысить точность решения задачи ОМП;
- решать задачи определения места повреждения на линиях электропередачи по показаниям фиксирующих измерительных приборов с учетом всех требований к ПО для диспетчерского персонала ДЦ АО «СО ЕЭС»;

- оперативно анализировать результаты расчета ОМП, используя возможности построения схематического изображения выбранной линии и визуализации найденного поврежденного участка с указанием зоны обхода;
- производить поиск на элементах любой сложности с различными вариантами ветвления с высокой скоростью и точностью расчета, за счет отсутствия ограничений на количество заданий любых видов замеров.

Модуль самостоятельно определяет ошибочные данные замеров и выполняет подбор переходного сопротивления.

Протокол расчета содержит всю необходимую для диспетчерского персонала информацию о выполненном поиске МП в удобном для пользователя формате.

Список литературы

- Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021664420 Российская Федерация. Программно-вычислительный комплекс для автоматизированного расчета уставок релейной защиты и автоматики. Версия 7.0 (ПВК АРУ РЗА 7.0) : № 2021664420 : опуб. 06.09.2021 /С. А. Абакумов, А. В. Виштибеев, С. Е. Гаязов, Е. А. Надобная, Д. Н. Саввин, Е. И. Эрекайкин; правооблад. АО «НТЦ ЕЭС».
- ПВК «АРУ РЗА» автоматизация выбора и анализа параметров срабатывания устройств РЗА / С. А. Абакумов, А. В. Виштибеев, С. Е. Гаязов, Е. А. Надобная, Д. Н. Саввин, Е. И. Эрекайкин // Релейная защита и автоматика энергосистем – 2021. – Т. 3 – С. 321–334.

Абакумов Сергей Александрович, главный инженер проектов, заместитель заведующего отделом проектирования энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: AbakumovSA@nsk.so-ups.ru

Виштибеев Алексей Владимирович, канд. техн. наук, доцент, заведующий отделом проектирования энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (AO «НТЦ ЕЭС»). E-mail: VishtibeevAV@nsk.so-ups.ru

Гаязов Ставро Евгеньевич, программист отдела проектирования энергообъектов Научнотехнического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: GayazovSE@arurza.ru

Саввин Дмитрий Николаевич, ведущий инженер отдела проектирования энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: SavvinDN@nsk.so-ups.ru

Надобная Евгения Анатольевна, инженер отдела проектирования энергообъектов Научнотехнического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: NadobnayaEA@arurza.ru

Эрекайкин Евгений Иванович, программист отдела проектирования энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: ErekaikinEI@arurza.ru

ВОПРОСЫ ТЕХНИКИ ВЫСОКИХ НАПРЯЖЕНИЙ

УДК 621.311 С. С. Грицутенко, Н. В. Коровкин Повышение точности определения места повреждения линии электропередачи с помощью метода наименьших квадратов

Рассмотрен метод, позволяющий определять с достаточно высокой точностью место повреждения линии электропередачи. Расчет места повреждения – разрыва линии производится при использовании резонансного метода. Этот метод исходит из предположения, что свойство разорванной линии хорошо описываются математической моделью, представляющей собой резонансный контур. В качестве исходных данных используется напряжение в начале линии, записанное в момент аварии. На основании этих измерений находятся параметры колебательного контура, наилучшим образом аппроксимирующие экспериментальные данные. Резонансный метод строится на упрощенной модели длинной линии, в которой не учитывается ее активное сопротивление. Новый метод включает в модель колебательного контура активное сопротивление. Однако, данный подход приводит уплощению вершины пика кривой амплитудно-частотной характеристики и снижению точности определения ее максимума. Поэтому расчет резонансной частоты выполняется сопоставлением формы амплитудно-частотной характеристики контура со спектром напряжения во временной области, являющейся окрестностью момента разрыва. Поиск параметров контура ведется методом наименьших квадратов, обеспечивающим минимум среднеквадратичной ошибки. По параметрам контура и погонным параметрам линии, вычисляется расстояние от начала линии электропередачи до точки разрыва. Предложенный метод минимум в два раза уменьшает область поиска места аварии по сравнению с методом, взятым в качестве референсного.

Ключевые слова: колебательный контур, обрыв линии электропередачи, метод наименьших квадратов, частота резонанса, добротность колебательного контура, погонные характеристики линии электропередачи, решение системы уравнений.

Введение

Проблема определения места разрыва высоковольтных линий электропередачи является важной технической задачей и занимает особое место в электротехнике по следующим причинам. Во-первых, линии электропередачи имеют значительную протяженность – десятки и сотни километров. Во-вторых, эти линии часто прокладываются в труднодоступных местах – лесах, в горах, а иногда и над водной поверхностью. В-третьих, линии зачастую являются единственным источником энергии в том регионе, куда они прокладываются и полноценной замены им в виде, например, дизельных электростанций нет. Поиск обрыва является достаточно затратной операцией, и производить его необходимо в самые сжатые сроки и повышение точности локализации обрывов весьма актуально.

Описание референсного метода

Подходы к решению этой задачи неоднократно обсуждались в научной и технической литературе [1–4]. В данной статье рассматривается методика, предложенная в [5]. Она базируется на представлении о том, что линия электропередачи в первом приближении является колебательным контуром. Следовательно, если на этот контур подать воздействие, которым по своей сути является резкое падение тока в линии, то возникнет колебательный процесс, имеющий форму, близкую к синусоидальной и частотой близкой к частоте резонанса данной системы. Далее, определяется частота резонанса, по которой можно определить параметры колебательного контура. Зная емкость и индуктивность контура, а также погонные емкость и индуктивность линии электропередачи, возможно с некоторой достоверностью определить длину линии, в которой происходят колебания напряжения, вызванные обрывом. Рассмотрим данный подход подробнее.

В качестве исходных данных для анализа используется напряжение, полученное в результате дискретизации аналого-цифровым преобразователем в измерительном оборудовании. На рис. 1 показана реализация этого процесса. Как и предполагалось, огибающая процесса имеет вид осциллирующей функции. Также хорошо видно частоту заполнения, которую можно считать частотой резонанса контура, являющегося математической моделью поврежденной линии.

Рассмотрим спектр полученного сигнала, представленный на рис. 2. На спектре отчетливо виден пик, вершина которого находится на частоте заполнения. Следовательно, определив частоту заполнения (или, что то же, найдя местоположение пика), можно рассчитать требуемые параметры контура. В принципе, данная методика позволяет локализовать обрыв с точностью от сотен метров до километра в нормальных условиях.



Рис. 1. Форма реального переходного процесса (зависимость напряжения от времени) при разрыве линии



Рис. 2. Спектр переходного процесса (зависимость напряжения от времени) при разрыве линии

Однако, полученная точность определения повреждения может быть повышена за счет более глубокой обработки данных. Дело в том, что на измеритель в момент записи диаграммы напряжения при обрыве действует большое количество сложно учитываемых факторов. Этими факторами являются, шум, внешние воздействия типа температуры, влажности, вибрации и так далее. Также колебательный контур это лишь математическая модель и его поведение не полностью соответствует процессам в физическом объекте [6, 7]. Кроме того, в исходной модели, резонансный контур является идеальным, т. е. в нем не учитывается активное сопротивление, что приводит к следующему эффекту. У идеального контура амплитудно-частотная характеристика максимально острая и на частоте резонанса устремляется в бесконечность. В реальности, в любом контуре активное сопротивление присутствует и у контура должна быть конечная добротность. Соответственно, амплитудно-частотная характеристика реального резонансного контура имеет пик с плоской вершиной. При этом ширина этой вершины тем больше, чем ниже добротность контура. Соответственно, при определении у вершины пика возникает ошибка, вызванная указанными выше внешними факторами. Чем шире вершина, тем ошибка больше. Поэтому, определение частоты резонанса по максимальной точке амплитудно-частотной характеристики приводит к значительному разбросу результатов определения обрыва.

Учитывая это, в целях усовершенствования метода предлагается анализировать не вершину спектра принятого сигнала, а исследовать всю форму спектра целиком, т. е. искать модель с амплитудно-частотной характеристикой минимально отличающейся от спектра записанного сигнала в среднеквадратичном смысле. Для этого уточним исходную модель.

Проблемы референсного метода и цель работы

В качестве новой модели используем колебательный контур, представленный на рис. 3. Введение активного сопротивления кроме уплощения вершины ведет и к смещению резонансной частоты контура, как это показано на рис. 4, где приведены две амплитудно-частотные характеристики. Кривая, имеющая более плоскую вершину, соответствует более высокому сопротивлению, в контуре. Ее резонансная частота смещена в область низких частот. Соответственно, кривая амплитудно-частотной характеристики контура с большей добротностью имеет более острую вершину и ее резонансная частота выше. Емкости и индуктивности обоих контуров одинаковы. Следовательно, если емкость и индуктивность рассчитывать без учета сопротивления, то для этих двух контуров они окажутся различными. Разными будут и рассчитанные расстояния до точки разрыва. Таким образом, приходим к выводу, что исходный метод имеет некоторую систематическую ошибку, а ее устранение, являющееся целью настоящей работы, обеспечит лучшую точность локализации места разрыва.



Рис. 3. Колебательный контур, выбранный в качестве модели линии электропередачи





Повышение точности локализации места разрыва

Введение в контур затухания уплощает вершину, поэтому необходимо предложить метод, менее чувствительный к флуктуациям, приводящим к ее смещению. Частым решением в таких случаях является метод многократных измерений с последующим усреднением результатов. Однако многократные измерения при разрыве линии электропередачи невозможны. Поэтому используем другой подход, основанный на методе наименьших квадратов. Основная идея метода заключается в том, что экспериментально определенной кривой подбирается функция, аппроксимирующая ее наилучшим в смысле наименьших квадратов образом. Амплитудночастотная характеристика сопротивления контура имеет вид:

$$Z(\omega) = \frac{R + j\left(L\omega - CL^2\omega^3 - CR^2\omega\right)}{C^2L^2\omega^4 + C^2R^2\omega^2 - 2CL\omega^2 + 1}.$$

Определим в точках ω_n спектр напряжения, возникающего на контуре.

Метод наименьших квадратов позволяет минимизировать среднеквадратическое отклонение между измеренной кривой и ее аппроксимацией по их дискретным отсчетам:

$$E = \sum_{n=1}^{N} \left[y_n - f_n \left(L, C, R \right) \right]^2 \xrightarrow{L, C, R} \min ,$$

где y_n – данные измерений, $n = \overline{1, N}$;

 $f_n(L, C, R)$ – значения аппроксимирующей кривой;

L, *C*, *R* – параметры, по которым выполняется оптимизация. Минимизация выполняется решением системы уравнений, отражающей необходимые условия:

$$\begin{cases} \partial E/\partial L = 0, \\ \partial E/\partial C = 0, \\ \partial E/\partial R = 0. \end{cases}$$

Далее, как и в первоначальном методе, по полученным параметрам с учетом известных погонных параметров вычисляется расстояние от начала линии электропередачи до места ее обрыва [8].

Найдем частные производные квадрата разницы спектра напряжения и полного сопротивления колебательного контура. Производная по емкости имеет вид:

$$\frac{\partial (U(\omega) - Z(\omega))^2}{\partial C} = -C^2 L^2 \operatorname{Im}(Z(\omega)) \omega^4 + 2C^2 LR \operatorname{Re}(Z(\omega)) \omega^3 + C^2 R^2 \operatorname{Im}(Z(\omega)) \omega^2 - CL^2 \omega^3 + 2CL \operatorname{Im}(Z(\omega)) \omega^2 + CR^2 \omega - 2CR \operatorname{Re}(Z(\omega)) \omega + L\omega - \operatorname{Im}(Z(\omega)).$$

Производная по индуктивности имеет вид:

$$\frac{\partial (U(\omega) - Z(\omega))^2}{\partial L} = -C^2 L^2 \operatorname{Re}(Z(\omega)) \omega^4 - 2C^2 LR \operatorname{Im}(Z(\omega)) \omega^3 + C^2 R^2 \operatorname{Re}(Z(\omega)) \omega^2 - 2CLR \omega^2 + 2CL \operatorname{Re}(Z(\omega)) \omega^2 + 2CR \operatorname{Im}(Z(\omega)) \omega + R - \operatorname{Re}(Z(\omega)).$$

Производная по активному сопротивлению имеет вид:

$$\frac{\partial (U(\omega) - Z(\omega))^2}{\partial R} = -C^2 L^4 \operatorname{Im}(Z(\omega)) \omega^6 - 2C^2 L^2 R^2 \operatorname{Im}(Z(\omega)) \omega^4 - CL^4 \omega^5 - C^2 R^4 \operatorname{Im}(Z(\omega)) \omega^2 + 2CL^3 \operatorname{Im}(Z(\omega)) \omega^4 - 2CL^2 R^2 \omega^3 + 2CL^2 R \operatorname{Re}(Z(\omega)) \omega^3 + 2CL R^2 \operatorname{Im}(Z(\omega)) \omega^2 - CR^4 \omega + 2CR^3 \operatorname{Re}(Z(\omega)) \omega + L^3 \omega^3 - L^2 \operatorname{Im}(Z(\omega)) \omega^2 + LR^2 \omega - 2LR \operatorname{Re}(Z(\omega)) \omega + R^2 \operatorname{Im}(Z(\omega)).$$

Теперь система уравнений может быть записана таким образом.

$$\begin{cases} \sum_{n=1}^{N} \frac{\partial (U(\omega_n) - \operatorname{Re} Z(\omega_n))^2}{\partial L} = 0, \\ \sum_{n=1}^{N} \frac{\partial (U(\omega_n) - \operatorname{Re} Z(\omega_n))^2}{\partial C} = 0, \\ \sum_{n=1}^{N} \frac{\partial (U(\omega_n) - \operatorname{Re} Z(\omega_n))^2}{\partial R} = 0. \end{cases}$$
(1)

Система (1) имеет единственное решение [9, 10]. При обработке результатов, полученных на реальном объекте в случае искусственно вызванного обрыва, предлагаемый метод показал точность не менее, чем в два раза лучше исходного метода. К сожалению, искусственный обрыв является достаточно затратным мероприятием, поэтому опытных данных было получено меньше, чем хотелось, но, тем не менее, возможности метода были очевидно продемонстрированы (табл. 1).

Таблица 1

	Референси	ный метод	Улучшенный метод			
Реальное расстояние от начала линии до места обрыва, км	Расчетное расстояние от начала линии до места обрыва, км	Абсолют- ная по- грешность, км	Относи- тельная погреш- ность, %	Расчетное расстояние от начала линии до места обрыва, км	Абсолют- ная по- грешность, км	Относи- тельная погреш- ность, %
22,36	23,05	0,69	3,09	22,63	0,27	1,21
32,28	31,5	0,78	2,42	31,91	0,37	1,14
33	33,74	0,74	2,24	33,22	0,22	0,67
42,18	41,18	1	2,37	41,71	0,47	1,11

Сравнение референсного и улучшенного методов

Дискуссия

Рассмотрим вопрос насколько математическая модель линии в виде *RLC*-контура адекватна. Длинная линия может быть описана не одним колебательным контуром, а несколькими. В этом случае амплитудно-частотная характеристика приобретает иную форму, в ней могут образовываться дополнительные пики. Эти пики, в свою очередь, смещают основную резонансную частоту и образуют дополнительные ре-

зонансы на других частотах. Кроме того, может возникнуть вопрос об уточнении моделирования воздействия при разрыве линии. В этом случае следует анализировать не частотную характеристику контура, а ее произведение на спектр тока.

Спектр тока может быть, как измерен, так и принят в качестве некоторого идеального допущения. Например, ток можно моделировать синусоидальным сигналом, который в некоторый момент времен становится равным нулю. Данный подход существенно усложняет вычисления. Однако нахождение производных для случая, когда ток представлен обрывающейся синусоидой, решаемая задача. Для произвольного (полученного из измерений) спектра тока потребуются подходы, основанные на приближенных вычислениях.

Поэтому при разработке метода было принято компромиссное решение. Модель была незначительно усложнена, и был изменен метод поиска параметров модели. Дальнейшее усложнение модели (учет спектра сигнала, использование нескольких колебательных контуров) не привело к серьезному повышению точности определения места разрыва. Однако, благодаря развитию средств вычислительной техники, сложные вычисления на сегодняшний день уже не являются серьезным ограничением. Поэтому исследования по уточнению математической модели и применению асимптотических алгоритмов будут продолжены.

Выводы

Предлагаемый метод [11] позволяет решать важную задачу – обеспечение быстрого восстановления снабжения промышленных и иных объектов электрической энергией при авариях, связанных с обрывом линий электропередачи. За счет некритичного усложнения математической модели длинной линии и применения метода наименьших квадратов удалось повысить точность локализации обрыва более, чем в два раза, по сравнению с референсным методом. При этом, несмотря на явный выигрыш, разброс ошибок позиционирования места разрыва остается достаточно высоким. Возможными причинами данного эффекта, по всей видимости, является влияние внешних факторов, таких как влажность, температура и так далее. Поэтому авторы видят возможность повышения точности за счет внесения указанных факторов в математическую модель.

Список литературы

- 1. Котеленко С. В. Методы определения мест повреждения кабельных линий / С. В. Котеленко // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. 2021. №. 12. С. 81–84.
- Байбурин А. Р. Акустический метод определения места повреждения кабельных линий / А. Р. Байбурин // Электротехнические комплексы и системы. – 2021. – С. 370–375.
- Определение места повреждения локационным методом на линиях электропередачи с ответвлениями / Р. Г. Минуллин, Ю. В. Писковацкий, В. А. Касимов, Р. Г. Мустафин, В. Ю. Виноградов // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2021. – Т. 13. – №. 3. – С. 69–80.
 - 4. Куликов А. Л., Лукичева И. А. Определение места обрыва ЛЭП по мгновенным значениям осциллограмм аварийных токов и напряжений / А. Л. Куликов,

И. А. Лукичева // Проблемы и перспективы развития энергетики, электротехники и энергоэффективности. – 2018. – С. 81–88.

- 5. Иванова Е. А. Определение места повреждения в неоднородной линии электропередачи постоянного тока / Е. А. Иванова // Электрические станции. 2014. №. 7. С. 51–56.
- Котов В. С., Пакин И. И. Реализация математической модели схемы замещения трехфазной линии электропередачи в программном комплексе SIMINTECH / В. С. Котов, И. И. Пакин // Инновационные технологии в машиностроении. – 2021. – С. 85–88.
- Пазенко Н. П. Разработка математической модели расчета габарита провода воздушной линии электропередачи для определения предельных токовых нагрузок / Н. П. Пазенко, А. И. Пухова, И. В. Игнатенко // Транспорт Азиатско-Тихоокеанского региона. – 2019. – №. 2. – С. 40–43.
- Коровкин Н. В., Грицутенко С. С. Эффективный алгоритм измерения параметров длинных линий для реализации на сигнальном процессоре / Н. В. Коровкин, С. С. Грицутенко // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2017. №. 2. С. 87–100.
- Староверов Б. А., Олоничев В. В., Смирнов М. А. Определение оптимального периода квантования при идентификации объектов методом наименьших квадратов / Б. А. Староверов, В. В. Олоничев, М. А. Смирнов // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2014. – №. 1. – С. 62–69.
- Гринкевич В. А. Идентификация устройства на основе элемента Пельтье методом наименьших квадратов / В. А. Гринкевич // Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации. – 2020. – №. 1-2 (46–47). – С. 17–27.
- 11. Грицутенко С. С. Разработка алгоритмов идентификации состояний электроэнергетических систем на базе методов цифровой обработки сигналов: дис. ... д-р. техн. наук: 05.09.05 / С. С. Грицутенко. – СПб, 2021. – 260 с.

Грицутенко Станислав Семенович, д-р техн. наук, доцент, профессор кафедры информационной безопасности Омского государственного университета путей сообщения (ОмГУПС). E-mail: st256@mail.ru

Коровкин Николай Владимирович, д-р техн. наук, профессор, профессор Высшей школы высоковольтной энергетик Института энергетики Санкт-петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: nikolay.korovkin@gmail.com

УДК 621.314

Е. Н. Кобзарь, Н. В. Коровкин, Л. И. Сахно, О. И. Сахно, П. Д. Федоров Исследование поверхностного эффекта в обмотках мощного тороидального трансформатора для стыковой контактной сварки оплавлением труб

Рассматривается поверхностный эффект в обмотках мощных тороидальных трансформаторов для контактной сварки труб оплавлением. Приводятся результаты экспериментального и теоретического анализа поверхностного эффекта в обмотках. Для теоретического анализа используется схема замещения многообмоточного трансформатора и двумерные модели двухобмоточных трансформаторов. Показано, что в обмотках исследуемых трансформаторов имеется перерасход меди. Предложены способы уменьшения поверхностного эффекта и устранения перерасхода меди в обмотках мощных тороидальных трансформаторах для сварки труб.

Ключевые слова: контактная сварка оплавлением, многообмоточный трансформатор, схема замещения, поверхностный эффект, потери, короткое замыкание.

Введение

Расчет мощного тороидального трансформатора для контактной сварки труб оплавлением обычно проводится по стандартной методике расчета трансформаторов контактной сварки [1]. Однако эта методика разработана для дисковых чередующихся обмоток. Такая конструкция позволяет уменьшить поверхностный эффект в проводах и обеспечить равномерное распределение тока по параллельным секциям обмоток за счет симметричного расположения секций. В тороидальных трансформаторах для контактной сварки труб оплавлением первичная обмотка наматывается на тороидальный магнитопровод. Вторичная обмотка, выполненная в виде медного корпуса с разрезом, имеет один виток. Эта конструкция трансформатора является модернизацией кольцевых трансформаторов, применяемых в трубосварочных машинах [2]. Поскольку в первичных обмотках при сварке труб большого диаметра эквивалентные длительные токи составляют несколько сотен ампер, а допустимая плотность длительного тока не превышает 2,5 А/мм² (принудительное охлаждение трансформатора отсутствует) [1], сечения проводов первичных обмоток составляет несколько сотен мм². Провода такого сечения не всегда возможно намотать на магнитопровод из-за технологических трудностей. В связи с этим первичные обмотки мощных трансформаторов для сварки труб большого диаметра выполняют в виде параллельно соединенных секций, имеющих неравные геометрические размеры. Такие трансформаторы следует рассматривать как многообмоточные. Эта конструкция может привести к сильному проявлению поверхностного эффекта в первичной обмотке, в результате которого первичный ток и потери неравномерно распределяются между секциями. В связи с этим одной из основных задач, стоящих перед конструктором при разработке мощного тороидального трансформатора для стыковой контактной сварки труб оплавлением, является выбор количества параллельных секций первичной обмотки, формы и площади поперечного сечения проводов, обеспечивающих отсутствие резко выраженного поверхностного эффекта в обмотках. Во вторичной обмотке, которая имеет один

виток и выполняется в виде массивного корпуса, также может иметь место сильное проявление поверхностного эффекта. Известно, что сильное проявление поверхностного эффекта может привести к завышенным потерям и перерасходу меди в обмотках [3, 4].

Целью данной статьи является теоретический и экспериментальный анализ поверхностного эффекта в обмотках тороидальных трансформаторов комплексов для сварки труб КСС-01 и КСС-04. Для выполнения теоретического анализа разработана методика расчета сопротивления короткого замыкания и токов в секциях первичной обмотки исследуемых трансформаторов, основанная на 2D-моделях расчета переменного магнитного поля. Теоретический анализ необходим для создания конструкций трансформаторов, в которых отсутствует перерасход меди и завышенные потери в обмотках. Важной задачей является определение погрешности расчета сопротивлений короткого замыкания трансформаторов и токов в параллельных секциях первичной обмотки на основе сравнения результатов расчета и измерения.

Метод исследования. В основе экспериментальных исследований лежат известные опыты короткого замыкания трансформаторов [5]. При этом ток и активная мощность измеряются не только на входе трансформатора, но и в отдельных секциях первичной обмотки. Кроме того, измеряются активные сопротивления секций и всей первичной обмотки постоянному току методом амперметра-вольтметра. Эти сопротивления необходимы для оценки коэффициента поверхностного эффекта, который равен отношению сопротивления при переменном токе к сопротивлению при постоянном токе.

Для теоретического исследования влияния поверхностного эффекта в обмотках на потери в них необходимо найти сопротивление короткого замыкания трансформатора при частоте 50 Гц и сравнить его с условным сопротивлением короткого замыкания трансформатора при постоянном токе, приведенном к первичной обмотке. Кроме того, необходимо найти распределение первичного тока между секциями первичной обмотки при коротком замыкании, поскольку этот режим является номинальным для данного трансформатора. Для решения этих задач используются схемы замещения многообмоточного трансформатора. Используемая в статье схема замещения подробно описана в [6–8].

Конструкция трансформаторов комплексов КСС-01 и КСС-04. Исследование поверхностного эффекта проводилось для трансформаторов сварочных комплексов КСС-01 и КСС-04, разработанных в ОАО «Псковэлектросвар». Конструкция трансформатора показана на рис. 1.

В данном трансформаторе шины установлены на одинаковом расстоянии в 18 местах периметра разреза. Для пояснения конструкции на рис. 1, δ показан внешний вид трансформатора с гибкими шинами, на котором виден корпус (вторичная обмотка) и гибкие шины, расположенные по периметру разреза. При сближении труб ток во вторичной обмотке замыкается по гибким шинам 5, массивным проводникам 6 и стыку свариваемых труб. Высокая плотность тока в стыке труб приводит к оплавлению кромок труб, после чего трубы с усилием сжимаются и происходит их сварка. Номинальное первичное напряжение исследуемых трансформаторов $U_1 = 380$ B, частота f = 50 Гц. Номинальная эквивалентная длительная мощность трансформатора комплекса КСС-01 составляет 285 кВ·А, номинальный эквивалентный длительный первичный ток 712 А. Для комплекса КСС-04 номинальная мощность – 577 кВ·А, номинальный эквивалентный длительный первичный ток – 1442 А. Конструкции этих трансформаторов отличаются только выполнением первичной обмотки. В комплексе КСС-01 первичная обмотка имеет две одинаковые секции, каждая из которых намотана на половину магнитопровода, секции соединены параллельно. Количество витков первичной обмотки 57. Секции выполнены из провода круглого сечения ПВК-150, внешний диаметр провода 20 мм, сечение меди составляет 150 мм².



Рис. 1. Конструкция трансформатора:

 магнитопровод; 2 – первичная обмотка; 3 – вторичная обмотка; 4 – разрез, к краям которого в определенных местах периметра прикрепляются гибкие медные шины 5; 6 – массивные проводники; 7, 8 – свариваемые трубы

В трансформаторе комплекса КСС-04 первичная обмотка имеет три параллельно соединенных секции, каждая из которых равномерно намотана на весь магнитопровод одна поверх другой. Каждая секция выполнена проводом ПМГ ЛБН с прямоугольным сечением 20×9 мм², сечение меди первичной обмотки составляет 421,47 мм², количество витков первичной обмотки 52.

Результаты измерений

Трансформатор комплекса КСС-01. Сопротивление постоянному току первичной обмотки при последовательном соединении секций, измеренное методом амперметра-вольтметра, составляет 9,27 мОм. Результаты опыта короткого замыкания даны в табл. 1.

Таблица 1

	1		1 1 1	1	
<i>U</i> ₁ , B	<i>I</i> , A	<i>Р</i> , Вт	<i>z</i> , Ом	<i>г</i> , Ом	х, Ом
28,8	720	7 3 2 0	0,04	0,014	0,0375

Опыт короткого замыкания трансформатора КСС-01

Трансформатор комплекса КСС-04. Результаты измерения сопротивлений секций первичной обмотки при постоянном токе даны в табл. 2.

Опыты короткого замыкания выполнены:

- для каждого из трех отдельных трансформаторов с обмотками 11 и 2, обмотками 12-2, обмотками 13 и 2 (в дальнейшем трансформаторы 11-2, 12-2, 13-2);
- для двух параллельно соединенных секций 11 и 12;
- для трех параллельно соединенных секций 11, 12, 13.

Результаты измерений даны в табл. 3, 4.

Таблица 2

Сопротивления	секций трансо	рорматора]	КСС-01 пј	ри постоянном	токе
1	· · ·				

Обмотка	11	12	13	Параллельное соединение секций
Активное сопротивление, мОм	5,36	5,85	6,04	1,94

Таблица 3

Опыты короткого замыкания двухобмоточных трансформаторов, входящих в КСС-04

Трансформатор	<i>I</i> ₁ , B	<i>U</i> ₁ , B	<i>Р</i> ₁ , Вт	<i>z</i> , Ом	<i>г</i> , Ом	х, Ом
13-2	690	26	5 850	0,0377	0,0123	0,0356
12-2	727	25,3	6 600	0,0348	0,0125	0,0324
11-2	825	25,8	8 700	0,0312	0,0128	0,0285

Из табл. 3 видно, что сопротивления трансформаторов 11-2 и 13-2 отличаются приблизительно на 25%. Это объясняется увеличением расстояния между первичной и вторичной обмотками в этих трансформаторах. Незначительное отличие активных сопротивлений объясняется небольшим отличием длин секций первичной обмотки.

Таблица 4

Опыты короткого замыкания для двух и трех параллельных секций первичной обмотки

Первичная обмотка	<i>I</i> 1, A	<i>U</i> ₁ , B	<i>Р</i> 1, Вт	<i>z</i> , Ом	х, Ом	<i>г</i> , Ом	<i>I</i> 11, A	<i>I</i> ₁₂ , A	<i>I</i> 13, A
3 секции параллельно	825	25,2	6 300	0,0305	0,029	0,0093	442	276	217
2 секции параллельно	847	25,6	7 050	0,030	0,0283	0,0098	495	405	_

Следует обратить внимание на приблизительное равенство активных сопротивлений короткого замыкания трансформатора при выполнении первичной обмотки из двух и трех параллельных секций (отличие составляет 5%). При этом площадь первичной обмотки из трех секций на 30% больше, чем обмотки из двух параллельных секций. Можно предположить, что приблизительное равенство активных сопротивлений в этих двух случаях объясняется сильным проявлением поверхностного эффекта в первичной обмотке из трех секций, который приводит к возрастанию сопротивления при переменном токе по сравнению с сопротивлением при постоянном токе [3].

Теоретический анализ поверхностного эффекта в обмотках трансформатора. Для последующего сравнения результатов расчета и измерения необходимо отметить, что на сопротивление короткого замыкания трансформатора существенное

влияние имеют сопротивления гибких шин 5 на рис. 1. Площадь контура, образованного одной шиной, составляет примерно 370 см². Приближенная оценка индуктивного сопротивления этой шины по экспериментальным данным в [1] составляет 70 мкОм. Индуктивность одной шины была также оценена на основе расчета трехмерного поля в пакете Ansys Maxwell [9] и составляет 0,27 мкГн, индуктивное сопротивление шины равно 84,7 мкОм. Индуктивное сопротивление 18 параллельных шин, приведенное к первичной обмотке, составляет 84,7×52²×10⁻⁶/18 = 0,0127 Ом. Активное сопротивление каждой шины постоянному току было измерено методом амперметра и вольтметра и составляло 23 мкОм. С учетом параллельно соединенных 18 шин суммарное сопротивление, приведенное к первичной обмотке, 23×52²×10⁻⁶/18 = 0,0035 Ом. Таким образом, полное сопротивление шин, приведенное к первичной стороне, составляет $z_{\rm III} = 0,0035 + j0,0127$ Ом.

Расчет сопротивления короткого замыкания проводился методом конечных элементов для двумерной расчетной модели в режиме противовключения [9]. Для получения 2D-модели рассмотрено сечение трансформатора плоскостью, проходящей через линию *CD* на рис. 2 перпендикулярно оси симметрии трансформатора. Для примера на рис. 2 показана четверть этого сечения для трансформатора комплекса КСС-04.

На выделенном фрагменте заштрихованы сечения проводов секций первичных обмоток 11, 12, 13 и вторичная обмотка 2. На этом рисунке показана граница расчетной области, где векторный потенциал $\dot{A} = 0$, положение которой определяется путем численного эксперимента [6]. В этой приближенной расчетной модели учтены главные геометрические параметры трансформатора, которые оказывают определяющее влияние на индуктивность рассеяния и поверхностный эффект и эффект близости в проводах первичной обмотки. К таким параметрам относятся расстояния между первичной и вторичной обмотками, форма проводов секций первичной обмотки и их взаимное расположение.

Результаты расчета для трансформатора комплекса КСС-01. Для упрощения расчета сопротивления короткого замыкания трансформатора КСС-01 рассмотрим последовательное соединение секций первичной обмотки. В этом случае расчетная модель трансформатора на рис. 2 (с заменой прямоугольных проводов на круглые), обладает симметрией, поэтому достаточно рассчитать магнитное поле в одном



Известия НТЦ Единой энергетической системы № 1 (86) • 2022 •

На этом рисунке провода первичной и вторичной обмоток заштрихованы. В режиме противовключения находятся потери в первичной $P_{1 \text{ сект}}$ и вторичной $P_{2 \text{ сект}}$ обмотках и энергия магнитного поля в этом секторе на единицу длины расчетной модели. Активное сопротивление обмоток на единицу длины модели рассчитывается по формулам:

$$r_1 = \frac{P_{1\text{ cert}}}{I_1^2} \frac{\alpha}{360^\circ}; \quad r_2 = \frac{P_{2\text{ cert}}}{I_1^2} \frac{\alpha}{360^\circ}, \quad (1)$$

где $P_{1 \text{ сект}}$ – потери в проводах первичной обмотки, входящих в сектор;

Р_{2 сект} – потери в части вторичной обмотки, входящей в сектор;

α = 24,9°- угол сектора на рис. 3.

Индуктивность рассеяния определяется по формуле:

$$L = \frac{2W_{\text{сект}}}{I_1^2} \frac{\alpha}{360^\circ}.$$
 (2)

Активное сопротивление, рассчитанное по (1), следует умножить на половину средней длины витка соответствующей обмотки, так как в модель входят прямой и обратный провода соответствующей обмотки. Средняя длина витка первичной обмотки $l_1 = 0.716$ м, средняя длина витка вторичной обмотки $l_2 = 1.2$ м. Активное сопротивление последовательно соединенных секций первичной обмотки составляет 0,0152 Ом. Если секции соединены параллельно, сопротивление составляет 0.0152/4 = 0.0038 Ом. Сопротивление вторичной обмотки, приведенное к первичной, составляет 0,0046 Ом. Расчеты показали, что отношение активного сопротивления первичной обмотки при 50 Гц к сопротивлению при постоянном токе составляет 1,31, для вторичной обмотки 1,4. С учетом сопротивления шин активное сопротивление первичной обмотки равно 0,012 Ом. Разница расчета и измерения в опыте короткого замыкания составляет 11 %. Средняя длина витка при расчете индуктивного сопротивления равна 0,96 м. Индуктивное сопротивление ωL при последовательном соединении секций первичной обмотки на единицу длины модели составляет 0,115 Ом. При параллельном соединении двух одинаковых секций индуктивное сопротивление составляет 0,028 Ом. С учетом индуктивного сопротивления шин индуктивное сопротивление короткого замыкания трансформатора составляет 0,0407 Ом. Разница с измеренными значениями не превышает 7%. Полное сопротивление короткого замыкания трансформатора равно 0,012 + j0,0407 Ом.

Результаты расчета для трансформатора комплекса КСС-04. В этом трансформаторе необходимо найти не только сопротивление короткого замыкания, как в трансформаторе КСС-01, но и распределение первичного тока по секциям. Расчет выполнен для двух случаев выполнения первичной обмотки – три параллельные секции и две параллельные секции. Принимая во внимание симметрию расположения проводов обмоток в расчетной области, можно ограничиться рассмотрением одного сектора, в котором находятся элементы обмоток и магнитопровод. На рис. 4, *а* показана расчетная модель для трансформатора с тремя параллельными секциями первичной обмотки ($\alpha = 6,9^\circ$), а на рис. 4, *б* с двумя параллельными секциями. Там же указаны номера секций первичных обмоток и граничные условия для векторного магнитного потенциала.



Рис. 4. Расчетные модели для трансформатора с тремя (a) и двумя (δ) секциями первичной обмотки

В моделях на рис. 4 находим активные сопротивление на единицу длины модели по (1), далее умножаем на половину средней длины витка соответствующей обмотки. Средняя длина витка первичной обмотки составляет 0,9 м, вторичной – 1,2 м. Рассчитываются активные сопротивления первичных обмоток при постоянном r_{01} и переменном r_1 токе, активные сопротивления вторичной обмотки при постоянном r_{02} и переменном r_2 токе, условные активные сопротивления короткого замыкания при постоянном токе r_{K30} и это же сопротивление при переменном токе для трех и двух параллельных секций обмоток. Кроме того, рассчитываются коэффициенты поверхностного эффекта – отношение сопротивления при переменном токе к сопротивлению при постоянном токе отдельно для каждой обмотки и для сопротивления короткого замыкания. Результаты расчета даны в табл. 5.

Таблица 5

Количество секций	<i>r</i> кз, Ом	<i>r</i> кз ₀ , Ом	r _{K3} / r _{K30}	<i>r</i> 01, Ом	<i>r</i> 1, Ом	<i>r</i> ₁ / <i>r</i> ₀₁	<i>r</i> ₀₂ ,Ом	<i>г</i> ₂ , Ом	r_2 / r_{02}
3 секции	0,0061	0,00342	1,79	0,0020	0,0033	1,66	0,00142	0,0028	2,02
2 секции	0,0063	0,00442	1,40	0,0030	0,0035	1,17	0,00142	0,0028	2,02

Коэффициенты поверхностного	эффекта для	КСС-0)4
-----------------------------	-------------	-------	----

Из этой таблицы видно, что вследствие уменьшения коэффициента поверхностного эффекта в первичной обмотке с 1,66 для трех параллельных проводов до 1,17 для двух параллельных секций активные сопротивления первичных обмоток в этих случаях отличаются только на 6 %. Поскольку сопротивление вторичной обмотки одинаково в обоих случаях, разница сопротивлений короткого замыкания при двух и трех параллельных секциях первичной обмотки составляет не более, чем 3 %. Учитывая сопротивления шин, получим активное сопротивление трансформатора в режиме короткого замыкания для трех и двух секций около 1 мОм, что хорошо согласуется с результатами измерений.

Для расчета распределения токов между секциями первичной обмотки в опыте короткого замыкания, когда к первичной обмотке подключен источник напряжения, следует воспользоваться схемами замещения, полученными на основе методики, подробно изложенной в [6–8]. На рис. 5, *а* показана схема замещения трансформа-

тора с тремя параллельными секциями первичной обмотки, а на рис. 5, *б* схема замещения трансформатора с двумя параллельными секциями первичной обмотки.



Рис. 5. Схемы замещения трансформатора с тремя (*a*) и двумя (*б*) секциями первичной обмотки

Для схемы на рис. 5, а согласно [6-8] можно записать следующие уравнения:

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_{1} \\ \dot{U}_{1} \\ \dot{U}_{1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_{11-2} + j\omega L_{11-2} & r_{11-12} + j\omega M_{11-12} & r_{11-13} + j\omega M_{11-13} \\ r_{12-11} + j\omega M_{12-11} & r_{12-2} + j\omega L_{12-2} & r_{12-13} + j\omega M_{12-13} \\ r_{13-11} + j\omega M_{13-11} & r_{13-12} + j\omega M_{13-12} & r_{13-2} + j\omega L_{13-2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_{11} \\ \dot{I}_{22} \\ \dot{I}_{13} \end{bmatrix},$$
(3)

пде
$$L_{11-2} = L'_{11-2} + L'_{H}$$
; $L_{12-2} = L'_{12-2} + L'_{H}$; $L_{13-2} = L'_{13-2} + L'_{H}$;
 $r_{11-2} = r'_{11-2} + r'_{H}$; $r_{12-2} = r'_{12-2} + r'_{H}$; $r_{13-2} = r'_{13-2} + r'_{H}$;
 $M_{11-12} = M'_{11-12} + L'_{H}$; $M_{11-13} = M'_{11-13} + L'_{H}$; $M_{12-13} = M'_{12-13} + L'_{H}$;
 $r_{11-12} = r'_{11-12} + r'_{H}$; $r_{11-13} = r'_{11-13} + r'_{H}$; $r_{12-13} = r'_{12-13} + r'_{H}$;
 $j = \sqrt{-1}$;

 \dot{U}_1 – напряжение на первичной обмотке трансформатора;

 L'_{11-2} , r'_{11-2} – соответственно индуктивность и активное сопротивление КЗ трансформатора 11-2, приведенные к обмотке 11;

 L'_{12-2} , r'_{12-2} – соответственно индуктивность и активное сопротивление КЗ трансформатора 12-2, приведенные к обмотке 12;

 L'_{13-2} , r'_{13-2} – соответственно индуктивность и активное сопротивление КЗ трансформатора 13-2, приведенные к обмотке 13;

 L'_{H} , r'_{H} – соответственно индуктивность и активное сопротивление шин, приведенные к первичной обмотке;

 M'_{11-12} , M'_{11-13} , M'_{12-13} – соответственно взаимные индуктивности по потокам рассеяния трансформаторов 11-2 и 12-2; 11-2 и 13-2; 12-2 и 13-12.

Взаимные индуктивности определяются из опытов короткого замыкания двухобмоточных трансформаторов [6–8]. Например, взаимные индуктивности по потокам рассеяния трансформаторов 11-2 и 12-2 определяются формулой:

$$M'_{11-12} = \left(L'_{11-2} + L'_{12-2} - L'_{11-12}\right) / 2.$$
(4)

Активные сопротивления r'_{11-12} , r'_{11-13} , r'_{12-13} в (3) вычисляются по формулам [6–8] аналогичным (4). Например, сопротивление r'_{11-12} рассчитывается по формуле:

$$r_{11-12}' = \left(r_{11-2}' + r_{12-2}' - r_{11-12}'\right)/2, \qquad (5)$$

где r'_{11-2} , r'_{12-2} , r'_{11-12} – активные сопротивления КЗ соответственно трансформаторов 11-2, 12-2, 11-12.

Для схемы на рис. 5, б можно записать:

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_{1} \\ \dot{U}_{1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_{11-2} + j\omega L_{11-2} & r + j\omega M \\ r + j\omega M & r_{12-2} + j\omega L_{12-2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_{11} \\ \dot{I}_{12} \end{bmatrix},$$
(6)

где $r = r_{11-12} = r_{12-11}$, $M = M_{11-12} = M_{12-11}$.

Для расчета параметров схем замещения найдены параметры двухобмоточных трансформаторов, входящих в уравнения (3), (6), в режиме противовключения. С учетом активного сопротивления и индуктивности шин они приведены в табл. 6, 7.

Таблица б

Расчетные значения активных сопротивлений
двухобмоточных трансформаторов для КСС-04

<i>r</i> 11-2, Ом	<i>r</i> 12-2, Ом	<i>r</i> 13-2, Ом	<i>r</i> 11-12, Ом	<i>г</i> 11-13, Ом	<i>r</i> 12-13, Ом
0,0129	0,0126	0,0126	0,00646	0,00644	0,00647

Таблица 7

Расчетные значения индуктивных сопротивлений двухобмоточных трансформаторов для КСС-04

<i>х</i> 11-2, Ом	<i>х</i> 12-2, Ом	<i>х</i> 13-2, Ом	<i>х</i> 11-12, Ом	<i>х</i> 11-13, Ом	<i>х</i> 12-13, Ом
0,02685	0,0314	0,03646	0,0272	0,0269	0,0317

Результаты расчета сопротивлений короткого замыкания двухобмоточных трансформаторов хорошо согласуются с результатами опытов короткого замыкания этих трансформаторов, которые приведены в табл. 3. Подставляя параметры из табл. 6, 7 в формулы (3), (6) получим действующие значения токов в обмотках и сопротивление короткого замыкания в схемах на рис. 5. Результаты расчета представлены в табл. 8.

Таблица 8

Расчетные значения токов и сопротивления при коротком замыкании КСС-04

Количество секций первичной обмотки	<i>I</i> 11, A	<i>I</i> ₁₂ , A	<i>I</i> 13, A	<i>I</i> 1, A	<i>z</i> , Ом
3	470	275	218	824	0,0098 + <i>j</i> 0,029
2	481	400	_	841	0,010+ <i>j</i> 0,028

Разница между рассчитанными и измеренными значениями токов и сопротивлений короткого замыкания не превышает 10%. Хорошее совпадение расчетных и экспериментальных данных позволяет рекомендовать разработанную методику для расчета тороидальных трансформаторов для контактной стыковой сварки труб. Проведенный экспериментальный и теоретический анализ поверхностного эффекта показал, что в трансформаторе комплекса КСС-04 имеет место сильное проявление поверхностного эффекта. Коэффициент поверхностного эффекта в этом трансформаторе больше, чем в трансформаторе комплекса КСС-01. Это связано с увеличением сечения обмоток из-за увеличения длительного тока. Сильное проявление поверхностного эффекта в трансформаторе КСС-04 привело к перерасходу меди в обмотках. Выполнив первичную обмотку из двух секций вместо трех, можно сократить расход меди первичной обмотки на 30%. При этом потери в трансформаторе практически не изменяются.

Рассмотрим еще два варианта выполнения обмоток этого трансформатора, обеспечивающих уменьшение поверхностного эффекта. Первый вариант состоит в замене провода первичной обмотки ПМГ ЛБН на литцендрат. Такой провод требуемого сечения можно изготовить только по специальному заказу. Выполняя все этапы расчета, рассмотренные выше, получаем коэффициенты схемы замещения в табл. 9.

Таблица 9

Активные параметры схемы замещения при выполнении первичной обмотки из литцендрата

<i>r</i> 11-2, Ом	<i>r</i> 12-2, Ом	<i>r</i> 13-2, Ом	<i>r</i> 11-12, Ом	<i>r</i> 11-13, Ом	<i>r</i> 12-13, Ом
0,0128	0,0123	0,0120	0,00646	0,00644	0,00647

Индуктивные параметры схемы замещения, рассчитанные для магнитостатического поля, даны в табл. 10.

Таблица 10

Индуктивные параметры схемы замещения при выполнении первичной обмотки из литцендрата

<i>х</i> 11-2, Ом	<i>х</i> 12-2, Ом	<i>х</i> 13-2, Ом	<i>х</i> 11-12, Ом	<i>х</i> 11-13, Ом	<i>х</i> 12-13, Ом
0,028	0,0325	0,037	0,0272	0,0269	0,0317

Используя данные табл. 9, 10 получим сопротивления короткого замыкания и действующие значения токов в обмотках (табл. 11). Из полученных результатов делаем вывод об уменьшении активного сопротивления короткого замыкания трансформатора приблизительно на 10%, однако при этом несколько увеличилось индуктивное сопротивление из-за отсутствия поверхностного эффекта внутри проводов обмоток, поэтому ток в первичной обмотке уменьшился на 3%. Уменьшение активного сопротивления короткого замыкания трансформатора только на 10% по-казало, что главным фактором, влияющим на сопротивление короткого замыкания первичной обмотки, выполненной из литцендрата, являются циркулирующие токи, протекающие между параллельными проводами.

Таблица 11

Расчетные значения токов и сопротивления при коротком замыкании для первичной обмотки из литцендрата

Количество секций первичной обмотки	<i>I</i> 11, A	<i>I</i> ₁₂ , A	<i>I</i> 13, A	<i>I</i> ₁ , A	<i>z,</i> Ом
3	470	275	218	802	0,88 + <i>j</i> 0,030
2	481	400	_	821	0,094 + <i>j</i> 0,029

Из табл. 5 видно, что наиболее сильно поверхностный эффект проявляется во вторичной обмотке. Для его уменьшения следует уменьшить радиальный размер этой обмотки (толщину корпуса 3 на рис. 1). Для примера в табл. 12 показаны результаты расчета для случая, когда радиальный размер обмотки уменьшен до 14 мм, т. е. равен этому размеру в трансформаторе комплекса КСС-01.

Таблица 12

Секции обмотки	<i>г</i> кз Ом	rk3/rk30	<i>r</i> кз ₀ , Ом	<i>г</i> 01, Ом	<i>r</i> 1, Ом	<i>r</i> 1/ <i>r</i> 01	<i>r</i> 02, Ом	<i>г</i> 2, Ом	r 2/ r 02
3	0,0053	1,55	0,00342	0,0020	0,0033	1,66	0,00142	0,002	1,4
2	0,0050	1,11	0,00442	0,0030	0,0035	1,17	0,00142	0,002	1,4

Коэффициенты поверхностного эффекта при уменьшенном радиальном размере вторичной обмотки

Благодаря уменьшению коэффициента поверхностного эффекта во вторичной обмотке с 2,0 до 1,4 активное сопротивление короткого замыкания трансформатора снизилось приблизительно на 15%, как при выполнении обмотки из двух параллельных проводов, так и при трех параллельных проводах. При этом расход меди во вторичной обмотке снизился приблизительно на 40%.

Заключение

1. Разработана методика расчета сопротивлений короткого замыкания трансформаторов и токов в параллельных секциях первичной обмотки. Эта методика основана на использовании схемы замещения многообмоточного трансформаторах. Для расчета параметров этой схемы замещения разработаны 2*D*-модели расчета переменного поля двухобмоточных трансформаторов. Погрешность разработанной методики расчета не превышает 11%.

2. Теоретический и экспериментальный анализ активного сопротивления короткого замыкания показал, что в трансформаторе комплекса КСС-04 имеется перерасход меди обмоток. Уменьшение поверхностного эффекта за счет сокращения секций первичной обмотки и уменьшения толщины вторичной обмотки позволяет устранить этот недостаток.

3. Расчеты показали, что применение литцендрата для первичной обмотки трансформатора комплекса КСС-04 приводит к уменьшению активного сопротивления короткого замыкания приблизительно на 10%.

Список литературы

- 1. Трансформаторы для электрической контактной сварки / З. А. Рыськова, П. Д. Федоров, В. И. Жимерова. – Ленинград: Энергоатомиздат, 1990. – 424 с.
- 2. Контактная стыковая сварка оплавлением современных трубопроводов большой мощности / В. И. Хоменко, А. Н. Теренин, С. И. Кучук-Яценко, Ю. И. Швец // Журнал нефтегазового строительства. 2014. № 3. С. 52–58.
- Сахно Л. И., Сахно О. И., Лихачев Д. И. Инженерный метод расчета критической толщины дисков обмоток трансформаторов машин контактной сварки / Л. И. Сахно, О. И. Сахно, Д. И. Лихачев // Сварочное производство. – 2010. – № 1. – С. 17–18.
- Использование метода конечных элементов для комплексного расчета транформаторов машин контактной сварки / Л. И. Сахно, С. Д. Дубицкий, В. В. Вальков, Р. Г. Зарываев // Сварочное производство. – 2016. – №1 (974). – С. 16–22.

- Вольдек А. И., Попов В. В. Электрические машины. Введение в электромеханику. Машины постоянного тока и трансформаторы / А. И. Вольдек, В. В. Попов. Санкт-Петербург: Питер, 2007. 320 с.
- Сахно Л. И., Крылов М. С., Письменный А. А. Схема замещения многообмоточного трансформатора для расчета электропотребления машин контактной сварки / Л. И. Сахно, М. С. Крылов, А. А. Письменный // Труды Международной научной конференции «Актуальные вопросы прикладной физики и энергетики» 24–25 мая 2018. – 2018. – С. 292–294.
- 7. Сахно Л. И., Сахно О. И., Крылов М. С. Методика расчета токов в обмотках трансформаторов для стыковой сварки газопроводов / Л. И. Сахно, О. И. Сахно, М. С. Крылов // Известия РАН. Энергетика. 2019. № 5. С. 88–97.
- Sakhno L. I., Sakhno O. I., Krylov M. S. Equivalent circuit of the transformer with two primary and one secondary windings / L. I. Sakhno, O. I. Sakhno, M. S. Krylov // IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIConRus); IEEE Xplore Digital Library. – 2020. – pp. 1297–1300. –DOI: 10.1109/ EIConRus49466.2020
- 9. Сахно Л. И., Сахно О. И., Крылов М. С. Методика расчета и измерения активных мощностей и потерь в трансформаторах контактной стыковой сварки оплавлением труб / Л. И. Сахно, О. И. Сахно, М. С. Крылов // Материаловедение. Энергетика. 2021. Т. 27, № 4. С. 68–84. DOI: 10.18721/JEST.27405
- 3D model for calculating the impedance of the transformer of the inverter power source of the resistance welding machine / L. I. Sakhno, O. I. Sakhno, M. S. Krylov, D. Likhachev // International Scientific Electric Power Conference. – 2019. – URL: https://www.researchgate.net/publication/337225906 – DOI: 10.1088/1757-899X/ 643/1/012033

Кобзарь Евгений Николаевич, аспирант Высшей школы высоковольтной энергетики Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: kobzar_en@power-m.ru

Коровкин Николай Владимирович, д-р техн. наук, профессор, профессор Высшей школы высоковольтной энергетики Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: nikolay.korovkin@gmail.com

Сахно Людмила Ивановна, д-р техн. наук, старший научный сотрудник, профессор Высшей школы высоковольтной энергетики Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: lsahno2010@yandex.ru

Сахно Ольга Ивановна, канд. техн. наук, старший научный сотрудник, доцент кафедры высшей математики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: olga.sakhnoj@mail.ru

Федоров Павел Дмитриевич, главный специалист ООО «Технолог-С». E-mail: fedopad@mail.ru

ИМЕНА И ДАТЫ

УДК 621.311

Д. Н. Ефимов, С. В. Подковальников О научном наследии Н. И. Воропая

Проанализированы научные труды Н. И. Воропая в области исследования свойств электроэнергетических систем, их надежности, устойчивости, живучести, неоднородности, методов и систем управления режимами энергосистем, механизмов развития системных аварий, методологии и моделей обоснования развития энергосистем и др.

Ключевые слова: электроэнергетические системы, функционирование, развитие, свойства, управление, режимы, аварии.

Введение

28 февраля 2022 г. ушел из жизни научный руководитель (ранее, в течение многих лет, директор) Института систем энергетики им. Л. А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (Иркутск), широко известный в России и за рубежом ученый-энергетик, ведущий эксперт в области электроэнергетических систем (ЭЭС) член-корреспондент Российской академии наук Николай Иванович Воропай. О его широком международном признании говорит то, что он был членом технического комитета Организации глобального энергообъединения и сотрудничества – Global Energy Interconnection Development and Cooperation (GEIDCO), Международного Совета по большим электрическим системам высокого напряжения – Conseil International des Grands Réseaux Electriques (CIGRE), Международной федерации по автоматическому управлению – International Federation of Automatic Control (IFAC), фэллоу (аналог академика) Института инженеров электротехники и электроники – The Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).

Он был членом редколлегий многих российских и зарубежных научных журналов, включая «Известия РАН. Энергетика» (Москва), «Электричество» (Москва), «Энергетическая политика» (Москва), «Электроэнергия. Передача и распределение» (Москва), «Надежность и безопасность энергетики» (Москва), «Известия НТЦ Единой энергетической системы» (Санкт-Петербург), «Системы анализа и обработки данных» (Новосибирск), «Вестник ИрГТУ» (Иркутск), «Energy Systems Research» (Иркутск), Global Energy Interconnection (Китай), «Power Engineering problems» (Азербайджан), «Electroenergetics, Electrotechnics, Electromechanics+Control» (Азербайджан).

Н. И. Воропай входил в состав Научно-технической коллегии некоммерческого партнерства «Научно-технический совет Единой энергосистемы», был членом Президиума и руководителем секции надежности Научно-технического совета ИНТЕР РАО ЕЭС, был действительным членом Академии электротехнических наук РФ и Международной энергетической академии, членом Президиума Российского научно-технического общества энергетиков и электротехников, членом Экспертного совета по энергетике и атомной технике по присуждению премий Правительства РФ в области науки и техники, членом ряда научных советов РАН и СО РАН, Международного комитета премии «Глобальная энергия». Он вел активную преподавательскую работу, воспитывая новые поколения специалистов высшей квалификации в области электроэнергетики. В течение многих лет он возглавлял кафедру «Электроснабжение и электротехника» в Иркутском научно-исследовательском техническом университете. Под его руководством было защищено множество кандидатских и докторских диссертаций.

Неся нелегкое бремя организационных забот, Н. И. Воропай вел широкую и многогранную научную деятельность. Выполненные им исследования, результаты которых изложены более, чем в 700 статьях, опубликованных в нашей стране и за рубежом, охватывали разнообразные аспекты и проблемы функционирования, развития, структурной организации ЭЭС. Ниже в кратком систематизированном виде представлено его научное наследие.

1. Методология системных исследований в энергетике

Существенный вклад был сделан Н. И. Воропаем в становление и развитие нового, возникшего на рубеже восьмидесятых годов, научного направления – системные исследования в энергетике [1, 2] в части детализации свойств больших систем энергетики и взаимосвязи этих свойств при развитии и функционировании электроэнергетических систем. В частности, в 1984 г., вышла книга Н. И. Воропая (в соавторстве), посвященная анализу методических и прикладных аспектов свойства управляемости и структур управления мощными энергообъединениями [3].

В дальнейшем происходило углубление и развитие методологии системных исследований в энергетике, что, в частности было вызвано кардинальным изменением внешних, в частности экономических, условий развития и функционирования систем энергетики. Н. И. Воропай играл активную роль в этих исследованиях. Их результатом стал выход в 1995 г. монографии «Методы управления физико-техническими системами энергетики в новых условиях» под редакцией Н. И. Воропая и А. П. Меренкова [4], обобщающей работы ИСЭМ СО РАН в данной области.

Следующий этап развития системных исследований в энергетике имел ряд принципиальных особенностей, исследованием которых под руководством и при ключевой роли Н. И. Воропая занимался коллектив ИСЭМ СО РАН.

Во-первых, в связи с либерализацией и реструктуризацией отраслей энергетики потребовался пересмотр методологии управления развитием и функционированием систем энергетики. Сформированные методические подходы учитывали рациональное сочетание государственного регулирования и рыночных механизмов при возросшей неопределенности условий функционирования и, особенно, развития систем, повышенной значимости многокритериальных и компромиссных подходов к обоснованию решений [5, 6].

Во-вторых, глобализация и либерализация в энергетике существенно усилили значимость внешних связей энергетики, влияние экономических, политических, институциональных, правовых и др. факторов и условий на функционирование и развитие систем энергетики, что потребовало разработки и развития нового направления системных исследований энергетики – энергетической безопасности [7].

В-третьих, продолжалось изучение природы исследуемых систем энергетики, выявление их новых объективно обусловленных свойств. Одно из таких свойств – неоднородность структуры систем энергетики – присуще любым сложноорганизованным системам. Были разработаны методы выявления и количественной оценки неоднородности структуры систем энергетики, подходы к применению этого свойства для моделирования систем и управления ими [8].

В настоящее время происходит радикальная трансформация структуры и свойств электроэнергетических систем под влиянием широкого использования инновационных энергетических технологий, цифровизации и интеллектуализации процессов функционирования систем и управления ими. Это потребовало проведения анализа направлений трансформации структуры и свойств ЭЭС, формулировки возникающих при этом проблем и оценки возможностей противодействия деструктивным факторам [9–14], что было выполнено под руководством Н. И. Воропая.

За последние годы к наиболее значимым направлениям работ Н. И. Воропая и возглавляемого им коллектива ученых в данной области относятся следующие.

- Обобщение технологии многокритериального иерархического подхода к проблеме обоснования развития электроэнергетических систем [15].
- 2. Формулировка перспектив и проблем цифровизации энергетики России [16].
- 3. Обоснование целесообразности создания целостной системы управления функционированием и развитием электроэнергетики и ЭЭС России [17].

2. Ключевые свойства ЭЭС и методы их анализа

2.1. Надежность ЭЭС. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике России

Работа над Концепцией обеспечения надежности в электроэнергетике России [18] велась по заданию Минэнерго РФ в 2010–2013 гг. комиссией под председательством Н. И. Воропая. Концепция содержала цели и задачи, принципы и средства обеспечения надежности, обязательства субъектов отношений, организационно-правовое и нормативно-техническое обеспечение надежности, экономические механизмы обеспечения надежности. В рамках Концепции были разработаны перечни мероприятий по обеспечению надежности для основных субъектов отношений в электроэнергетике. В соответствии с Концепцией мероприятия разделялись на экстренные (неотложные, направленные на недопущение тенденции снижения надежности в электроэнергетике), среднесрочные (плановые, направленные на поддержание надежности на экономически и социально обоснованном оптимальном уровне) и стратегические (долгосрочные, связанные с инновационным развитием отрасли).

2.2. Устойчивость ЭЭС. Структуризация видов устойчивости для современных и будущих энергосистем

В [19] сформирована упрощенная структура причинно-следственных связей между нарушениями устойчивости разных видов, в том числе новыми, возникающими в современных ЭЭС, и соответствующими им явлениями и состояниями ЭЭС. Необходимость данной работы обусловлена тем, что традиционно в энергосистемах России под устойчивостью ЭЭС понималась, в основном и в первую очередь, устойчивость по углу (устойчивость параллельной работы генераторов). Другие виды устойчивости исторически рассматривались как имеющие локальный (несистемный) характер. Традиционные принципы управления режимами ЭЭС основывались на использовании регулирующего эффекта нагрузки и частотных характеристиках генерации. Однако, в настоящее время и в ближайшем будущем

использование силовой электроники, выпрямительно-инверторных устройств, фотоэлектрических установок, накопителей и т. п. существенно снижает регулирующие эффекты как нагрузки, так и генерации. Подключение установок распределенной генерации к распределительной сети радикально изменяет ее свойства, создавая проблемы устойчивости и на этом уровне. Кроме того, рост электропотребления при рассредоточении генерирующих источников и потребителей по территории приводит к увеличению плотности передающих и распределительных сетей. Именно в плотной сети такие виды устойчивости, как устойчивость по напряжению, частоте и термическая устойчивость, приобретают системный характер.

2.3. Неоднородность ЭЭС. Когерентность и слабые места

Неоднородности ЭЭС в переходных процессах проявляются в виде различной степени когерентности движения генераторов, а способом исследования неоднородностей является выделение групп когерентных генераторов и выделение слабых сечений между ними. Понятие когерентности применимо и для установившихся режимов при определении предельного перетока по связи. В монографии [20] Н. И. Воропай предложил определять когерентность непосредственным сопоставлением кривых изменения во времени углов ЭДС генераторов либо аналитически – по параметрам, предшествующим возмущению схемы и режима, и параметрам возмущения. В [21] в качестве показателя когерентности генераторов выступает тяжесть возмущения для пары генераторов на основе значений функции Ляпунова, записываемой в виде интеграла энергии для математической модели динамики ЭЭС в позиционной идеализации. Регулярный аналитический алгоритм оценки когерентности движения при заданном возмущении на основе метода площадей для пар генераторов разработан в [22]. В этих же целях могут быть применены показатели влияния возмущений на поведение элементов ЭЭС, дополнительно учитывающие параметры возмущения и динамические характеристики генераторов [20].

В начале 1990-х годов прошлого столетия наиболее важной российской публикацией, связанной с анализом структурных свойств ЭЭС стала монография Н. А. Абраменковой, Н. И. Воропая и Т. Б. Заславской [23]. В ней предложены новые теоретические и алгоритмические подходы к структурному анализу установившихся режимов и устойчивости ЭЭС, позволившие существенно упростить процедуру определения пределов передаваемой мощности. В последующие годы была опубликована серия инициированных Н. И. Воропаем работ, связанных с анализом слабых мест в установившихся и переходных режимах ЭЭС. Исследованию динамических свойств ЭЭС посвящена работа [24]. В [25] сопоставлены методы определения в ЭЭС слабых мест на основе статического и динамического подходов и показана взаимная непротиворечивость получаемых с их помощью оценок.

Изучение внутренних свойств ЭЭС, определяющих поведение системы и во многом инвариантных к внешним возмущениям, было продолжено в [26]. Основные результаты этого и предшествующих исследований, систематизированные в монографии [27], связаны с технологией исследования свойств ЭЭС на основе нетрадиционного математического инструментария: сингулярного, спектрального и кластерного анализа установившихся и переходных режимов ЭЭС. Результаты дальнейших исследований в этом направлении обобщены в [28].

2.4. Живучесть ЭЭС. Системные аварии

В связи с ростом числа и тяжести системных аварий в сложных ЭЭС, начиная с 1960–1970-х гг., возрос интерес исследователей к проблеме живучести крупных энергообъединений. Живучесть понимается как свойство системы противостоять возмущениям, не допуская их каскадного развития с массовым нарушением питания потребителей. В англоязычной литературе традиционно использовалось противоположное свойство ЭЭС и отдельных ее элементов – уязвимость (vulnerability) [29]. Вместе с тем, несколько лет назад в лексиконе исследователей ЭЭС появилось понятие упругости (resiliency) системы, которое, как показал Н. И. Воропай [29, 30], практически совпадает с понятием живучести.

Основные концептуальные положения свойства живучести ЭЭС сформулированы Н. И. Воропаем в [31]. В [32] введено понятие предельного состояния системы, после которого велика вероятность необратимых последствий для ЭЭС и ее способности выполнять заданные функции по снабжению потребителей электроэнергией. Понятие предельного состояния непосредственно связано с возникновением критического цикла в каскадном развитии аварии. Сформулированы подходы к исследованию живучести ЭЭС на основе концепции риска достижения системой предельного состояния и использования иерархических принципов моделирования ЭЭС.

3. Исследования динамических свойств ЭЭС и каскадных аварий

Еще одной весьма важной областью научных интересов Н. И. Воропая является исследование процессов развития каскадных аварий в ЭЭС. Выполненный под его научным руководством ретроспективный анализ особенностей аварийных режимов ЭЭС в 1960–1970-е годы [33] свидетельствует о наличии тенденций, способствующих ухудшению динамических свойств систем и определяемых усложнением структуры электрических сетей, увеличением напряженности режимов, ухудшением динамических характеристик оборудования и усложнением структуры и функций средств противоаварийного управления. Наиболее характерным и существенным проявлением факта изменения динамических свойств ЭЭС являются системные аварии, имеющие каскадный характер. Анализ современных тенденций подтверждает и даже усиливает вывод об ухудшении динамических свойств ЭЭС в связи с дополнительными факторами, определяемыми непредсказуемостью оперативных режимов из-за влияния спотовых рынков электроэнергии, расширением использования распределенной генерации со специфическими свойствами и др. [34].

Анализ причин и закономерностей возникновения и развития системных аварий проведен в монографиях [3, 35]. Основными причинами развития аварий и превращения их в системные являются нерасчетные первичные возмущения, а главное – отказы средств противоаварийного управления и ошибки обслуживающего и оперативного персонала. Развитию аварий в тяжелые системные также способствуют изменения свойств ЭЭС, недостатки их проектирования и эксплуатации. На базе выполненного анализа в [3] разработана обобщенная схема развития аварий в ЭЭС. В 2008–2010 гг. в рамках интеграционного проекта Сибирского и Дальневосточного отделений РАН под руководством Н. И. Воропая разработана методология снижения рисков каскадных аварий в ЭЭС [36].

Под руководством Н. И. Воропая в 2018–2020 гг. был выполнен анализ механизмов развития крупных системных аварий каскадного характера в энергосистемах России [37], позволивший выявить ключевые факторы, определяющие возникновение и развитие таких аварий. Анализ этих факторов дает возможность сформулировать соответствующие рекомендации по направлениям исследований в части разработки необходимых методов и процедур совершенствования систем релейной защиты и противоаварийной автоматики.

В [38] сформулированы принципы иерархического моделирования при исследовании крупных аварий в ЭЭС и противоаварийном управлении ими применительно к указанным ниже задачам.

1. Первая задача связана с оценкой условий, при которых возможно каскадное развитие аварий в рассматриваемой ЭЭС при заданной ее схеме. Решение этой задачи основано на выполнении серии последовательных расчетов с использованием на каждом следующем этапе все более детальной математической модели ЭЭС при сокращении множества условий, влияющих на результат.

2. Вторая задача связана с восстановлением ЭЭС после тяжелых системных аварий, где необходимость в иерархическом моделировании возникает при анализе реализуемости очередного шага восстановления, оценке опасности срыва этого процесса и выборе наиболее рациональной стратегии его выполнения.

4. Методы и системы управления режимами ЭЭС

4.1. Подходы и методы управления функционированием ЭЭС

С 1990-х годов в ИСЭМ разрабатываются подходы и методы управления функционированием ЭЭС. В данной области под научным руководством Н. И. Воропая получен ряд новых оригинальных результатов, представленных ниже.

Сформулирована и исследована проблема неоднородности структуры ЭЭС, характеризующейся наличием сильно связанных подсистем и слабых связей между ними [27]. Использование разработанных методов оценки структурной неоднородности открывает широкие возможности для повышения эффективности решения задач моделирования.

Продолжены исследования динамических свойств, устойчивости и живучести структурно неоднородных протяженных ЭЭС на новой основе. Выявлены механизмы развития системных аварий и разработана технология их анализа [39]. Выполнен анализ эффективности средств предотвращения и развития системных аварий [40].

Сформулированы принципы организации противоаварийного управления ЭЭС в рыночных условиях [41]. Разработаны методы координации противоаварийного управления нагрузкой и устройствами FACTS [42], автоматическим регулированием возбуждения (APB) генераторов и переключением отпаек трансформаторов под нагрузкой [43].

Созданы подходы по использованию методов искусственного интеллекта для повышения эффективности решения задач управления переходными режимами ЭЭС, в том числе применение генетических алгоритмов и аппарата нечеткой логики для повышения эффективности АРВ [44]; применение мультиагентного подхода при противоаварийном управлении [43] в ЭЭС.

Эти результаты стали базой для развития идеологии автоматизированных систем диспетчерского управления при использовании современных методов и средств

управления и явились существенными заделами для формирования новой концепции координированного управления нормальными и аварийными режимами современных энергообъединений.

4.2. Направления развития систем управления режимами в условиях трансформации свойств ЭЭС

В [45] сформулированы основные направления улучшения эффективности управления ЭЭС, которые состоят в повышении адаптивности систем управления и существенном расширении координации управления в территориальном, временном и ситуативном аспектах с учетом существенно возросших требований к управлению в условиях роста масштабов ЭЭС, усложнении и видоизменении их структуры, расширении использования новых инновационных, в том числе интеллектуальных, элементов и технологий, ужесточении требований потребителей к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии и пр. Перспективы развития систем противоаварийного управления режимами будущих ЭЭС связаны с интеграцией высокоэффективных непрерывных систем регулирования накопителей электроэнергии, устройств FACTS, линий и вставок постоянного тока (в дополнение к действующим регуляторам синхронных машин) и дискретно-непрерывных систем противоаварийного управления на основе широкого использования технологий искусственного интеллекта [9, 46].

4.3 Методы и системы противоаварийного управления ЭЭС

Наряду с разработкой математических моделей переходных процессов ЭЭС и методов исследования их устойчивости, начиная с 1960-х годов, решались также задачи управления для обеспечения устойчивости. До начала 2000-х годов они носили в какой-то мере эпизодический характер, что определялось необходимостью наработки знаний в области моделей и методов исследования переходных процессов. В [3] выполнен анализ эффективности системы противоаварийного управления с точки зрения обеспечения устойчивости и живучести ЭЭС на основе ретроспективной информации.

С начала 2000-х годов исследования под руководством Н. И. Воропая в области управления переходными режимами ЭЭС существенно активизировались с учетом двух взаимосвязанных аспектов: использования методов искусственного интеллекта для повышения эффективности управления и совершенствования принципов управления применительно к рыночной организации электроэнергетики. В том числе был выполнен ряд исследований, представленных ниже.

В [44] разработаны новые принципы построения APB на основе нечеткой логики. Регулятор автоматически адаптируется по всей области параметров режима, вариантов схем и расчетных возмущений на заданном интервале времени. Настройка нечеткого APB осуществляется оффлайн путем обучения искусственной нейронной сети (ИНС) с использованием генетической оптимизации параметров настройки. В режиме онлайн обученная ИНС дает значения параметров настройки нечеткого APB, оптимальные для текущей ситуации.

В [47] на основе ИНС построен координирующий уровень системы противоаварийного управления ЭЭС. Тестовые исследования на примере Братско-Усть-Илимского энергоузла показали его эффективность. Координирующая система противоаварийного управления содержит две взаимосвязанные ИНС: первая – для оценивания возможных перегрузок, вызванных аварийными отключениями сетевых элементов; вторая – для адаптации коэффициентов влияния нагрузок, генераторов и устройств FACTS на загрузку электрической сети. Обе ИНС обучаются на множестве нормальных и послеаварийных схем, режимов и расчетных возмущений.

В [42] для специальной автоматики отключения нагрузки (САОН) разработан метод координации противоаварийного управления потребителями и устройствами FACTS при необходимости разгрузки ЛЭП с целью недопущения развития аварии. Метод основан на использовании коэффициентов влияния нагрузок и устройств FACTS на загрузку линий и позволяет за счет использования возможностей FACTS существенно снизить объем аварийно отключаемых потребителей.

В [43] разработаны принципы построения мультиагентной системы (МАС) противоаварийного управления, координирующей реакцию различных устройств управления непрерывного и дискретного действия на аварийную ситуацию. Сформирована структура МАС, координирующая системы и устройства управления на генераторах, нагрузках, FACTS, а также переключения отпаек трансформаторов под нагрузкой.

5. Методология обоснования развития ЭЭС

В 2015 г. под редакцией Н. И. Воропая вышла монография, в которой были обобщены выполненные на тот момент исследования, проводимые в ИСЭМ СО РАН в области обоснования развития электроэнергетических систем, которая до сих пор остается в России наиболее полным и комплексным научным трудом в данной области [48]. Указанная работа не была первой в рассматриваемой области, однако в ней, пожалуй, в наибольшей степени представлены вопросы комплексного исследования и обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний в современных условиях. В идейном плане эти исследования приближаются к аналогичным, выполненным для условий централизованного управления [49]. В [48], хотя и очень сжато, но рассмотрена современная организационная структура электроэнергетики России и субъекты отношений, играющие важную роль при ее развитии, в общих чертах выполнена структуризация задач развития и дана их краткая характеристика. На этой основе обобщены методические проработки по обоснованию развития электроэнергетики, выполненные в ИСЭМ СО РАН. В них, в частности, дополнительно учитываются новые факторы, такие как интересы отдельных субъектов хозяйственной деятельности в электроэнергетике, на новом теоретическом уровне выполняется постановка и формализация задач обоснования решений по развитию генерирующих мощностей и электрических сетей при неопределенности информации и многокритериальности, учитывается рыночная организация электроэнергетики и многое другое.

В [48] в отличие от других из рассмотренных работ в явном виде сформулирована общеметодическая схема обоснования развития электроэнергетики в новых условиях. Она включает в себя несколько основных этапов, каждый из которых предполагает решение целого ряда методических задач. Для решения этих задач используются разработанные оптимизационные, равновесные и многокритериальные математические модели. Этапы включают: 1) анализ закономерностей и тенденций развития ЭЭС; 2) исследование и определение внешних условий развития
электроэнергетики; 3) формирование и системное обоснование сценариев развития электроэнергетики; 4) анализ и выбор решений по развитию электроэнергетики. Окончательным результатом является формирование стратегии развития систем электроэнергетики в виде множества конкретных оптимальных решений, распределенных во времени и в зависимости от сочетаний неопределенных условий.

Заключение

Представленные в данной статье материалы лишь кратко и в ряде аспектов недостаточно отражают результаты деятельности Н. И. Воропая. В частности, в период активного реформирования российской электроэнергетики он входил в так называемую «группу Кресса», которая занималась подготовкой «альтернативной концепции» реформирования. Н. И. Воропай руководил разработкой разделов Концепции интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС). Концепция была одобрена Правлением ОАО «ФСК ЕЭС», опубликована и принята к реализации. В последние годы Н. И. Воропай занимался вопросами оптимального формирования и функционирования интегрированных мультиэнергетических систем. Более полное описание итогов деятельности Н. И. Воропая потребовало бы гораздо более широкого формата. Однако и представленное здесь характеризует широту его научных интересов и многовекторность исследовательской деятельности. Оставленное Николаем Ивановичем Воропаем научное наследие формирует прочный фундамент и создает серьезный задел для дальнейшего развития исследований не только в ИСЭМ СО РАН, но и в российской электроэнергетической науке в целом.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0001) программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг.

Список литературы

1. Мелентьев Л. А. Системные исследования в энергетике / Л. А. Мелентьев. – Москва: Наука, 1979. – 416 с.

2. Мелентьев Л. А. Системные исследования в энергетике / Л. А. Мелентьев. – 2-е изд. перераб. и доп. – Москва: Наука, 1983. – 456 с.

3. Управление мощными энергообъединениями / Н. И. Воропай, В. В. Ершевич, Я. Н. Лугинский [и др.]; [под ред. С. А. Совалова]. – Москва: Энергоатомиздат, 1984. – 256 с.

4. Методы управления физико-техническими системами энергетики в новых условиях / [под ред. Н. И. Воропая, А. П. Меренкова]. – Новосибирск: Наука, 1995. – 335 с.

5. Системные исследования проблем энергетики / [под ред. Н. И. Воропая]. – Новосибирск: Наука, 2000. – 558 с.

6. Энергетика XXI века: Системы энергетики и управление ими / [под ред. Н. И. Воропая]. – Новосибирск: Наука, 2004. – 364 с.

7. Энергетическая безопасность России / В. В. Бушуев, Н. И. Воропай, А. М. Мастепанов, А. М. Сумим. – Новосибирск: Наука, 1998. – 302 с.

8. Анализ неоднородностей электроэнергетических систем / О. Н. Войтов, Н. И. Воропай, А. З. Гамм, И. И. Голуб, Д. П. Ефимов. – Новосибирск: Наука, 1999. – 302 с.

9. Воропай Н. И., Осак А. Б. Новые свойства будущих электроэнергетических систем / Н. И. Воропай, А. Б. Осак // Инновационная электроэнергетика – 21. – 2017. – С. 445–450. – ISBN 978-5-98908-457-9

10. Результаты системных исследований проблем функционирования энергетики России / Н. И. Воропай, В. А. Стенников, Н. Н. Новицкий, С. И. Паламарчук; [под ред. А. А. Макарова, Н. И. Воропая]. – Москва: ИНЭИ, Издательский дом МЭИ, 2018. – С. 28–47. – ISBN 978-5-383-01306-9

11. Воропай Н. И. Трансформация структуры и свойств электроэнергетических систем: направления, проблемы и пути их развития / Н. И. Воропай // Гидроэлектростанции в XXI веке: Сб. мат-ов 8-й Всероссийской научно-практ. Конф. –2021. – С. 8–10.

12. Киберфизические электроэнергетические системы: трансформация свойств и новые проблемы / Н. И. Воропай, И. Н. Колосок, Е. С. Коркина, А. Б. Осак // Автоматизация и IT в энергетике. – 2018. – № 9 (110). – С. 10–14.

13. Voropai N. I. Electric power system transformations: A review of main prospects and challenges / N. I. Voropai // Energies. – 2020. – n. 13. – pp. 5639. – DOI: https://doi.org/10.3390/en13215639

14. Воропай Н. И. Направления и проблемы трансформации электроэнергетических систем / Н. И. Воропай // Электричество. – 2020. – № 7. – С. 12–21. – DOI: https://doi.org/10.24160/0013-5380-2020-7-12-21

15. Voropai N. I. Multi-criteria decision-making problems in hierarchical technology of electric power systems expansion planning / N. I. Voropai // Intelligent Computing and Optimization. – Cham: Springer, 2019. – pp.362–368.

16. Проблемы развития цифровой энергетики в России / Н. И. Воропай, М. В. Губко, С. П. Ковалев, Л. В. Массель, Д. А. Райков, А. Н. Сендеров, В. А. Стенников // Проблемы управления. – 2019. – № 1. – С. 2–14. – DOI: http://doi.org/10.25728/pu.2019.1.1

17. Предложения по созданию целостной системы управления функционированием и развитием электроэнергетики / С. Я. Есяков, А. С. Сигов, Н. И. Воропай, В. А. Стенников [и др.] // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2019. – № 1 (52). – С. 30–33.

18. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике / Н. И. Воропай, Г. Ф. Ковалев, Ю. Н. Кучеров, А. Ф. Дьяков [и др.]. – Москва: ИД Энергия, 2013. – 304 с.

19. Устойчивость интеллектуальной энергосистемы и методы интеллектуального управления / Н. И. Воропай, Д. Н. Ефимов, В. Г. Курбацкий, Н. В. Томин // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Методические и практические проблемы надежности систем энергетики. Т. 2. – Вып. 70. – С. 147–156. – ISSN 2413-8665

20. Воропай Н. И. Упрощение математических моделей динамики электроэнергетических систем / Н. И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 1981. – 110 с.

21. Построение иерархической системы моделей для исследования динамических свойств электроэнергетических систем / Н. А. Абраменкова, Н. И. Воропай, Т. Б. Заславская // Имитационный подход при управлении функционированием ЭЭС. – Иркутск: СЭИ, 1989. – С. 11–20.

22. Voropai N. I. Simplification of the mathematical models of power systems in the dynamic processes of different length / N. I. Voropai // Proc. 8th PSCC, Helsinki, 19-24 Aug. 1984. – L: Butterworth, 1984. – pp. 883–887.

23. Абраменкова Н. А., Воропай Н. И., Заславская Т. Б. Структурный анализ электроэнергетических систем (в задачах моделирования и синтеза) / Н. А. Абраменкова, Н. И. Воропай, Т. Б. Заславская. – Новосибирск: Наука, 1990. – 224 с.

24. Комплексный анализ динамических свойств электроэнергетических систем / О. А. Агарков, Н. И. Воропай, Д. Н. Ефимов, О. Г. Некряченко // Известия РАН. Энергетика. – 1992. – №4. – С. 55–62.

25. Два подхода к анализу слабых мест электроэнергетических систем / О. А. Агарков, О. Н. Войтов, Н. И. Воропай, А. З. Гамм, И. И. Голуб // Известия РАН. Энергетика. – 1992. – № 6. – С. 21–30.

26. Voropai N. I. The problem of large electric power system survivability / N. I. Voropai // Stockholm Power Tech. Proc., Power Syst., June 18-22. – 1995. – pp. 357–362.

27. Анализ неоднородностей электроэнергетических систем / О. Н. Войтов, Н. И. Воропай, А. З. Гамм [и др]. – Новосибирск: Наука, 1999. – 256 с.

28. Спектральный и модальный методы в исследованиях устойчивости электроэнергетических систем и управлении ими / Н. И. Воропай, И. И. Голуб, Д. Н. Ефимов, А. Б. Искаков, И. Б. Ядыкин // Автоматика и телемеханика – 2020. – №10. – С. 3–34.

29. Проблемы уязвимости и живучести киберфизических электроэнергетических систем / Н. И. Воропай, И. Н. Колосок, Е. С. Коркина, А. Б. Осак // Энергетическая политика. – 2018. – Вып. 5. – С. 56–61.

30. Voropai N., Rehtanz Ch. Flexibility and resiliency of electric power systems: Analysis of definitions and content / N. I. Voropai, Ch. Rehtanz // EPJ Web Conferences, FREPS. – 2019. – Vol. 217. – URL: http://www.researcgate.net/publication/336555666

31. Воропай Н. И. Живучесть ЭЭС: методические основы и методы исследований / Н. И. Воропай // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1991. – № 6. – С. 52–59.

32. Воропай Н. И. О живучести электроэнергетических систем / Н. И. Воропай // Надежность систем энергетики и их оборудования: справочник в 4-х т. – Москва: Энергоатомиздат, 2000. – Т. 2. – С. 157–174.

33. Воропай Н. И., Колосок Г. В. Ретроспективный анализ динамических свойств электроэнергетических систем и возможности их учета при исследовании надежности / Н. И. Воропай, Г. В. Колосок // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Грозный, 1978. – Вып. 16. – С. 31–38.

34. Воропай Н. И., Ефимов Д. Н. Требования к противоаварийному управлению ЭЭС с учетом изменения условий их развития и функционирования / Н. И. Воропай, Д Н. Ефимов // Надежность либерализованных систем энергетики. – Новосибирск: Наука, 2004. – С. 74–84.

35. Воропай Н. И., Калюжный А. Х., Лизалек Н. Н. Длительные переходные процессы в энергосистемах (методы анализа и управления) / Н. И. Воропай, А. Х. Калюжный, Н. Н. Лизалек. – Москва: Информэнерго, 1988. – 78 с.

36. Снижение рисков каскадных аварий в электроэнергетических системах / [отв. ред. Н. И. Воропай]. – Новосибирск: СО РАН, 2011. – 303 с.

37. Some generalizations of an analysis of 2016-2017 blackouts in the Unified Power System of Russia / N. I. Voropai, D. N. Efimov, A. B. Osak, M. V. Chulyukova // Energy Systems Research. – 2020. – Vol. 3, No. 2. – pp. 5–12.

38. Воропай Н. И., Ефимов Д. Н. Иерархическое моделирование при исследовании крупных аварий в электроэнергетических системах и противоаварийном

управлении ими / Н. И. Воропай, Д. Н. Ефимов // Иерархическое моделирование систем энергетики. – Новосибирск: Акад. изд-во «Гео», 2020. – С. 256–263. – ISBN 978-5-6043021-9-4.

39. Воропай Н. И., Ефимов Д. Н., Решетов В. И. Анализ механизмов развития системных аварий в электроэнергетических системах / Н. И. Воропай, Д. Н. Ефимов, В. И. Решетов // Электричество. – 2008. – № 10. – С. 12–24.

40. Blackout prevention in the United States, Europe and Russia / Yu. V. Makarov, V. I. Reshetov, V. A. Stroev, N. I. Voropai. // Proc. of the IEEE. – 2005. – Vol. 93, № 11. – pp. 1942–1955.

41. Воропай Н. И., Решетов В. И. Принципы организации противоаварийного управления электроэнергетическими системами в рыночных условиях / Н. И. Воропай, В. И. Решетов // Электрические станции. – 2005. – № 6. – С. 2–8.

42. Координированное противоаварийное управление нагрузкой и устройствами FACTS / Н. И. Воропай, П. В. Этингов, А. С. Удалов [и др]. // Электричество. – 2005. – № 10. – С. 25–37.

43. Panasetsky D. A., Etingov P. V., Voropai N. I. Multiagent approach to emergency control of power system / D. A. Panasetsky, P. V. Etingov, N. I Voropai // Int. Conf. DRPT'2008. – 2008. – 6 p.

44. Воропай Н. И., Этингов П. В. Развитие методов адаптации нечетких АРВ для повышения динамической устойчивости сложных электроэнергетических систем / Н. И. Воропай, П. В. Этингов // Электричество. – 2003. – № 11. – С. 13–19.

45. Воропай Н. И. Задачи повышения эффективности оперативного и противоаварийного управления электроэнергетическими системами / Н. И. Воропай // Энергоэксперт. – 2009. – № 24. – С. 36–41.

46. Воропай Н. И. Направления развития релейной защиты и автоматики в электроэнергетических системах России / Н. И. Воропай // Оперативное управление в электроэнергетике. – 2017. – №3. – С. 8–18.

47. Voropai N. I., Efimov D. N., Etingov P. V. Coordination of electric power system emergency control using artificial neural network / N. I. Voropai, D. N. Efimov, P. V. Etingov // IFAC Symp. Power Plants and Power Syst. -2003. -6 p.

48. Обоснование развития электроэнергетических систем: методология, модели, их использование / [отв. ред. Н. И. Воропай]. – Новосибирск: Наука, 2015. – 448 с.

49. Системный подход при управлении развитием электроэнергетики / Л. С. Беляев, Г. В. Войцехоовская, В. А. Савельев [и др]. – Новосибирск: Наука, 1980. – 240 с.

Ефимов Дмитрий Николаевич, канд. техн. наук, старший научный сотрудник, заведующий лабораторией управления анормальными режимами ЭЭС отдела электроэнергетических систем Института систем энергетики им. Л. А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН). E-mail: efimov@isem.irk.ru

Подковальников Сергей Викторович, д-р. техн. наук, заведующий отделом электроэнергетических систем, заместитель директора Института систем энергетики им. Л. А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН).

E-mail: spodkovalnikov@isem.irk.ru

К 90-летию со дня рождения Льва Ананьевича Кощеева



17 апреля 2022 года исполнилось 90 лет со дня рождения научного руководителя Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

В 1955 г. Лев Ананьевич окончил Ленинградский электротехнический институт им. В. И. Ульянова (Ленина), и с этого времени его трудовая и творческая биография неизменно связана с Научно-исследовательским институтом по передаче электрической энергии постоянным током высокого напряжения (НИИПТ, в настоящее время АО «НТЦ ЕЭС»).

С 1972 по 1988 г. Л. А. Кощеев – заведующий лабораторией (отделом) электриче-

ских систем НИИПТ, а с 1988 года – заместитель генерального директора по научной работе.

В 1950 – 1960-е годы, годы интенсивного развития объединенных энергосистем и создания ЕЭС СССР, Лев Ананьевич участвовал в работах по решению проблем дальних электропередач и устойчивости крупных энергообъединений. Под его руководством и при непосредственном участии было выполнено большое количество исследований, в том числе с применением электродинамической модели, в развитии которой ему принадлежит определяющая роль.

Все работы Л. А. Кощеева характеризуются системным подходом к решению научных и практических задач, связанных с развитием энергосистем, будь то вопросы регулирования и противоаварийной автоматики, повышения пропускной способности линий электропередачи или использования элементов постоянного тока.

Результаты комплексных исследований для объединенных энергосистем Северо-Запада, Средней Азии, Урала и Сибири использовались как проектными, так и эксплуатационными организациями, часть этих результатов включена в кандидатскую диссертацию. В эти годы Лев Ананьевич много времени проводит на электростанциях и в диспетчерских центрах, участвует в натурных испытаниях, привлекается к расследованию аварий в энергосистемах.

В 1970 – 1980-е годы основная деятельность Л. А. Кощеева связана с развитием ЕЭС СССР и объединения энергосистем стран – членов СЭВ, а задачи противоаварийного управления выделились в самостоятельный цикл работ, завершившихся созданием централизованных комплексов противоаварийной автоматики. За участие в работах по развитию межсистемных связей с использованием ВЛ нового класса напряжения – 750 кВ Л. А. Кощеев награжден орденом Трудового Красного Знамени, а комплексная разработка адаптивной централизованной системы противоаварийного управления с внедрением ее в ОЭС Урала в последующем была отмечена Государственной премией СССР.

В 1980 – 1990-е годы творческие интересы Льва Ананьевича в значительной мере смещаются в область техники передачи постоянным током. Участие в системном

разделе технического проекта ППТ Экибастуз – Центр, передачи Россия – Финляндия со вставкой постоянного тока и выполненная под руководством Л. А. Кощеева одна из первых работ по моделированию и исследованию многоподстанционной ППТ на примере передачи Сибирь – Казахстан – Урал – Центр, наряду с разработками в области централизованных систем противоаварийного управления, послужили основой для написания докторской диссертации. Дальнейшее развитие это направление получило при выполнении исследований и предпроектных разработок ППТ, в том числе многоподстанционных, для межгосударственных связей Россия – Германия, Россия – Китай, Россия – Япония, электропередач от удаленных ГЭС Сибири, при разработке концепции использования передач и вставок постоянного тока в ЕЭС России и для связи ее с энергосистемами других стран.

В настоящее время творческие интересы Л. А. Кощеева связаны с обеспечением практической реализации институтом результатов исследований – внедрением централизованной адаптивной системы противоаварийной автоматики 3-го поколения, разработкой и внедрением систем мониторинга запасов устойчивости.

Эти работы института наряду с исследованиями в области устойчивости, надежности и живучести энергосистем, повышения управляемости и технико-экономических характеристик электрических сетей направлены на решение важнейших научных и практических задач отечественной электроэнергетики.

Не одно десятилетие Лев Ананьевич сотрудничает с Санкт-Петербургским политехническим университетом Петра Великого – более 30 лет читал лекции студентам старших курсов, что способствовало не только передаче знаний будущим специалистам, но и отбору молодых специалистов для последующей научной работы. С середины 1980-х годов Лев Ананьевич неизменно является членом диссертационных советов.

За заслуги в области научной и педагогической деятельности ему присуждено звание Заслуженного деятеля науки Российской Федерации. В 2012 г. Лев Ананьевич удостоен звания почетного члена (*Distinguished Member*) СИГРЭ, а в 2022 г. – званий «Почетный работник топливно-энергетического комплекса» и «Ветеран оперативно-диспетчерского управления».

Л. А. Кощеев входит в состав редакционной коллегии журнала «Электрические станции», является главным редактором научного журнала ««Известия НТЦ Единой энергетической системы».

Необходимо отметить и прекрасные личные качества Льва Ананьевича – отзывчивость, внимательность, стремление к решению творческих и житейских проблем коллег и, конечно, чувство юмора.

Результаты творческой деятельности Л. А. Кощеева отражены в более чем 190 публикациях и 52 авторских свидетельствах и патентах на изобретения, многие из которых внедрены в энергосистемах и на электрических станциях.

Сердечно поздравляем Льва Ананьевича Кощеева с юбилеем, желаем ему крепкого здоровья, новых успехов в его плодотворной научной и практической деятельности.

Генеральный директор АО «НТЦ ЕЭС» Р. К. Измайлов

Редакционная коллегия журнала «Известия НТЦ Единой энергетической системы» поздравляет Льва Ананьевича Кощеева с юбилеем и желает неиссякаемой энергии, новых идей, талантливых учеников и последователей. Пусть жизнерадостность, творческая активность и бодрость духа остаются Вашими верными спутниками!

CONTENT, ABSTRACTS, KEY WORDS

Development of the Methods of Research and Modelling of Steady-state Conditions and Stability

Modeling of a variable-blade hydroturbine for the tasks of electromechanical transients analysis.

Gerasimov A. S., Gurikov O. V., Kabanov D. A., Satsuk E. I., Smirnov A. N.

A mathematical model of a variable-blade hydroturbine has been developed. Model reproduces the static and dynamic characteristics of full-scale hydroturbines in a wide range of rotation speed, water flow, pressure and position of the control elements. Model allows studying of the electromechanical transients in power system associated with a significant change in frequency, including the separation of hydro power plant for isolated operation.

Key words: frequency, frequency control, speed controller, automatic control system of a hydraulic unit, hydroturbine model, hydroturbine.

The method of equivalence of circuits with mutual induction and its application to obtain replacement circuits of rotating electric machines.

Ivanova E. A., Pershikov G. A., Popkov E. N., Feshin A. O., Chudny V. S.

A method for replacing a circuit containing branches with mutual induction equivalent without such branches is presented. The method does not require calculation of the elements of the nodal conductivity matrix and allows determining the current distribution in an equivalent circuit using the known currents of the original circuit. This method is used to obtain replacement circuits of electric circuits of rotating electric machines. The results of calculations of transient processes confirm the reliability of the proposed equivalence method.

Key words: mutual induction, equivalence, replacement scheme, mathematical model, electric machine, synchronous machine, asynchronous machine.

Identification of electric power systems' for evaluation of dynamic properties.

Altukhova M. K.

Solution of the problem of dynamic stability's assurance requires designing of adequate mathematical models and methods, which allow to make a justified choice for stabilizing effects according to changing scheme topology and regime parameters.

Methodology for parametrical identification of electric power system was developed in the form transfer functions of regime parameters, which are restored from experimental frequency responses. Processing of each acquired sample makes it possible to identify the system's quantitative characteristics and save its general dynamic properties.

Numerical method, which allows detecting of the dominating zeros and poles of a transfer function in a significant frequency range, based on discrete Fourier transformation was suggested.

Designed methodology is realized in a software, which is employed for practical solution of problems of electric power systems' dynamic properties' control.

Key words: electric power system, transfer function, frequency response, discrete Fourier transformation.

Testing algorithms for determining dynamic phasor measurements of currents and voltages according to data from an electrodynamic model.

Berdin A. S., Dmitriev S. A., Dmitrieva A. A., Kabanov D. A., Senyuk M. D.

The results of testing dynamic phasor measurements accelerated evaluation method of the electrical regime on the data obtained from the electrodynamic model of JSC «STC UPS» are presented. The tests were carried out on an electrodynamic model of a power system containing four synchronous generators, three of which simulates turbo generators and one -a hydro generator. As a result of

testing, the requirements for the measuring system and the parameters of accelerated algorithms for estimating the parameters of the electric mode were determined. The developed algorithms can be used in development emergency control systems according to the «After» method and diagnosing the technical condition of power system equipment.

Key words: electrical regime parameters, dynamic phasor measurements, electrodynamic model of a power system, digital signal processing, emergency control systems according to the «After» method.

Research of synchronous generator's electric parameters under operating conditions close to the boundary of the oscillatory stability region.

Mikhailov D. O., Sheskin E. B.

An analytical model has been developed that allows reproducing of the dependences of synchronous generator's electric parameters under the conditions of undamped synchronous oscillations. The analysis of the behavior of the phase shift between the undamped oscillations of reactive power and voltage, the cause of which is the considered generator, is performed. A simulation model of the studied system in Matlab/Simulink has been developed and the correctness of reproducing the regularities of changing the studied parameters of the generator mode has been confirmed.

Key words: synchronous generator, automatic voltage regulator, excitation system, oscillatory stability, monitoring system.

User model development experience in RTDS with the example of Park's synchronous generator model.

Gerasimov D. A., Zelenin A. S.

In this paper issues related to modeling electrical equipment in the RTDS real-time simulator are discussed. A synchronous generator acts as a modeled object. This paper provides the mathematical underlying of the model as well as a description of the model creation process and verification routine. The results of the study are oscillograms obtained from the verification results. The article describes the prospects for improving the obtained model and gives an overview of further research.

Keywords: RTDS simulator, synchronous generator, mathematical modeling, real-time simulation, park's equations, model verification.

On the formation of the Lagrangian and Lagrange equations for an arbitrary linear electrical circuit.

Legkokonets P. V.

For an arbitrary linear electric circuit, the Lagrange function (Lagrangian) is obtained, which allows to derive the entire set of equations of the electric circuit (equations of both the second and first Kirchhoff laws), and the corresponding Lagrange equations are formed. The expediency of using Lagrange equations for electrical circuits is determined by the universality of the Lagrangian formalism, which provides a unified approach to the derivation of equations of physical systems of various nature and emphasizes the generality of the laws of these systems.

Key words: Lagrangian, Lagrange equations, linear electrical circuit, Kirchhoff's laws.

Development of the Bulk Power Network and the Power Systems' Reliability

An analysis of the perspectives for the development of UPS of Central Asia taking into account the integration of RES.

Shamsiev B., Shamsiev Kh.

A brief information is given regarding the major system outage that occurred in the United Power System of Central Asia (UPS CA) on the 25th of January 2022 with the complete blackout of the power systems of Uzbekistan, Kyrgyzstan and part of the power systems of South Kazakhstan. Measures to prevent the recurrence of such accidents in the future are considered. Based on an analysis of the perspectives for the development of UPS CA, taking into account the expected large-scale integration of RES in the region, it is proposed to switch from the current parallel operation to joint operation of UPS CA with the Unified Power Systems of Kazakhstan and Unified Power System of Russia through a DC back-to-back station.

Key words: outage, UPS of Central Asia, back-to-back station, integration of RES, stability, reliability.

Methods and Means of Control and Management of Power System Operating Conditions

Enhancement of power systems stability based on wams data control.

Pershko E. A., Belyaev A. N.

The paper presents an algorithm for determining PMU optimal installation locations and the subsequent justification for possibility of using additional voltage and frequency control of power plant synchronous generators according to the data of the wide-area measurement system in mathematical model «North-West of Russia – Center – Belarus» UPS. The algorithm for coordinating of control systems settings has been improved to increase the level of small-signal and transient stability. The analysis of the effect of the additional phasor difference feedback in automatic frequency and power regulators of power plant on transient stability using a joint calculation of the transient processes and the extended equal area criterion has been conducted.

Key words: steady state stability, transient stability, wide area measurement system, synchronous generator, automatic voltage regulator, power system stabilizer, automatic frequency control, graph.

Comparison of the effect of series and shunt compensation devices on the transient stability limit.

Denisenko A. I., Mikhailov D. O., Smolovik S. V., Chudny V. S.

The article is devoted to a comparative assessment of the effectiveness of FACTS devices in terms of their impact on the transient stability of parallel operation of generators of an electric power system in short circuits. The estimation based on the calculation of the transient stability limit at the first angle swing in the simplest scheme of an electric power system (power plant – transmission line – infinite bus system). The values of the stability limit are determined in per units of the transfer capability of transmission line external to the power plant, which is assumed to be equal to one. Static synchronous compensator (STATCOM) – a shunt-connection device and static synchronous series compensator (SSSC), which is a serial connection device, are considered as power mode control devices. The objects of the study are a turbogenerator with a capacity of 800 MW and a capsule hydrogenerator with extremely unfavorable electromechanical parameters (in-creased inductances, reduced mechanical inertia constant). Based on the simplest analytical evaluation and calculations of limits, it is shown that serial devices with the same converter power have a noticeably greater efficiency (30–50 %) in terms of increasing the stability limit.

Key words: transient stability, stability limit, static synchronous compensator, static synchronous series compensator.

Fault localization according to the readings of measurement instrumentation in the software package «ARU RZA».

Abakumov S. A., Vishtibeev A. V., Gayazov S. E., Nadobnaya E. A., Savvin D. N., Erekaykin E. I.

The basic requirements for a fault localization module for dispatch office personnel, designed to solve the problem of determining the location of the fault according to the readings of measurement instrumentation are described. These requirements are implemented as part of the software package for automated calculation of relay protection and automation settings (PVK «ARU RZA») is shown. The work of the module, the input and output data, the advantages and features of the developed fault localization module for dispatch office personnel in detail are described.

Key words: software, fault localization, measurement instrumentation, dispatch office personnel, electric power transmission lines, electrical network.

High Voltage Technology

Improving the accuracy of determining the location of power line damage using the least squares method.

Gritsutenko S. S., Korovkin N. V.

A method is considered that allows determining with sufficiently high accuracy the place of damage to the power line. The calculation of the location of the damage – line break can be performed using the resonance method. This method proceeds from the assumption that the property of a broken line is well described by a mathematical model representing a resonant contour. The initial data is the voltage at the beginning of the line recorded at the time of the accident. However, the resonant method is based on a simplified model of a long line, which does not take into account the active resistance. The new method includes an active resistance in the model of the oscillatory circuit. However, this approach leads to a flattening of the head of the peak of the amplitude-frequency response curve and a decrease in the accuracy of determining its maximum. Therefore, the calculation of the resonant frequency is performed by comparing the shape of the amplitude-frequency characteristic of the circuit with the voltage spectrum in the time domain, which is the neighborhood of the moment of rupture. The contour parameters are searched for using the least squares method. According to the contour parameters and linear parameters of the line, the distance from the beginning of the power line to the break point is calculated. The proposed method reduces the search area of the accident site by at least two times compared to the method taken as a reference.

Key words: oscillatory circuit, power line breakage, least squares method, resonance frequency, *Q*-factor of the oscillatory circuit, linear characteristics of the power line.

Investigation of the surface effect in the windings of a powerful toroidal transformer for the resistance flash butt welding of pipes.

Kobzar E. N., Korovkin N. V., Sakhno L. I., Sakhno O. I., Fedorov P. D.

The article deals with the skin-effect in the windings of powerful toroidal transformers for flash welding of pipes. The results of experimental and theoretical analysis of the skin effect in windings are presented. The equivalent circuit of a multi-winding transformer and two-dimensional models of two-winding transformers are used for theoretical analysis. It is shown that in the windings of the investigated transformers there is an excessive consumption of copper. Methods are proposed for reducing the skin-effect in windings and eliminating excessive consumption of copper in them. *Key words: flash welding, multi-winding transformer, equivalent circuit, skin effect, losses, short circuit.*

Names and Dates

About the scientific heritage of N. I. Voropai.

Efimov D. N., Podkovalnikov S. V.

The research works of N.I. Voropai in the field of properties of electric power systems, their reliability, stability, survivability, heterogeneity, methods and systems of control of operating conditions of power systems, mechanisms of development of blackouts, methodology and models for expansion planning of power systems, etc. are analyzed.

Key words: electric power systems, operation, expansion, properties, control, operating conditions, blackout.

The 90th anniversary of Lev A. Koscheev.

Content, Abstracts, Key words

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: Российская Федерация, 194223, г. 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 (c 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.

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;
- экспертное заключение о возможности опубликования материалов в открытой печати;
- авторская справка.

Образец и шаблон оформления статьи, а также форма авторской справки приведены на сайте журнала: http://www.ntcees.ru/departments/proceedings.php.

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: Тел. 8 (812) 297-54-10, доб. 210, 213. E-mail: nto@ntcees.ru

СПРАВКА

предоставляется 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	«»	20г.
Ф.И.О.		
Ученая степень		
Ученое звание		
Место работы		
Должность		
Адрес служебный		
Телефон		
E-mail		

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

АО «НТЦ ЕЭС» – многопрофильный электроэнергетический научно-исследовательский центр, ведущая организация отрасли в области развития системообразующей сети ЕЭС России и межгосударственных электрических связей, признанный в России и мире центр компетенций по вопросам цифрового и физического моделирования энергосистем, исследованию статической и динамической устойчивости.

Научно-исследовательская деятельность общества построена на базе старейшего центра исследований в электроэнергетике – Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения («НИИПТ», основан в 1945 году).

Развитие энергосистем

Разработчик инженерных и инвестиционных решений в сфере развития энергосистем

Системные исследования

Решение задач в области надежности, живучести, управляемости и мониторинга электроэнергетических систем и систем внутреннего электроснабжения промышленных предприятий

Противоаварийная автоматика, системы управления и релейной защиты Решение задач в области автоматического противоаварийного управления электроэнергетических систем, систем мониторинга запасов устойчивости, проведение испытаний



НАУЧНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ 5 докторов и 29 кандидатов наук

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ БАЗА

- Цифро-аналого-физический комплекс
- Программно-аппаратный комплекс реального времени

С использованием данных комплексов проводится сертификация, проверка на функционирование и соответствие техническим требованиям нормативных документов, а также настройка для конкретных схемно-режимных условий эксплуатации цифровых устройств регулирования, управления, режимной и противоаварийной автоматики и релейной защиты агрегатного, станционного и системного уровней.

www.ntcees.ru

194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит А

ЦИФРО-АНАЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС

Состав ЦАФК

 Самая большая в мире электродинамическая модель, включающая физические модели 66 синхронных генераторов, первичных двигателей и систем возбуждения всех типов, 150 силовых трансформаторов, 700 линий электропередачи, 8 передач постоянного тока, ШР, УПК, СТК, СТАТКОМ, 166 моделей комплексной нагрузки.



Зал управления







Генераторы и первичные двигатели

Силовые трансформаторы и линии электропередачи

Модели комплексной нагрузки

- Цифровые модели турбин и их систем регулирования; автоматических регуляторов возбуждения, устройств, моделирующих аварийные возмущения и технологические нарушения в энергосистемах и действия комплексов ПА.
- 3. Система измерений, включающая аналоговые и цифровые датчики параметров электрического режима.
- Система осциллографирования, включающая 64-канальные цифровые осциллографы с частотой опроса 2 кГц.

НА ЦАФК ВЫПОЛНЯЮТСЯ:

- Проверка функционирования и оценка эффективности нового электротехнического оборудования на соответствие нормативным документам
- Наладка и настройка под ключ устройств и систем режимного и противоаварийного управления, автоматики и защиты arperathoro, станционного и системного уровней

Основные исследования, выполненные на ЦАФК

- Испытания и сертификация автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) сильного действия синхронных генераторов. Проведено 92 официальных испытания 44 АРВ отечественных (23) и зарубежных (21) производителей, по результатам которых оформлено 30 сертификатов соответствия
- Настройка АРВ генераторов для конкретных энергообъектов и проверка выбранных параметров настройки в физических моделях объединенных энергосистем по методике, утвержденной АО «СО ЕЭС» (Приказ Минэнерго РФ от 13.02.2019 № 98). С 2001 по 2021 год проведено 48 испытаний для 33 АЭС, ГЭС, ГРЭС и ТЭЦ
- Испытания по проверке, корректировке алгоритмов и настройке групповых регуляторов активной и реактивной мощности (ГРАРМ) – для 8 гидроэлектростанций
- Испытания цифровых регистраторов SMART-WAMS для 9 устройств
- Испытания устройств быстродействующего автоматического ввода резерва (БАВР) для 6 устройств
- Испытания устройств автоматической ликвидации асинхронного режима (АЛАР) для 3 устройств

ЦАФК обеспечивает адекватное моделирование энергосистемы практически любой сложности с учетом несимметрии сети, оборотных частот и искажений синусоидальной формы токов и напряжений

www.ntcees.ru

194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит А

Телефон: (812) 297 54 10 E-mail: ntc@ntcees.ru

ПРОГРАММНО-АППАРАТНЫЙ КОМПЛЕКС РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

В АО «НТЦ ЕЭС» функционирует один из самых производительных в России программно-аппаратных комплексов реального времени (RTDS). Комплекс RTDS позволяет подключать к реализуемым на нем цифровым моделям ЭС реальные устройства управления, регулирования, релейной защиты и автоматики.

Основные количественные характеристики:

- 2 стойки RTDS, включающие 7 расчетных плат PB5 и полностью настроенные на совместную работу
- 1 стойка RTDS на платформе NOVACOR с 6 процессорами
- Устройства, обеспечивающие GPS-синхронизацию, реализацию протоколов SV (MЭК 61850-9-2), GOOSE (МЭК 61850-8-1), C37.118.1, C37.118.2, Modbus, IEC-104 (МЭК-60870-5-104) и проверку устройств, работающих по этим протоколам
- Подключение внешнего оборудования с помощью дискретных и аналоговых сигналов:
 - 120 каналов по напряжению (вывод ± 10В)
 - З6 каналов по напряжению (ввод ± 10В)
 - 42 каналов по напряжению (вывод 100В или более)



НА ПАК РВ ВЫПОЛНЯЮТСЯ:



- Настройка АРВ синхронных генераторов для конкретных энергообъектов и проверка и корректировка выбранных параметров настройки в математических моделях объединенных энергосистем (при необходимости, выявленной в процессе проверки) по методике, утвержденной АО «СО ЕЭС» (Приказ Минэнерго РФ от 13.02.2019 № 98)
- Настройка устройств БАВР для конкретных энергообъектов
- Разработка отраслевых стандартов в области релейной защиты и противоаварийной автоматики
- Испытания и корректировка алгоритмов работы устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики
- Разработка алгоритмов и устройств локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости, низовых устройств в составе ЦСПА и локальных устройств ПА
- Разработка и внедрение нетиповых алгоритмов работы релейной защиты и противоаварийной автоматики

ПАК РВ обеспечивает адекватное моделирование энергосистем, включающих современные источники энергии (ГТУ/ПГУ, ВИЭ), средства компенсации и системы управления всех уровней

www.ntcees.ru

194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит А

Телефон: (812) 297 54 10 E-mail: ntc@ntcees.ru



- З9 каналов по току (вывод 1/5 А)
- 96+48/96+48 дискретных сигнала (ввод/вывод)
- 32 сигналов типа «сухой контакт» (ввод/вывод)

