Научно-технический центр Единой энергетической системы

ИЗВЕСТИЯ НТЦ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

№ (2) 81

Издаётся с февраля 1957 г.

Санкт-Петербург
2019

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Кощеев Л. А., д-р техн. наук, профессор – главный редактор;
Беляев А. Н., д-р техн. наук, доцент;
Бердин А. С., д-р техн. наук, профессор;
Васильев Ю. С., академик РАН;
Воропай Н. И., чл.-корр. РАН;
Герасимов А. С., канд. техн. наук, доцент;
Евдокунин Г. А., д-р техн. наук, профессор;
Коровкин Н. В., д-р техн. наук, профессор;
Попков Е. Н., д-р техн. наук, доцент;
Титков В. В., д-р техн. наук, профессор;
Сацук Е. И., д-р техн. наук, доцент;
Смоловик С. В., д-р техн. наук, профессор – зам. главного редактора;
Шакарян Ю. Г., 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;
Виленкина И. И. – секретарь редакции.

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

Журнал «Известия НТЦ Единой энергетической системы» включен в перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные результаты диссертаций на соискание 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 «Роспечать» – 25247.

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.

ISSN 2307-261X © АО «НТЦ ЕЭС», 2019

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ 5

АЛГОРИТМЫ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОСИСТЕМ И ЭНЕРГООБЪЕКТОВ

Андранович Б., Бинько Г. Ф., Грабчак Е. П., Жуков А. В., Купчиков Т. В., Миляев Р. Г., Павлушко С. А., Сацук Е. И.
Организация противоаварийного управления при аварийном дефиците мощности в изолированной энергосистеме 6

Аюев Б. И., Грабчак Е. П., Лисицын А. А., Сацук Е. И., Чаплюк С. В., Черезов А. В., Шаров Ю. В.
Разработка программно-технического комплекса противоаварийной автоматики Калининградской энергосистемы 14

Бадура М. А., Брилинский А. С., Евдокунин Г. А., Крицкий В. А., Мингазов Р. И.
Исследование эффективности применения фазоповоротного трансформатора для повышения динамической устойчивости электростанции 23

Гущина Т. А., Гуриков О. В., Есипович А. Х., Кабанов Д. А., Прохоров К. В., Тимофеева Я. А., Тугушев А. В.
Испытания и настройка устройств БАВР для объектов ПАО «Транснефть» на экспериментальной базе АО «НТЦ ЕЭС» 34

Филимонов Н. Ю., Юрганов А. А.
Метод выбора параметров и настройки каналов автоматических регуляторов возбуждения 43

Николаева Е. В., Фролов А. И.
Определение допустимых параметров электроэнергетического режима при синхронизации изолированного энергорайона с энергосистемой с разностью частот более 0,1 Гц 53

Кощеев Л. А., Попков Е. Н., Фешин А. О.
Разработка математических моделей регуляторов активной мощности и напряжения ветроэнергетической установки 60

МЕТОДИКИ И ПРОГРАММНЫЕ СРЕДСТВА ИССЛЕДОВАНИЯ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Александров А. С., Михайленко А. Ф., Неуймин В. Г., Сацук Е. И.
Использование технологии динамического ВИР для определения предельных режимов 70

Алтухова М. К.
Повышение эффективности численного решения уравнений предельных установившихся режимов и идентификации чувствительных элементов в электроэнергетической системе 77

Белов Е. И., Сорокин Е. В.
Области практического применения метода сингулярного анализа матрицы Якоби в электроэнергетике 84

Абакумов С. А., Виштибеев А. В., Гаязов С. Е., Надобная Е. А., Саввин Д. Н.
Развитие программно-вычислительного комплекса автоматизированного расчёта уставок релейной защиты и автоматики: новые модули и функции 91

РЕЖИМНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СИЛОВОГО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Лямов А. С., Смоловик С. В., Тупицина А. Л.
Исследование токов короткого замыкания турбогенератора с расщепленной обмоткой статора 101

Денисенко А. И., Лямов А. С., Смоловик С. В., Тупицина А. Л.
Регулировочные характеристики статического синхронного продольного компенсатора 107

Шакиров М. А., Ткачук А. А.
Универсальные характеристики магнитного потока в броневом трансформаторе 113

CONTENT, ABSTRACTS, KEYWORDS 129

Технический редактор *М. В. Леонтьева*
Компьютерная верстка *Н. И. Егерева, А. Г. Курбатов*

Подписано в печать 22.11.2019 Формат 70×108/16
Тираж 300 экз. Заказ 467 Печ. л. 9,25

Отпечатано с готового оригинал-макета
в ООО «Контур».
127282, г. Москва, проезд Студеный, д. 4, корпус 1, пом. V, К 15

Предисловие

Уважаемый читатель!

Статьи, представленные в этом номере журнала, разделены на три тематические группы (разделы).

В первом разделе помещены статьи, в которых предлагаются решения задач устойчивости и надёжности энергосистем с использованием технических средств, организации противоаварийного управления на базе оригинальных алгоритмов, а также рекомендации применительно к конкретным объектам. Две первые статьи этого раздела посвящены решению важной задачи обеспечения надёжности Калининградской энергосистемы в случае выделения её на изолированный режим работы. В первой статье обосновывается необходимость особого подхода к решению этой задачи, а во второй предлагается решение с использованием специальной противоаварийной автоматики, алгоритм которой предполагает выбор управляющих воздействий по условиям текущего режима энергосистемы и загрузки каждого из энергоблоков. В статье А. С. Брилинского и др. предлагается алгоритм управления фазоповоротным трансформатором с целью повышения уровня динамической устойчивости энергосистемы. В статье Т. А. Гущиной и др. приведены результаты испытаний и рекомендации по настройке устройств быстродействующего ввода резерва на объектах нефтепроводной сети. Новый метод выбора настройки каналов стабилизации автоматического регулятора возбуждения «сильного действия» отечественного производства представлен в статье Н. Ю. Филимонова и А. А. Юрганова. В статье Е. В. Николаевой и А. И. Фролова даются рекомендации по синхронизации изолированного энергорайона с энергосистемой.

В методическом разделе предлагается новый подход к решению задачи выбора вектора изменения режима при определении предельно возможных изменений загрузки электрической сети в условиях оперативного управления режимом (статья В. Г. Неуймина и др.). Представлены две статьи, в которых предлагаются новые или совершенствуются ранее предлагавшиеся методы оценки режима сложных энергосистем на основе анализа особенностей схемы энергосистемы (статьи М. К. Сальниковой, а также Е. И. Белова и Е. В. Сорокина). В этот же раздел помещена статья С. А. Абакумова и др. по развитию вычислительного комплекса для расчёта токов короткого замыкания и автоматизированного выбора уставок релейной защиты и автоматики.

В третьем разделе представлены статьи, предлагающие математические модели, результаты анализа режимов и определения режимных характеристик турбогенератора с расщепленной обмоткой статора (статья С. В. Смоловика и др.), броневого трансформатора (статья М. А. Шакирова и А. А. Ткачука), а также тиристорного компенсатора реактивной мощности.

Как обычно в ряде статей содержатся материалы диссертационных работ.

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

АЛГОРИТМЫ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОСИСТЕМ И ЭНЕРГООБЪЕКТОВ

УДК 621.311

Б. Андранович, Г. Ф. Бинько, Е. П. Грабчак, А. В. Жуков, Т. В. Купчиков, Р. Г. Миляев, С. А. Павлушко, Е. И. Сацук

Организация противоаварийного управления при аварийном дефиците мощности в изолированной энергосистеме

Обосновывается необходимость особого противоаварийного управления при аварийных дефицитах мощности в Калининградской энергосистеме в случае выделения её на изолированный режим работы.

Ключевые слова: противоаварийное управление, изолированная энергосистема.

Введение

На территории Российской Федерации имеется целый ряд энергосистем, не имеющих синхронной связи с Единой энергетической системой (ЕЭС). Одной из таких энергосистем может оказаться энергосистема Калининградской области в случае отделения её от ЕЭС. Эта энергосистема с максимальным уровнем потребления порядка 900 МВт является весьма важным энергообъектом, требующим высокого уровня надёжности в нормальных и аварийных режимах. Сформированный в последнее время комплекс генерирующих установок этой энергосистемы по своему составу близок к типовому комплексу энергосистем европейских стран.

В отличие от последних десятилетий 20-го века, на данный момент выбор мест строительства электрических станций, а также типа энергоносителей их первичных двигателей, неразрывно связан с повышенными требованиями к экологичности производства электроэнергии и обеспечению энергонезависимости потребителей от поставок природных ресурсов из других регионов страны или смежных государств. Ярким примером такого подхода к развитию ЭЭС являются энергосистемы стран Европейского экономического сообщества, в которых доля участия в генерации активной мощности газотурбинных (ГТУ) и парогазовых установок (ПГУ), а также объектов распределённой генерации и альтернативных источников электроэнергии (АИЭ), с каждым годом существенно возрастает относительно «традиционных» энергоблоков тепловых, атомных и гидравлических электростанций [1, 2].

1. Некоторые особенности технических характеристик современных генерирующих установок

В компактных изолированных энергосистемах с достаточно плотной электрической сетью с точки зрения требований к системе противоаварийного управления наибольший интерес представляют аварийные возмущения, связанные с возникновением аварийного дефицита мощности.

С точки зрения влияния на протекание электромеханических переходных процессов с учётом изменения частоты (ЭМПП) электростанции, в составе которых присутствуют ГТУ, ПГУ и АИЭ, могут характеризоваться следующими особенностями:

- отсутствие «горячего» резерва активной мощности на ветряных и солнечных электростанциях (ВЭС и СЭС) при снижении частоты [3], а также его отсутствие на паровых турбинах (ПТУ) в составе ПГУ, которые, как правило, работают в наиболее экономичном для них режиме скользящего давления пара [4–6];
- отсутствие возможности длительной устойчивой работы газотурбинных установок в составе ПГУ при аварийном отключении ПТУ (режимы выброса выхлопных газов через байпасные трубы или холостого сброса пара в быстродействующую редукционную охладительную установку) [7];
- необходимость отключения или снижения мощности ПТУ в составе ПГУ действием технологических защит или автоматик при аварийном сбросе мощности ГТУ [8] и увеличению начального дефицита активной мощности в ЭЭС;
- отключение электростанций от сети в результате срабатывания технологических защит и автоматик ГТУ, ВЭС, СЭС или объектов распределенной генерации, при глубоких и/или длительных снижениях уровней частоты и/или напряжения на шинах электростанции ниже заданного (иногда сравнительно небольшого) уровня [7];
- изменение соотношения параметра «топливо-воздух» в камере сгорания (КС) в результате быстрого увеличения подачи топлива первичными регуляторами скорости ГТУ при снижении частоты в ЭЭС, что приводит к резкому повышению температуры газов на входе ГТУ и снижению вырабатываемой мощности газотурбинной установки вследствие воздействия регулятора температуры на снижение мощности газовой турбины [9–11].

Помимо вышеуказанных факторов, связанных с технологическими особенностями возобновляемых источников электроэнергии и газотурбинных (парогазовых) установок, энергосистемы с преобладанием объектов распределенной генерации и АИЭ могут характеризоваться достаточно малой эквивалентной инерционной постоянной [3]. Данное обстоятельство может приводить к быстрому снижению частоты и неконтролируемому отключению потребителей ЭЭС.

2. Анализ переходного процесса в энергосистеме Великобритании при аварийном дефиците мощности

При определении требований к системе противоаварийного управления в Калининградской энергосистеме представляет интерес анализ аварийных режимов в той или иной степени автономно функционирующих европейских энергосистем.

В качестве примера развития аварийных ситуаций в энергообъединениях с преобладанием ГТУ, ПГУ и АИЭ, рассмотрим последовательность событий, возникших при аварии в энергосистеме Великобритании 09.08.2019 г. [7].

В пятницу, 9 августа, в 16:52 по местному времени, на ВЛ 400 кВ *Eaton Socon – Wymondley Main* было зафиксировано возникновение многофазного короткого замыкания (КЗ), вызванного разрядом молнии. На момент возникновения КЗ частота и уровни напряжения в электрической сети находились в пределах допустимого диапазона. Потребление активной мощности в британской энергосистеме составляло приблизительно 29 ГВт, из которых около 30 % обеспечивалось ветроустановками, 30 % приходилось на долю газовых и парогазовых установок, 20 % обеспечивалось атомными электростанциями, 10 % приходилось на долю объектов распределенной генерации и 10 % покрывалось за счёт перетоков активной мощности из стран континентальной Европы по вставкам постоянного тока.

После успешного отключения КЗ основными защитами ВЛ через 0,074 с от его начала, в результате срабатывания технологических защит синхронных генераторов по скачку вектора напряжения (*vector shift protection*), был отключен ряд объектов распределенной генерации суммарным объёмом приблизительно 150 МВт. При этом практически одновременно с рассматриваемым отключением, был зафиксирован сброс активной мощности ветряной электростанции *Hornsea* на 737 МВт, а также отключение паровой турбины в составе парогазового дубль-блока тепловой электростанции (ТЭС) *Little Barford,* загруженной на 244 МВт. В результате потери 1 131 МВт генерирующих мощностей (приблизительно 4 % небаланса активной мощности в послеаварийном режиме) по причине малой инерционной постоянной энергосистемы Великобритании на момент аварии, произошло быстрое снижение частоты в энергосистеме, что, в свою очередь, привело к отключению ещё 350 МВт распределенной генерации защитой по скорости отклонения частоты (*rate of change of frequency*) [7].

На момент возникновения аварии первичный резерв активной мощности в ЭЭС составлял величину порядка 1 ГВт (включая 472 МВт приходящихся на долю накопителей электроэнергии), активация которого позволила остановить падение частоты после значения 49,1 Гц. Однако, из-за повышения давления в байпасных трубах газовых турбин ТЭС *Little Barford,* оставшихся в работе после аварийного отключения ПТУ электростанции, произошло экстренное отключение ГТУ мощностью 210 МВт. Данное обстоятельство привело к снижению частоты до уставок срабатывания первой очереди автоматической частотной разгрузки (АЧР) и отключению 931 МВт потребителей (в том числе аэропорт города Ньюкасл, больница города Ипсвич и множество ответственных потребителей железнодорожных электрических сетей) [7].

Изменение частоты переменного напряжения в ЭЭС Великобритании во время протекания аварии 09.08.2019 г. приведено на рис. 1.

При рассмотрении аварийного процесса прежде всего обращает на себя внимание тот факт, что относительно небольшой начальный аварийный дефицит повлек за собой существенное снижение частоты и отключение неоправданно большого объёма нагрузки действием систем АЧР. Очевидно, что основной причиной такого развития аварийного процесса являются ранее отмеченные особенности технических характеристик генерирующего оборудования.

Не располагая объёмом данных, достаточным для полноценного сопоставительного анализа условий протекания переходных процессов в энергосистемах Великобритании и Калининградской области, можно отметить, по крайней мере, следующее. В составе энергосистемы Калининградской области пока отсутствуют крупные СЭС и ВЭС, но и современные ПГУ и ГТУ также не способствуют улучшению частотной характеристики энергосистемы. Не в пользу Калининградской энергосистемы говорит и существенно меньшая мощность суммарной генерации с одной стороны и большая относительная мощность отдельных энергоблоков – с другой. В этих условиях влияние на развитие процесса при возникновении аварийного дефицита может оказать и стохастическое изменение нагрузки [12].

Следует ещё отметить, что большой резерв пропускной способности электрической сети в развитых странах, в том числе и в Великобритании делает весьма мало

вероятным развитие аварийного процесса с нарушением устойчивости в результате перегрузки тех или иных сечений. В общем случае, в частности для российских энергосистем вряд ли следует на это рассчитывать. Это обстоятельство является ещё одним немаловажным фактором, указывающим на необходимость принятия специальных мер по предотвращению существенного снижения частоты в изолированной энергосистеме. В условиях Калининградской энергосистемы при выборе средств противоаварийного управления следует иметь в виду все выше перечисленные особенности, которые в наибольшей мере будут проявляться в режимах минимальной нагрузки при изолированной работе энергосистемы.

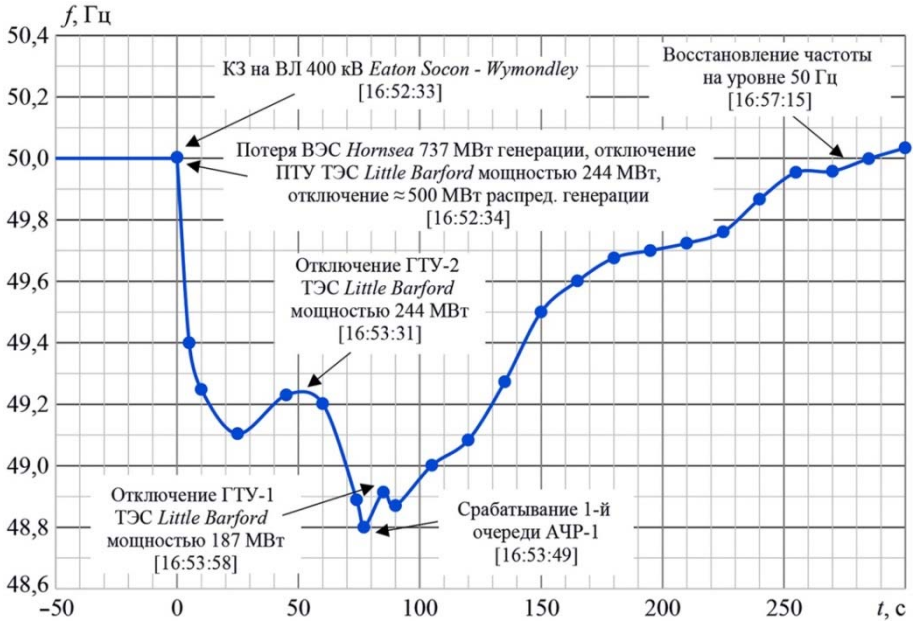


Рис. 1. Изменение частоты переменного напряжения в ЭЭС Великобритании во время протекания аварии 09.08.2019 г.

3. Организация автоматического противоаварийного управления при аварийном дефиците мощности в Калининградской энергосистеме

В ЕЭС России в отличие от многих энергосистем других развитых стран широко используется в качестве средства противоаварийного управления превентивное отключение нагрузки (ОН), что определяется прежде всего известными особенностями нашей энергосистемы. ОН является одним из основных средств предотвращения нарушения устойчивости. АЧР применяется прежде всего как средство обеспечения живучести энергосистемы [13].

Казалось бы, для небольшой изолированной энергосистемы АЧР следует рассматривать в качестве основного противоаварийного мероприятия при возникновении аварийного дефицита мощности. Однако с учётом приведённых выше характеристик генерирующего оборудования и важности задачи обеспечения надёжности и живучести Калининградской энергосистемы, предлагается система противоаварийного управления с применением в качестве основного средства ОН и АЧР в качестве средства обеспечения живучести энергосистемы.

Автоматика ОН построена с применением так называемых устройств дополнительной автоматической разгрузки (ДАР), осуществляющих превентивную частичную или полную компенсацию первичного небаланса активной мощности по факту отключения генераторов электростанций или скорости снижения частоты в энергосистеме. Данные устройства противоаварийной автоматики позволяют минимизировать последствия или полностью предотвратить «неконтролируемое» отключение потребителей, а также предотвратить срабатывание технологических защит ГТУ, АИЭ и комплексов распределённой генерации при снижении частоты в ЭЭС.

В соответствии с алгоритмом программно-технического комплекса противоаварийной автоматики (ПТК ПА), разработанным АО «НТЦ ЕЭС» совместно с АО «СО ЕЭС», осуществляется следующий принцип действия ПА: на основании онлайн-информации о величине текущего потребления Калининградской ЭЭС, доступных объёмах управляющих воздействий (УВ) и доаварийной загрузке генераторов Калининградской ТЭЦ-2, Прегольской ТЭС, Маяковской ТЭС и Талаховской ТЭС, выбираются минимально необходимые объёмы (УВ) на отключение нагрузки, которые позволяют обеспечить значение частоты в послеаварийном режиме в пределах заданного технологом диапазона (±0,4 Гц по умолчанию), и, в случае получения аварийного сигнала об отключении одного из энергоблоков указанных электростанций, осуществляется их реализация.

Архитектура комплекса ПТК ПА Калининградской ЭЭС включает в себя:

1) сервер ПТК ПА верхнего уровня, который обеспечивает приём и обработку телеметрической информации из оперативно-информационного комплекса, оценку состояния текущей расчётной модели Калининградской ЭЭС, расчёт УВ для заданного набора пусковых органов и передачу в низовое устройство ПТК ПА таблицы управляющих воздействий (ТУВ);

2) низовое устройство, обеспечивающее приём и запоминание ТУВ, рассчитанных ПТК ПА верхнего уровня, фиксацию срабатывания пусковых органов, генерацию аварийных команд на реализацию УВ, а также передачу в ПТК ПА верхнего уровня информации о срабатывании и реализованных УВ.

3) оборудование и каналы передачи данных для обмена информацией между ПТК ПА верхнего уровня и низовым устройством.

4. Тестовые испытания ПТК ПА

В мае 2019 г. в энергосистеме Калининградской области в течение трёх дней проводились испытания возможности длительного выделения данной ЭЭС на изолированную работу. После завершения реконструкции электрических сетей и строительства новых электростанций (Прегольской ТЭС, Маяковской ТЭС и Талаховской ТЭС), начатых в 2016 г., установленная мощность Калининградской энергосистемы увеличилась на 759,8 МВт и, на момент проведения испытаний, составила 1 710,9 МВт (рис. 2).

Согласно программе проведения испытаний в период 22.05.2019 – 25.05.2019 Калининградская энергосистема должна была пройти три полных цикла суточного изменения потребления мощности в изолированном режиме работы при различных составах генерирующего оборудования электростанций (в том числе при полностью выведенной в резерв Калининградской ТЭЦ-2). Диапазон изменения потреб-

ления Калининградской ЭЭС во время проведения испытаний составил от 313 до 485 МВт. Регулирование частоты переменного напряжения возлагалось на новые энергоблоки Прегольской, Маяковской и Талаховской ТЭС, которые должны были поочередно (в течение не менее 8 часов подряд) осуществлять поддержание частоты в диапазоне 50 ± 0,2 Гц.

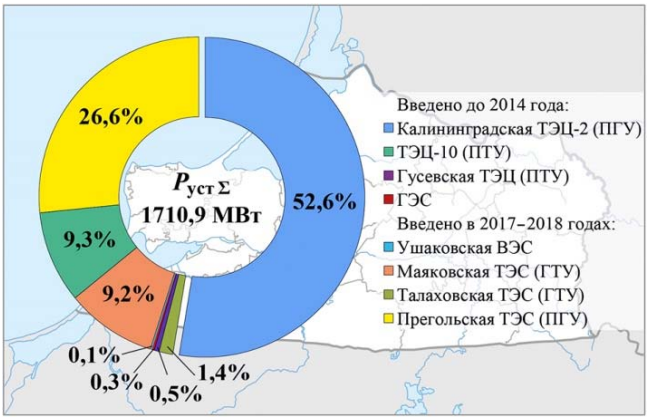


Рис. 2. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Калининградской области по состоянию на 2019 г.

Одной из задач, решаемых во время проведения испытаний, было выполнение анализа эффективности функционирования работы программно-технического комплекса Калининградской ЭЭС.

Оценка эффективности функционирования ПТК ПА выполнялась посредством сопоставления объёмов управляющих воздействий, выбранных ЛАПНУ Прегольской ТЭС на основании предварительно проведенных расчётов для наиболее тяжёлых схемно-балансовых ситуаций и объёмов УВ, выбираемых ПТК ПА в онлайн-режиме.

Во время проведения испытаний алгоритм выбора объёмов УВ ЛАПНУ Прегольской ТЭС подразумевал отключение фиксированных фидеров потребителей, заведённых под аварийные команды «ОН ЭС-1», «ОН ЭС-2», «ОН ЭС-3» и «ОН ЭС-4» при достижении выдачи мощности одного из энергоблоков Калининградской ТЭЦ-2 или двух любых энергоблоков Прегольской ТЭС величин, равных 125, 140 и 155 и 170 МВт соответственно, компенсируя первичный небаланс активной мощности без привязки к послеаварийному значению частоты в ЭЭС. При этом в логике ПТК ПА была предусмотрена возможность комбинирования между собой указанных аварийных команд при выборе УВ в зависимости от текущего объёма ОН, заведённого под каждую команду, и необходимости их реализации.

Результаты оценки эффективности разработанного алгоритма ПТК ПА приведены на рис. 3. На рисунке, в качестве примера, представлены объёмы УВ, выбранные ЛАПНУ Прегольской ТЭС (красная кривая), объёмы УВ, выбранные ПТК ПА (зеленая кривая), потребление Калининградской ЭЭС (синяя кривая в масштабе) и относительная величина аварийного небаланса в ЭЭС (фиолетовая кривая в масштабе) для фиксированных дискретных моментов времени в случае одновременного аварийного отключения двух энергоблоков (ПГУ-1, 2) Прегольской ТЭС.

Из рис. 3 видно, что в связи с отсутствием привязки выбора объёмов УВ к текущему значению активной мощности, заведённой под ОН, а также послеаварийному значению частоты, объёмы УВ, выбранные комплексом ЛАПНУ Прегольской ТЭС превышали объёмы УВ, выбранные алгоритмом ПТК ПА, что показало эффективность применения разработанного комплекса ПА для оптимальной компенсации первичных небалансов активной мощности в Калининградской ЭЭС.

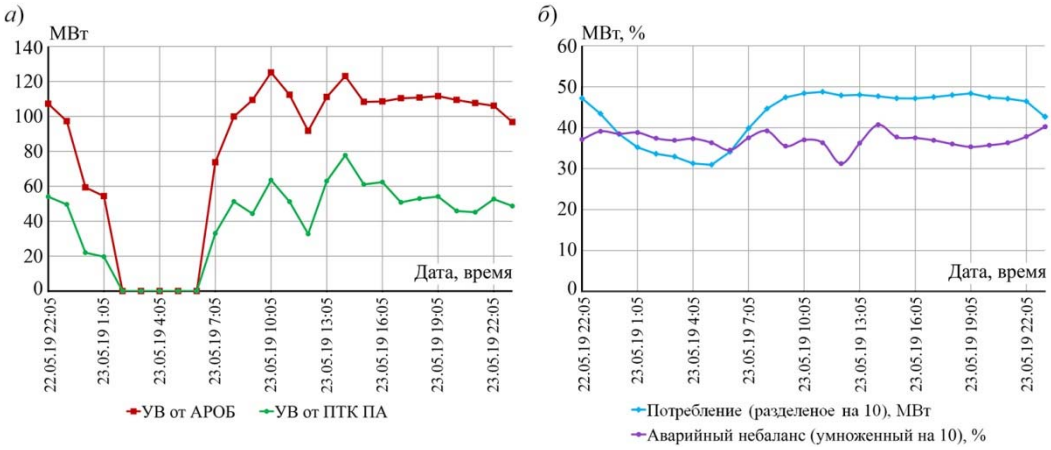


Рис. 3. Сравнительный анализ объёмов УВ, выбранных ЛАПНУ Прегольской ТЭС и рассчитанных ПТК ПА во время проведения испытаний для случая аварийного отключения ПГУ 1, 2 Прегольской ТЭС: *а*) объёмы УВ, выбранные ПТК ПА и АРОБ, *б*) изменение потребления и относительной

Таким образом, применение «интеллектуальных» устройств компенсации первичных небалансов активной мощности в ЭЭС позволяет не только оптимизировать и сократить объёмы отключения потребителей за счёт «быстрой» (примерно 0,25 с после аварийного отключения энергоблока) реализации УВ, но и предотвратить срабатывание технологических автоматик генерирующего оборудования, учитывающих факторы снижения или скорости снижения частоты в ЭЭС, и дальнейшее развитие частотных аварий.

Заключение

Предлагаемый принцип организации автоматического противоаварийного управления при аварийных небалансах мощности в изолированно работающей Калининградской энергосистеме учитывает схемно-режимные особенности этих энергосистем, а также особенности технических характеристик современного генерирующего оборудования. Одним из обоснований такого подхода может служить результат анализа аварийного режима в энергосистеме Великобритании.

Список литературы

1. Main grid development plan 2017–2027. Fingrid.
2. Electricity Ten Year Statement 2018. National Grid ESO. November 2018.
3. *Шескин Е. Б.* Проблемы использования потенциала возобновляемых источников энергии для регулирования частоты в электрических системах // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2019, № 1 (80). – С. 97–104.
4. *Aurora C., Colombo P., Pretolani F., Scattolini R.* Supervisory and dynamic control optimization of Combined Cycle Power Plants, Bulk power system dynamics and control – VI, August 22–27, 2004, Cortina d'Amprezzo, Italy.
5. *Обуваев А. С.* Разработка и исследование аналитической модели энергоблока ПГУ-450. Дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук. – М., 2011. – 236 с.
6. *Хуршудян С. Р.* Оптимизация режимов ПГУ при участии её в регулировании мощности и частоты в энергосистеме (на примере ПГУ-450). Дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук. – М., 2014. – 147 с.

7. Technical report on the events of 9 August 2019. National Grid ESO. 6 September 2019.
8. *Цанев С. В., Буров В. Д., Ремезов А. Н.* Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: Учебное пособие для вузов. – М.: Изд-во МЭИ, 2002. – 584 с.
9. *Barkans J., Zalostiba D.* Protection against Blackouts and Self-Restoration of Power Systems. RTU Publishing House, Riga, 2009. – 142 pp.
10. *Lalor G., Ritchie J., Flynn D. and O'Malley M. J.* The Impact of Combined Cycle Gas Turbine Short Term Dynamics on Frequency Control. IEEE Transactions on Power Systems, Vol.:20, pp. 1456–1464, August 2005.
11. *Lalor G. and O'Malley M.* Frequency Control on an Island Power System with Increasing Proportions of Combined Cycle Gas Turbines, IEEE Power Tech Conference, Bologna, June 2003.
12. *Кощеев Л. А., Кутузова Н. Б., Штефка Й.* Об учёте нерегулярных колебаний частоты в изолированной энергосистеме // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2013, № 2 (69). – С. 19–31.
13. *Шульгинов Н. Г., Жуков А. В., Демчук А. Т., Кощеев Л. А., Кац П. Я., Эдлин М. А.* Концепция противоаварийного управления ЕЭС России // Электрические станции, 2010, № 11. – С. 23–26.

Андранович Богдан, старший научный сотрудник отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).
E-mail: andranovich@ntcees.ru

Бинько Геннадий Феликсович, канд. физ.-мат. наук, советник Председателя Правления ПАО «ИНТЕР РАО».
E-mail: office@interrao.ru

Грабчак Евгений Петрович, канд. экон. наук, заместитель Министра энергетики Российской Федерации.
E-mail: minenergo@minenergo.gov.ru

Жуков Андрей Васильевич, канд. техн. наук, заместитель директора по управлению режимами ЕЭС Системного оператора Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»).
E-mail: zhukov@so-ups.ru

Купчиков Тарас Вячеславович, советник генерального директора ООО «Интер РАО – Инжиниринг».
E-mail: irao-e@interrao.ru

Миляев Роман Гареевич, заместитель генерального директора – главный инженер АО «ИНТЕР РАО – Управление электрогенерацией».
E-mail: ueg.office@interrao.ru

Павлушко Сергей Анатольевич, заместитель Председателя Правления Системного оператора Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»).
E-mail: secr@so-ups.ru

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

УДК 621.311

Б. И. Аюев, Е. П. Грабчак, А. А. Лисицын, Е. И. Сацук, С. В. Чаплюк, А. В. Черезов, Ю. В. Шаров

Разработка программно-технического комплекса противоаварийной автоматики Калининградской энергосистемы

Представлены архитектура и алгоритм специальной противоаварийной автоматики при изолированном режиме работы Калининградской энергосистемы.

Ключевые слова: противоаварийная автоматика, алгоритм, изолированная энергосистема.

Введение

Предотвращение лавины частоты при возникновении аварийных дефицитов мощности является наиболее важной задачей автоматического противоаварийного управления Калининградской энергосистемой (ЭЭС) в случае выделения её на изолированную работу. Возложить решение этой задачи на систему автоматической частотной разгрузки (АЧР) представляется практически невозможным по ряду причин. Прежде всего в связи с использованием в составе генерирующего оборудования, обладающего неблагоприятными характеристиками в переходных процессах, сопровождающихся снижением частоты в энергосистеме [1, 2]. Невозможность использования АЧР в качестве основного противоаварийного мероприятия подтверждается и результатом анализа аварийного процесса, имевшего место в энергосистеме Великобритании 09.08.2019 [3]. В условиях Калининградской энергосистемы проблема усугубляется большим значением мощности отдельных энергоблоков по сравнению с мощностью энергосистемы. Последнее замечание в сочетании с широким диапазоном изменения суммарного потребления ставит под сомнение эффективность применения имеющейся локальной автоматики (ЛАПНУ), действующей на отключение нагрузки при неизменной или претерпевающей лишь сезонные изменения настройки этой автоматики. При действии ЛАПНУ может иметь место существенное избыточное отключение потребителей при возникновении аварийного дефицита мощности.

В связи с изложенным АО «НТЦ ЕЭС» совместно с АО «СО ЕЭС» для Калининградской энергосистемы была разработана специальная противоаварийная автоматика, описание программно-технического комплекса (ПТК ПА) которой является основным содержанием данной статьи. При этом АЧР остается средством обеспечения живучести энергосистемы, как это и предусматривалось концепцией использования средств противоаварийного управления ЕЭС России [4].

1. Архитектура ПТК ПА

Архитектура ПТК ПА включает:

1) сервер ПТК ПА верхнего уровня, обеспечивающий выполнение следующих функций:

- приём и обработка телеметрической информации из оперативно-информационного комплекса (ОИК);
- оценка состояния текущей расчётной модели Калининградской ЭЭС;

- расчёт управляющих воздействий (УВ) для заданного набора пусковых органов с использованием текущей расчётной модели ЭЭС;
- передача в низовое устройство ПТК ПА таблицы управляющих воздействий (ТУВ) для заданного набора пусковых органов.

2) низовое устройство, в качестве которого используется ЛАПНУ, обеспечивает реализацию следующих функций:

- приём и запоминание ТУВ, рассчитанных ПТК ПА верхнего уровня, для заданного набора пусковых органов;
- фиксация срабатывания пусковых органов;
- выбор УВ из ТУВ для конкретного пускового органа;
- реализация УВ, посредством устройства приёма-передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК);
- передача в ПТК ПА верхнего уровня информации о срабатывании и реализованных УВ.

3) оборудование и каналы передачи данных для обмена информацией между ПТК ПА верхнего уровня и низовым устройством.

Сервер ПТК ПА Калининградской энергосистемы установлен в Балтийском РДУ. В качестве низового устройства, осуществляющего выдачу управляющих воздействий от комплекса ПТК ПА, используется комплекс ЛАПНУ Прегольской ТЭС.

Для практической реализации ПТК ПА разработана функционально-логическая схема связей сервера ПТК с конкретными объектами генерации (текущее значение мощности и ФОБ) и нагрузочными узлами, а также определен необходимый объём телекоммуникаций. Определены некоторые технические корректировки низового устройства ПТК.

2. Пусковые органы, виды, объёмы и места реализации управляющих воздействий ПТК ПА

В результате предварительных исследований не было выявлено случаев возникновения недопустимого повышения частоты. Поэтому в составе устройств ПТК ПА необходимо предусмотреть пусковые органы, срабатывающие только при возникновении небаланса, приводящего к снижению частоты (ПОрСЧ).

В качестве пусковых органов, фиксирующих небаланс активной мощности, приводящий к снижению частоты, целесообразно использовать аварийные сигналы от устройств фиксации отключения энергоблоков (ФОБ), установленная мощность которых может существенно превышать допустимый небаланс в ЭЭС, приводящий к выходу частоты за диапазон 50 ± 0,4 Гц [2].

Приближённо максимально допустимый небаланс (НБ) в Калининградской ЭЭС может быть оценен согласно выражению:

$$\text{НБ} = D_f \cdot \left(K_{\text{г}f} \cdot \Sigma P_{\text{т. ном}} + K_{\text{н}f} \cdot \Sigma P_{\text{н}} \right), \quad (1)$$

где D_f – изменение частоты в рассчитываемом режиме в относительных единицах (отнесено к 50 Гц);

$\Sigma P_{\text{т. ном}}$, $\Sigma P_{\text{н}}$ – суммарные значения номинальной генерирующей мощности и нагрузки ЭЭС;

$K_{\text{г}f}$, $K_{\text{н}f}$ – регулирующие эффекты нагрузки и генерации по частоте.

Значения коэффициентов $K_{гf}$, $K_{нf}$, как правило, определяются опытным путём для каждой конкретной электроэнергетической системы. Однако, в связи с тем, что на данный момент проведение натурных испытаний в Калининградской ЭЭС на перспективу строительства новых электростанций не представляется возможным, для качественной оценки влияния изменения потерь на отклонения частоты переменного напряжения в рассматриваемой ЭЭС величины данных коэффициентов приняты равными типовым значениям для ЕЭС РФ:

$$K_{гf} – 6 \div 8; \quad K_{нf} – 0 \div 2.$$

В качестве критерия допустимости послеаварийного режима с учётом действия устройств противоаварийной автоматики в рамках данной работы принято отклонение частоты в пределах 50 ± 0,40 Гц [5].

Информация о расчётных значениях максимально допустимых небалансов активной мощности в Калининградской ЭЭС, приводящих к изменению частоты более ±0,40 Гц, приведена в табл. 1.

Расчётные значения допустимого первичного небаланса в зависимости от суммарного потребления в пределах рассматриваемого диапазона изменения $\Sigma P_н$ находятся в пределах 20÷53 МВт. Исходя из этих значений определен перечень реально возможных ФОБ блоков конкретных электростанций.

В качестве управляющих воздействий комплекса ПТК ПА предлагается превентивное отключение потребителей энергосистемы Калининградской области (ОН) при срабатывании пусковых органов по отключению энергоблоков электростанций.

В связи с возможными отличиями параметров расчётных моделей от параметров реальных физических объектов, неполной наблюдаемостью электрических сетей классом напряжения 110 кВ и ниже, а также погрешностями при измерении величин передаваемых телеизмерений, в качестве принципа расчёта УВ ПТК ПА рекомендуется выбор оптимальных управляющих воздействий на ОН, не приводящих к выходу параметров энергетического режима ЭЭС за частотный диапазон 50 ± 0,4 Гц.

Объём указанных УВ может быть вычислен по формуле:

$$\Delta P_{УВ} = P_{ген.\,д/ав} - D_f \cdot \left(K_{гf} \cdot \Sigma P_{т.\,ном} + K_{нf} \cdot \Sigma P_н \right), \qquad (2)$$

где $P_{ген.д/ав}$ – загрузка по активной мощности отключившегося энергоблока в доаварийном режиме.

В качестве мест реализации УВ на ОН целесообразно использовать энергообъекты, отключение потребителей которых предполагается действием локальной противоаварийной автоматики Прегольской ТЭС. С использованием (2) определяются реальные нагрузочные узлы для летнего и зимнего максимумов и минимумов нагрузки.

Суммарный ориентировочный объём нагрузки, который возможно отключить действием устройства ПТК ПА в настоящее время составляет приблизительно 35 % от потребления энергосистемы.

Важнейшей характеристикой противоаварийной автоматики является время реализации её команд.

Время реализации команды на отключение нагрузки $\Delta t_{ОН}$ от комплекса ПТК ПА при получении ПОрСЧ может быть определено следующим образом:

$$\Delta t_{\text{ОН}} = \Delta t_{\text{ФОБ}} + \Delta t_{\text{ПРД}} + \Delta t_{\text{ПТК ПА}} + \Delta t_{\text{УПАСК}} + \Delta t_{\text{УОН}} + \Delta t_{\text{ОВ}}, \quad (3)$$

где $\Delta t_{\text{ФОБ}}$ – время срабатывания устройства ФОБ (0,040 с);

$\Delta t_{\text{ПРД}}$ – время передачи аварийного сигнала ФОБ от устройства фиксации отключения блока к устройству ПТК ПА (0,025 с);

$\Delta t_{\text{ПТК ПА}}$ – собственное время срабатывания устройства ПТК ПА (0,028 с);

$\Delta t_{\text{УПАСК}}$ – время передачи аварийных команд ОН от устройства ПТК ПА к устройствам отключения нагрузки (УОН) с учётом переприёма команд между аппаратурой УПАСК (0,050 с);

$\Delta t_{\text{УОН}}$ – собственное время срабатывания УОН (0,040 с);

$\Delta t_{\text{ОВ}}$ – полное время отключения выключателей фидеров нагрузки (0,040 с).

Реальное время реализации команды на ОН от устройства ПТК ПА может быть определено следующим образом:

$$\Delta t_{\text{ОН}} = 0,040 + 0,025 + 0,028 + 0,050 + 0,040 + 0,040 = 0,233 \text{ с}.$$

Для сопоставления ориентировочное время отключения потребителей действием устройств АЧР можно вычислить по формуле:

$$\Delta t_{\text{ОН}} = \Delta t_f + \Delta t_{\text{АЧР}} + \Delta t_{\text{ОВ}} = \Delta t_f + 0,30 + 0,04 = \Delta t_f + 0,34 \text{ с}, \quad (4)$$

где Δt_f – время достижения частоты переменного тока уставки срабатывания очереди АЧР по частоте, которое в зависимости от скорости снижения частоты в ЭЭС может достигать нескольких секунд;

$\Delta t_{\text{АЧР}}$ – уставка срабатывания устройства АЧР по времени (0,30 с);

$\Delta t_{\text{ОВ}}$ – полное время отключения выключателей фидеров нагрузки (0,040 с).

Разница во времени срабатывания приводит к существенному различию протекания процесса изменения частоты при действии ПТК ПА или АЧР. На рис. 1 приведён результат расчёта изменения частоты в ЭЭС при аварийном отключении блока Прегольской ТЭС мощностью 150 МВт с действием на отключение нагрузки от ПТК ПА и АЧР.

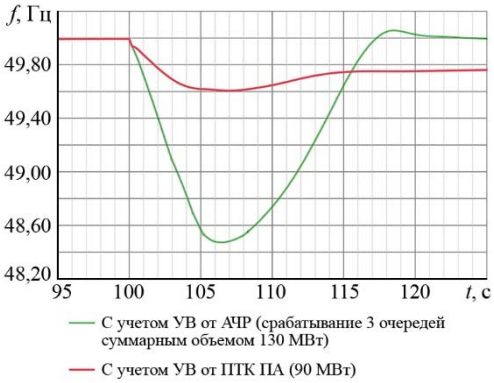


Рис. 1. Изменение частоты при отключении одной из ПГУ Прегольской ТЭС выдачей мощности 150 МВт в режиме зимних максимальных нагрузок

Переходный процесс при действии АЧР представляется приемлемым, тем более, что сопровождается меньшим объёмом отключения нагрузки. Однако весьма существенное снижение частоты при действии только АЧР может оказаться неприемлемым, учитывая неопределенность представления в расчётной модели характеристик современного генерирующего оборудования.

При повышении частоты до допустимого уровня после отключения потребителей Калининградской ЭЭС действием ПТК ПА, обратное включение потребителей может быть выполнено либо автоматическим действием частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ) (УВ ПТК ПА реализуется через шинки АЧР), либо вручную (УВ ПТК ПА реализуется через устройство отключения нагрузки УОН).

3. Алгоритм действия ПТК ПА

В условиях длительной изолированной работы Калининградской энергосистемы предлагается следующий алгоритм действия комплекса ПТК ПА:

- блок исходных данных принимает следующую информацию из ОИК Балтийское РДУ:
  1) текущее потребление Калининградской ЭЭС;
  2) текущая загрузка энергоблоков электростанций Калининградской ЭЭС, фиксация отключения которых является пусковым органом для срабатывания ПТК ПА;
  3) телеинформация о состоянии энергоблоков электростанций (включено/отключено);
  4) текущий объём каждой из ступеней отключения нагрузки от ЛАПНУ (САОН), отключение которой осуществляется действием ПТК ПА;
- выполняется расчёт величины максимально допустимого небаланса активной мощности для текущей схемно-режимной ситуации, приводящего к недопустимому изменению частоты переменного напряжения согласно выражению (9):

$$P_{\text{НБ max}} = D_f \cdot \left(K_{\text{г}f} \cdot \Sigma P_{\text{т. ном}} + K_{\text{н}f} \cdot \Sigma P_{\text{н}} \right), \tag{5}$$

где $P_{\text{НБ max}}$ – максимально допустимый небаланс активной мощности для текущей схемно-режимной ситуации (с учётом частоты в исходном режиме);

D_f – изменение частоты в рассчитываемом режиме в относительных единицах (величине ±0,4 Гц соответствует значение ±0,008 о.е.);

$K_{\text{г}f}$, $K_{\text{н}f}$ – регулирующие эффекты генерации и нагрузки по частоте ($K_{\text{г}f}$ – 6÷8, $K_{\text{н}f}$ – 0÷2);

$\Sigma P_{\text{т. ном}}$ – сумма номинальных мощностей турбинного оборудования, участвующего в первичном регулировании частоты в текущем режиме, МВт;

$\Sigma P_{\text{н}}$ – сумма мощностей нагрузочных узлов в текущем режиме ЭЭС, МВт;

- формируются таблицы (вектор-столбцы) минимально необходимых объёмов УВ для каждого пускового органа (ПОр), согласно выражению:

$$\text{УВ}_{\text{ПОр}} = P_{\text{ген. ПОр}} - P_{\text{НБ max}}, \tag{6}$$

где $\text{УВ}_{\text{ПОр}}$ – минимально необходимый объём УВ;

$P_{\text{ген. ПОр}}$ – текущее значение мощности отключенного генератора, фиксируемого действием ПОр;

$P_{\text{НБ max}}$ – максимально допустимый небаланс активной мощности для текущей схемно-режимной ситуации;

- формируется таблица (вектор-столбец) доступных для ПТК ПА объёмов ОН ($\text{УВ}_{\text{ПТК ПА}}$);
- для каждого пускового органа формируется таблица (вектор-столбец) управляющих воздействий (ТУВ), согласно следующему алгоритму:
  1) если мощность отключившегося генератора меньше величины допустимого небаланса и реализация УВ не требуется (значение $\text{УВ}_{\text{ПОр}}^{i}$ имеет отрицательное значение), в ТУВ заносится значение «0»;
  2) если $\text{УВ}_{\text{ПОр}}^{i}$, рассчитанное для заданного пускового органа, превышает максимальное значение $\text{УВ}_{\text{ПТК ПА}}$ из всех возможных для текущей схемно-режимной ситуации, в ТУВ заносится максимальное значение $\text{УВ}_{\text{ПТК ПА}}$;

3) если значение $УВ_{ПОр}^{i}$ находится между минимальным и максимальным значением из всех возможных значений $УВ_{ПТК\ ПА}$ ($УВ_{ПТК\ ПА\ min} \leq УВ_{ПОр}^{i} < -УВ_{ПТК\ ПА\ max}$), то определяется минимальный элемент вектор-столбца $УВ_{ПТК\ ПА}$, бóльший $УВ_{ПОр}^{i}$ ($УВ_{min}$):
   3.1) если $УВ_{min}$ меньше или равен сумме $УВ_{ПОр}^{i}$ и удвоенного значения $P_{НБ\ max}$, в ТУВ заносится $УВ_{min}$;
   3.2) если $УВ_{min}$ больше суммы $УВ_{ПОр}^{i}$ и удвоенного значения $P_{НБ\ max}$, в ТУВ заносится максимальный элемент $УВ_{ПТК\ ПА}$, меньший $УВ_{ПОр}^{i}$ ($УВ_{max}$);
4) если $УВ_{ПОр}^{i}$ меньше, чем $УВ_{ПТК\ ПА\ min}$:
   4.1) и сумма $УВ_{ПОр}^{i}$ и удвоенного значения $P_{НБ\ max}$ меньше $УВ_{ПТК\ ПА\ min}$ в ТУВ заносится значение «0»;
   4.2) и сумма $УВ_{ПОр}^{i}$ и удвоенного значения $P_{НБ\ max}$ больше $УВ_{ПТК\ ПА\ min}$ в ТУВ заносится $УВ_{ПТК\ ПА\ min}$;

- ТУВ передается в ЛАПНУ Прегольской ТЭС.

Функциональная схема алгоритма выбора УВ ПТК ПА приведена на рис. 2.

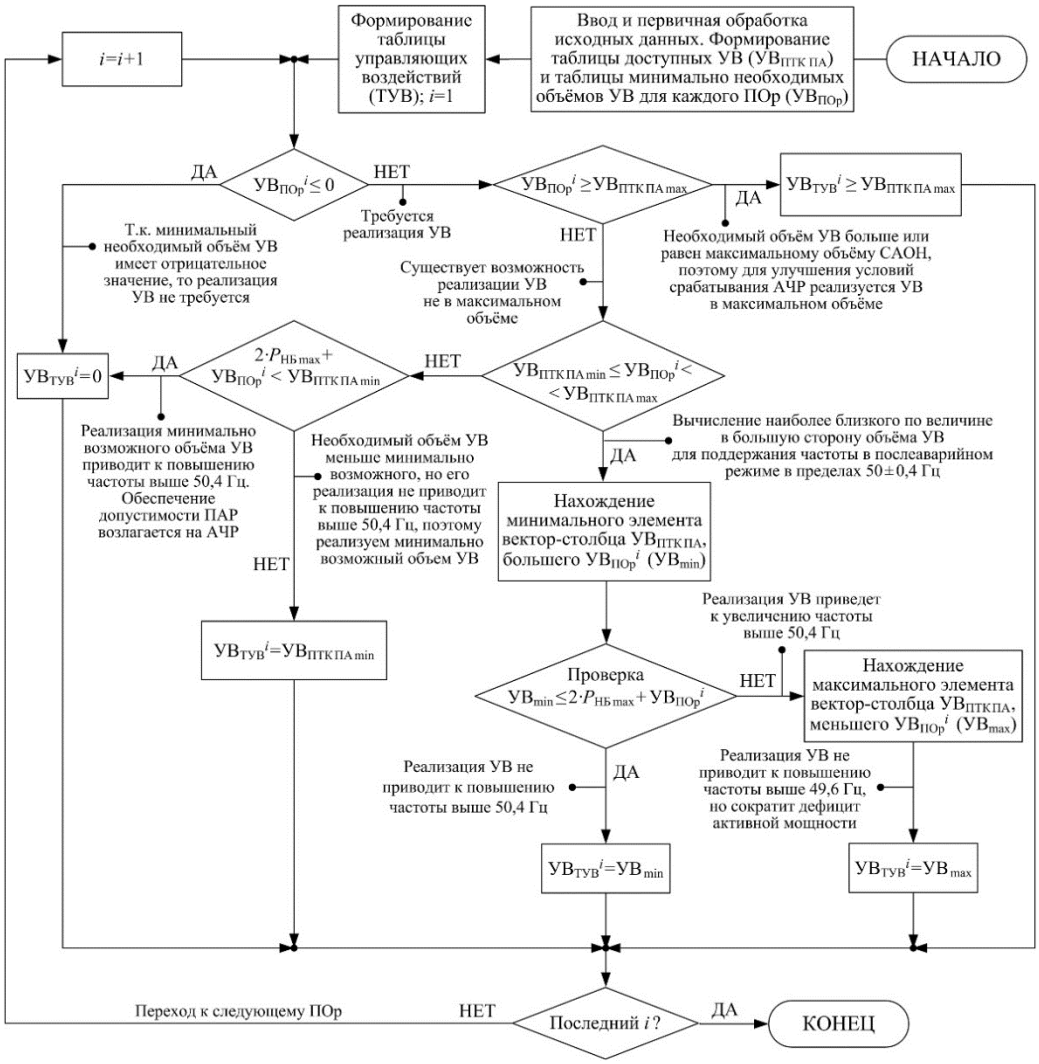


Рис. 2. Функциональная схема алгоритма выбора УВ ПТК ПА

4. Тестовая проверка работоспособности предлагаемого алгоритма выбора УВ ПТК ПА

Проверка выполнялась с использованием среды ПК *Matlab*. Информация об исходных данных, принятых для проведения тестирования работоспособности алгоритма ПТК ПА, и результаты тестирования приведены в табл. 1, 2.

Приведённые данные по результатам тестирования свидетельствуют о достаточно высокой точности выбора УВ для обеспечения приемлемого качества переходного процесса при аварийных дефицитах мощности в энергосистеме.

Таблица 1

Исходные данные, принятые для проведения тестирования алгоритма ПТК ПА в среде ПК *Matlab*

№	Параметр	Единица измерения	Расшифровка	Численное значение параметра	Примечание
1	$K_{гf}$	–	Регулирующий эффект генерации по частоте	7,0	Задаётся технологом
2	$K_{нf}$	–	Регулирующий эффект нагрузки по частоте	1,0	Задаётся технологом
3	$\Sigma P_{т.\ ном}$	МВт	Сумма номинальных мощностей турбинного оборудования, участвующего в первичном регулировании частоты	930	Задаётся технологом и автоматически корректируется на основании данных из ОИК (ТС)
4	$\Sigma P_{н}$	МВт	Сумма мощностей нагрузочных узлов ЭЭС	800	Данные из ОИК
5	D_f	Гц	Изменение частоты в рассчитываемом режиме	0,4	Задаётся технологом
6	$P_{САОН1}$	МВт	Мощность нагрузки, заведённая под первую ступень САОН	25,0	Данные из ОИК
7	$P_{САОН2}$	МВт	Мощность нагрузки, заведённая под вторую ступень САОН	25,0	Данные из ОИК
8	$P_{САОН3}$	МВт	Мощность нагрузки, заведённая под третью ступень САОН	25,0	Данные из ОИК
9	$P_{САОН4}$	МВт	Мощность нагрузки, заведённая под четвёртую ступень САОН	50,0	Данные из ОИК
10	$P_{САОН5}$	МВт	Мощность нагрузки, заведённая под пятую ступень САОН	100,0	Данные из ОИК

Таблица 2

Результаты тестирования алгоритма выбора УВ ПТК ПА в среде ПК *Matlab*

№	$P_{ген.\ д/ав}$, МВт	$P_{НБ\ доп}$, МВт	Мин. объём УВ, МВт	Реализованный объём УВ, МВт	Отключенные ступени САОН	$\Delta f_{ПАР}$, Гц	$P_{НБ}$ после УВ, МВт
1	10	58,48	0,00	0	–	–0,07	–10
2	20	58,48	0,00	0	–	–0,14	–20
3	30	58,48	0,00	0	–	–0,21	–30
4	40	58,48	0,00	0	–	–0,27	–40
5	50	58,48	0,00	0	–	–0,34	–50
6	60	58,48	1,52	25	САОН3	–0,24	–35
7	70	58,48	11,52	25	САОН3	–0,31	–45
8	80	58,48	21,52	25	САОН3	–0,38	–55
9	90	58,48	31,52	50	САОН1+САОН3	–0,27	–40
10	100	58,48	41,52	50	САОН1+САОН3	–0,34	–50
11	110	58,48	51,52	75	САОН4+САОН3	–0,24	–35
12	120	58,48	61,52	75	САОН4+САОН3	–0,31	–45
13	130	58,48	71,52	75	САОН4+САОН3	–0,38	–55
14	140	58,48	81,52	100	САОН4+САОН1+САОН3	–0,27	–40
15	150	58,48	91,52	100	САОН4+САОН1+САОН3	–0,34	–50
16	160	58,48	101,52	125	САОН5+САОН3	–0,24	–35
17	170	58,48	111,52	125	САОН5+САОН3	–0,31	–45
18	180	58,48	121,52	125	САОН5+САОН3	–0,38	–55
19	190	58,48	131,52	150	САОН5+САОН1+САОН3	–0,27	–40
20	200	58,48	141,52	150	САОН5+САОН1+САОН3	–0,34	–50
21	210	58,48	151,52	175	САОН5+САОН4+САОН3	–0,24	–35
22	220	58,48	161,52	175	САОН5+САОН4+САОН3	–0,31	–45
23	230	58,48	171,52	175	САОН5+САОН4+САОН3	–0,38	–55
24	240	58,48	181,52	200	САОН5+САОН4+САОН1+ САОН3	–0,27	–40
25	250	58,48	191,52	200	САОН5+САОН4+САОН1+ САОН3	–0,34	–50
26	260	58,48	201,52	225	САОН5+САОН4+САОН1+ САОН2+САОН3	–0,24	–35
27	270	58,48	211,52	225	САОН5+САОН4+САОН1+ САОН2+САОН3	–0,31	–45
28	280	58,48	221,52	225	САОН5+САОН4+САОН1+ САОН2+САОН3	–0,38	–55
29	290	58,48	231,52	225	САОН5+САОН4+САОН1+ САОН2+САОН3	–0,44	–65
30	300	58,48	241,52	225	САОН5+САОН4+САОН1+ САОН2+САОН3	–0,51	–75

Примечание: САОН1÷САОН5 – ступени САОН в ЛАПНУ.

Заключение

ПТК ПА обеспечивает выбор УВ, максимально приближенных к мощности аварийно отключаемого блока, и реализацию УВ с максимально возможной скоростью. Тем самым обеспечивается компенсация аварийного возмущения, связанного с аварийным отключением генерирующего оборудования. Таким образом обеспечивается более надёжное решение задачи предотвращения лавины частоты по сравнению с использованием АЧР и вместе с тем обеспечивается меньший объём отключения нагрузки по сравнению с объёмом отключения действием ЛАПНУ.

ПТК ПА готов к использованию в случае необходимости функционирования Калининградской энергосистемы без синхронной связи с другими энергосистемами.

Список литературы

1. *Barkans J., Zalostiba* D. Protection against Blackouts and Self-Restoration of Power Systems. RTU Publishing House, Riga, 2009. – 142 pp.
2. *Lalor G., Ritchie J., Flynn D. and O'Malley M. J.* The Impact of Combined Cycle Gas Turbine Short Term Dynamics on Frequency Control. IEEE Transactions on Power Systems, Vol.:20, pp. 1456–1464, August 2005.
3. Technical report on the events of 9 August 2019. National Grid ESO. 6 September 2019.
4. *Шульгинов Н. Г., Жуков А. В., Демчук А. Т., Кощеев Л. А., Кац П. Я., Эдлин М. А.* Концепция противоаварийного управления ЕЭС России // Электрические станции, 2010, № 11. – С. 23–26.
5. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

Аюев Борис Ильич, д-р техн. наук, Председатель Правления Системного оператора Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»). E-mail: secr@so-ups.ru

Грабчак Евгений Петрович, канд. экон. наук, заместитель Министра энергетики Российской Федерации. E-mail: minenergo@minenergo.gov.ru

Лисицын Андрей Андреевич, заместитель генерального директора – директор департамента противоаварийной автоматики, систем управления и релейной защиты Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).
E-mail: lisitsyn_a@ntcees.ru

Сацук Евгений Иванович, д-р техн. наук, доцент, начальник службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики АО «СО ЕЭС». E-mail: satsuk-ei@so-ups.ru

Чаплюк Сергей Владимирович, заведующий отделом противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).
E-mail: chapluk_s@ntcees.ru

Черезов Андрей Владимирович, заместитель Министра энергетики Российской Федерации. E-mail: minenergo@minenergo.gov.ru

Шаров Юрий Владимирович, канд. техн. наук, профессор, член Правления ПАО «Интер РАО», руководитель Блока инжиниринга.
E-mail: office@interrao.ru

УДК 621.311

М. А. Бадура А. С. Брилинский, Г. А. Евдокунин, В. А. Крицкий, Р. И. Мингазов

Исследование эффективности применения фазоповоротного трансформатора для повышения динамической устойчивости электростанции

Рассмотрено применение фазоповоротных трансформаторов (ФПТ) с тиристорным управлением (ТУ), способных изменять угол на электропередаче в темпе переходных процессов, в сетях высокого и сверхвысокого напряжения. Показано увеличение предельной выдаваемой мощности по условию динамической устойчивости гидрогенераторов Богучанской ГЭС при помощи ФПТ с ТУ в схеме выдачи мощности электростанции.

Ключевые слова: фазоповоротный трансформатор, тиристорное управление, управление потоками мощности, динамическая устойчивость.

Введение

В последние годы в российской электроэнергетике наблюдается рост интереса к применению в электрических сетях устройств *FACTS* (от англ. «*Flexible AC Transmission System*»). Известно, что для управления установившимися режимами работы в мире широко используются фазоповоротные трансформаторы (ФПТ). При этом актуальным остаётся вопрос целесообразности использования в ФПТ технологии быстрого регулирования угла с помощью тиристорного управления (ТУ). Применение быстрого (тиристорного) управления углом в ФПТ позволяет в темпе переходного процесса изменять потоки мощности, варьируя фазовый сдвиг напряжения на ФПТ и его модуль на одном из концов электропередачи.

Одной из основных задач, решаемой путём применения ФПТ с ТУ, может быть повышение динамической устойчивости генерирующего оборудования при аварийных возмущениях.

Зарубежный опыт

В настоящее время накоплен существенный опыт эксплуатации ФПТ в электрических сетях США, Канады и стран Европы, устройства установлены в сети высокого и сверхвысокого напряжения и имеют установленную мощность около 2 000 МВ·А [1]. Успешный опыт применения фазоповоротного устройства имеется в энергосистеме Республики Казахстан [2], где фазоповоротный комплекс (ФПК) в составе автотрансформатора (АТ) 500/220 кВ и вольтодобавочного трансформатора (ВДТ) используется для перераспределения мощности и загрузки новой ВЛ 500 кВ, шунтируемой параллельными ВЛ 220 кВ.

Изменение фазового сдвига (угла) упомянутых ФПТ происходит при помощи механических переключателей ответвлений под нагрузкой (РПН). Подобные регуляторы угла обладают низким быстродействием (до нескольких секунд), что не позволяет ФПТ влиять на электромагнитные и электромеханические переходные процессы, происходящие в энергосистеме.

Использование вместо РПН силовых полупроводниковых приборов – тиристорных ключей, позволяет получить ФПТ с быстрым регулированием угла фазового сдвига и модуля напряжения. Схемы подобных устройств были предложены ранее

в [3–5]. В [3] приведена схема ФПТ с тиристорным управлением и возможностью поперечного регулирования вольтодобавочного напряжения. Указывается, что изменение значения и знака фазового сдвига при помощи тиристорного управления позволяет повысить динамическую устойчивость генератора при возникновении возмущений в прилегающей сети. В [6] рассмотрены два возможных режима работы ФПТ: режим поддержания постоянной величины передаваемой активной мощности по ЛЭП и режим поддержания постоянного значения угла на электропередаче.

В [5, 6] описан ФПТ с тиристорным управлением, состоящий из двух трансформаторов: последовательного и параллельного, показано положительное влияние ФПТ подобной конструкции на режимы работы крупного энергорайона энергосистемы КНР.

Российский опыт

В 2019 г. впервые в России на Волжской ГЭС был введён в работу ФПК, обеспечивший возможность выдачи ГЭС всей располагаемой мощности [7].

С начала 2000-х годов АО «ЭНИН» (Энергетический институт им. Г. М. Кржижановского) ведутся разработки фазоповоротного устройства (ФПУ) с тиристорным управлением (ТУ). В [8, 9] авторы приводят схемы ФПУ с тиристорным управлением, разработанные АО «ЭНИН»: с поперечным регулированием выходного напряжения (рис. 1), с продольно-поперечным регулированием со средней точкой сериесного трансформатора (рис. 2). Описанные ФПУ состоят из последовательного T_1 (сериесного), параллельного T_2 (шунтового) трансформаторов и высоковольтного тиристорного коммутатора U_T, собранного из тиристорных ключей.

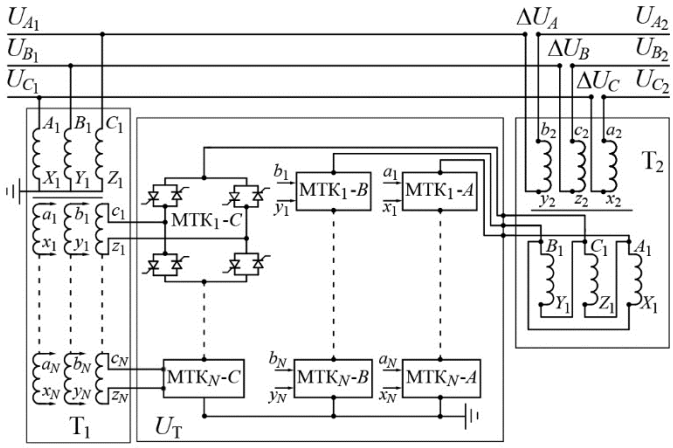


Рис. 1. Функциональная схема ФПУ с ТУ, реализующая поперечное регулирование выходного напряжения

Согласно рис. 3, *а* при ортогональном формировании вектора добавочного напряжения увеличивается амплитуда выходного напряжения, что ограничивает максимальное значение угла регулирования [10, 11]. При сохранении амплитуды выходного напряжения и том же угле (рис. 3, *б*) ФПУ имеет бóльшую установленную мощность [10]. Это объясняется в основном за счёт большей мощности коммутатора в последовательной обмотке сериесного трансформатора, рассчитанного на мощность электропередачи.

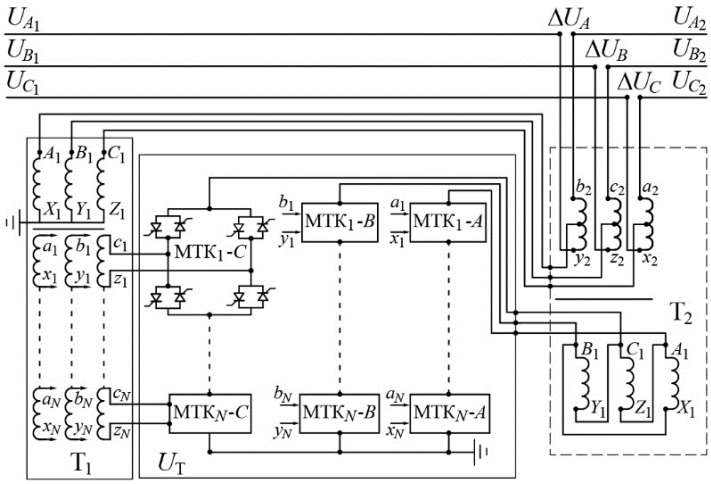


Рис. 2. Функциональная схема ФПУ с ТУ, реализующая продольно-поперечное регулирование выходного напряжения со средней точкой сериесного трансформатора

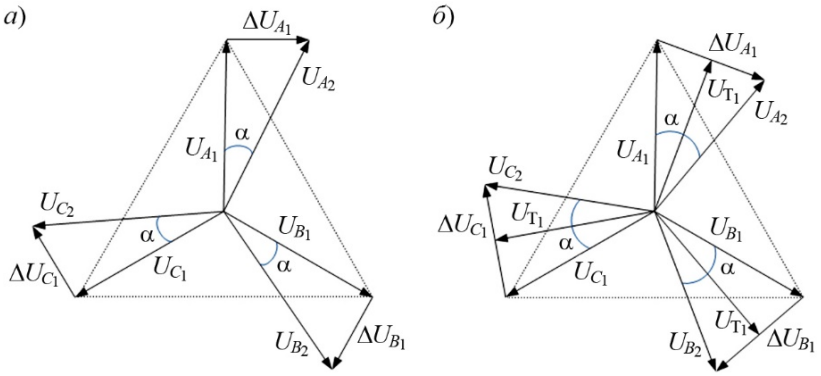


Рис. 3. Векторные диаграммы напряжений ФПУ: *а*) при поперечном регулировании; *б*) при продольно-поперечном регулировании

Реактивная мощность шунтового трансформатора ФПУ, которая расходуется на создание вольтодобавочного напряжения, имеет различный характер [12]. В режиме с отстающим вектором выходного напряжения ФПУ эта мощность имеет ёмкостный характер, а в режиме с опережающим вектором выходного напряжения – индуктивный характер. Кроме того, в режиме с опережающим вектором выходного напряжения эта мощность существенно больше, чем в режиме с отстающим вектором. Это объясняется тем, что в режиме работы ФПУ с опережающим вектором выходного напряжения существенно увеличивается угол между напряжениями концов электропередачи и соответственно увеличивается передаваемая мощность.

Надёжность работы ФПУ с ТУ напрямую зависит от системы управления. Несмотря на отсутствие в России опыта применения подобных устройств, в [13, 14] достаточно подробно описаны функции системы управления и организация быстродействующего управления фазовым сдвигом с помощью включенных встречно-параллельно тиристоров. Предлагаются два способа управления: поключевой и повентильный, а также сформулированы требования к системам управления для каждого из них.

В [15] рассмотрены подходы к формированию последовательности переключений тиристорных мостов ФПТ и маршрутов изменении угла регулирования. Отмечено, что переключение моста в новое состояние возможно только в течение определенного периода времени, на что оказывает значительное влияние характер нагрузки. Также в [16] приводятся алгоритмы изменения проводящего состояния тиристорных мостов ФПУ, при которых переход на любой угол регулирования от 0 до ±40° происходит путём естественной коммутации тиристоров.

Разработанные АО «ЭНИН» схемы ФПУ менее чем за 20 мс [17] обеспечивают сдвиг угловой характеристики мощности электропередачи, что достаточно для использования ФПУ при электромеханических переходных процессах. Так, например, переход ФПУ в режим с опережающим вектором выходного напряжения генератора эквивалентен увеличению внешнего момента, приложенного к валу генератора, переход в режим с отстающим вектором выходного напряжения – сбросу внешнего момента [18].

При ступенчатом регулировании фазового угла сдвига выходного напряжения в интервале переключения возникает электромагнитный переходной процесс, сопровождающийся увеличением тока и выходного напряжения ФПУ [19]. Наихудшим с точки зрения искажений является режим при смене угла управления ФПУ α с $-\alpha_{max}$ на режим работы с $+\alpha_{max}$.

Схема и параметры ФПТ с ТУ

Рассмотрим влияние фазоповоротного трансформатора с тиристорным управлением фазовым сдвигом φ на переходные процессы в сети при возникновении аварийных возмущений. На рис. 4 представлена схема выдачи мощности Богучанской ГЭС – крупной электростанции восточной Сибири. Выдача мощности ГЭС осуществляется на классах напряжения 500 и 220 кВ. Станция оборудована девятью гидроагрегатами мощностью 333 МВт каждый. Установленная мощность ГЭС составляет 2 997 МВт.

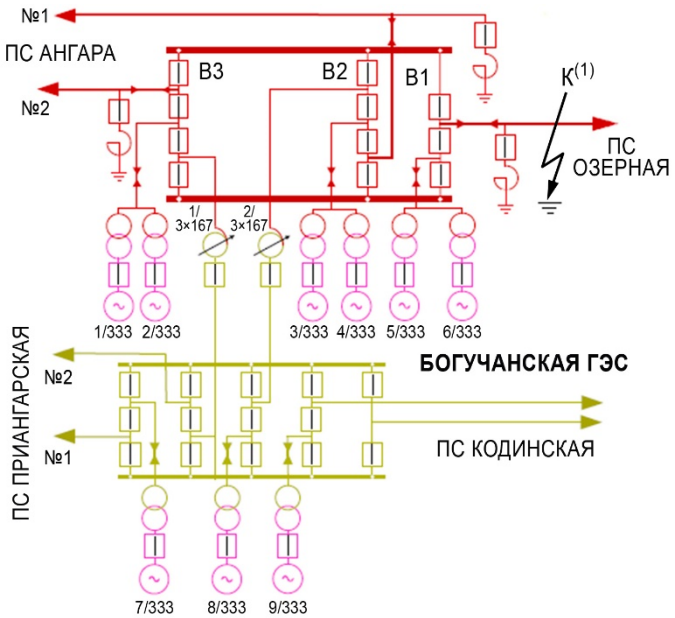


Рис. 4. Схема выдачи мощности Богучанской ГЭС

Максимально допустимая выдаваемая мощность Богучанской ГЭС ограничена по условию сохранения динамической устойчивости при нормативном возмущении – однофазном коротком замыкании (КЗ) на ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Озёрная вблизи ГЭС с отказом шинного выключателя на РУ 500 кВ и действием УРОВ.

Схема основной системообразующей сети, прилегающей к Богучанской ГЭС, показана на рис. 5.

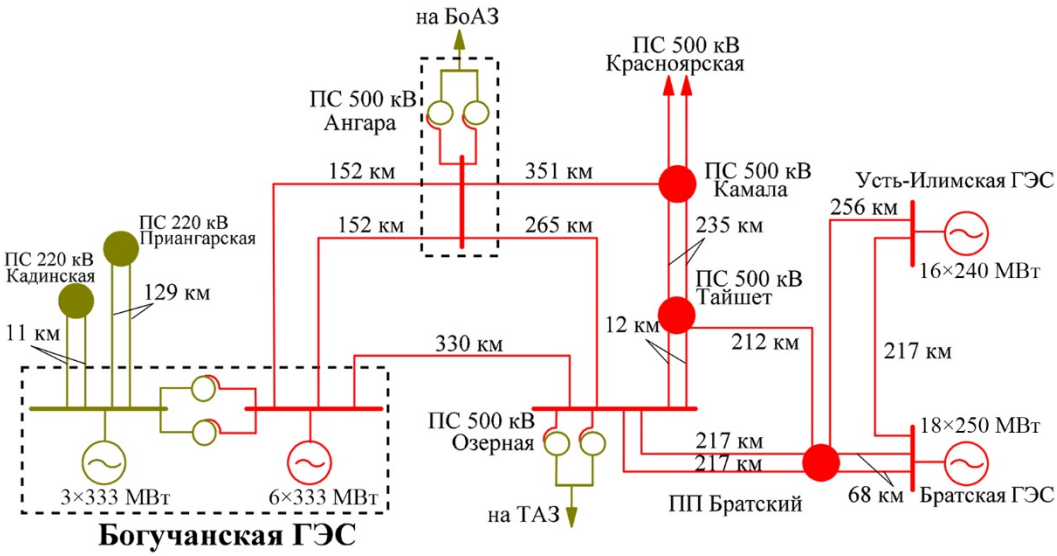


Рис. 5. Схема основной системообразующей сети 220–500 кВ района Богучанской ГЭС на 2022 год

Используя принцип быстрого управления углом фазового сдвига φ, можно изменять распределение активной мощности в сечении выдачи мощности Богучанской ГЭС, в том числе в темпе переходных процессов. Рассмотрим установку ФПТ с ТУ на ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Ангара (рис. 6).

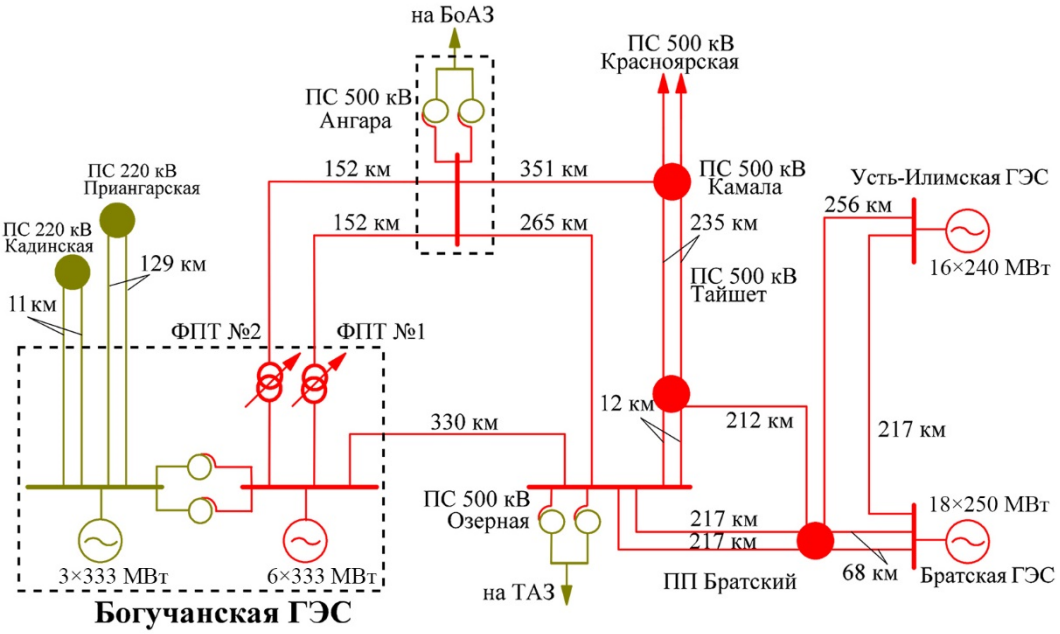


Рис. 6. Схема основной системообразующей сети 220–500 кВ района Богучанской ГЭС (вариант с ФПТ с ТУ на ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Ангара)

Для корректного описания влияния ФПТ на переходные процессы в электрической системе был проведён ориентировочный расчёт размеров магнитопровода и обмоток ФПТ (рис. 7). Величина эквивалентного индуктивного сопротивления устройства в зависимости от фазового сдвига показана в табл. 1. Рассматриваемый ФПТ имеет возбуждающую (ВО) и регулировочную (РО) обмотки. Выводами 1 и 2 ФПТ подключается в рассечки соответствующих фаз ВЛ 500 кВ. РО разделена на девять соединенных последовательно секций с разным числом витков. Включение секций с помощью тиристорных коммутаторов ТК1–ТК9 «согласно» (рис. 9, *б*) или «встречно» (рис. 9, *в*) позволяет получить вектор выходного напряжения U_1, соответственно опережающий или отстающий от вектора входного напряжения U_2 (рис. 8). Рассмотренная конструкция обеспечивает дискретное изменение угла φ в пределах от 0 до ±40° эл. с шагом 5° эл.

Таблица 1

Параметры электрической схемы замещения фазоповоротного трансформатора

Угол φ, ° эл.	0	5	10	15	20	25	30	35	40
№ секции РО	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Число витков РО секции	0	30	61	93	126	162	200	243	291
$X_{ФПТ}$, Ом	0	0,21	0,87	2,02	3,7	6,11	9,32	13,76	19,73

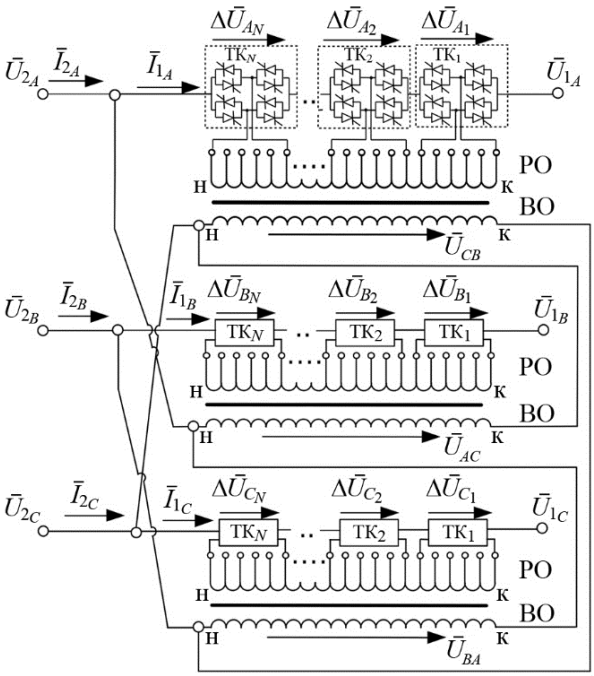


Рис. 7. Трёхфазная схема фазоповоротного трансформатора (*N* – число секций РО)

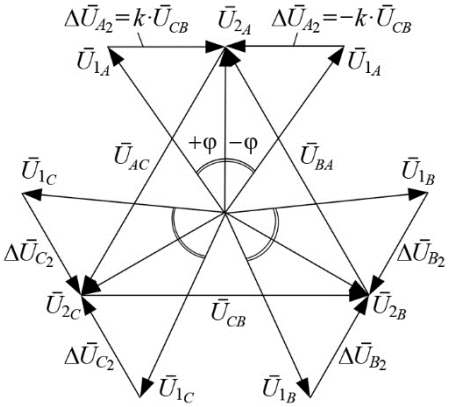


Рис. 8. Векторная диаграмма фазоповоротного трансформатора в режиме холостого хода

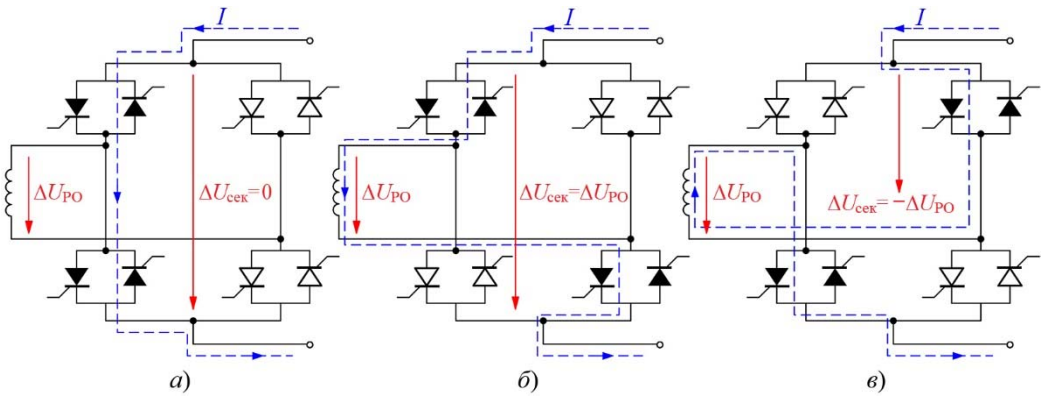


Рис. 9. Мостовой тиристорный коммутатор ФПТ и его возможные состояния:
а) поперечная составляющая напряжения не формируется; *б*) секция включена согласно;
в) секция включена встречно

Влияние ФПТ с ТУ на динамическую устойчивость генераторов

В качестве возмущения рассматривалось нормативное возмущение (КЗ возникает в момент t = 1,0 с, рис. 10) – однофазное КЗ на ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Озерная с отказом шинного выключателя (В1 на рис. 4) и действием УРОВ.

При отсутствии в схеме выдачи мощности Богучанской ГЭС ФПТ с ТУ предельная выдаваемая станцией мощность ограничена на уровне 2 224 МВт при 8 работающих гидроагрегатах (рис. 11, 12).

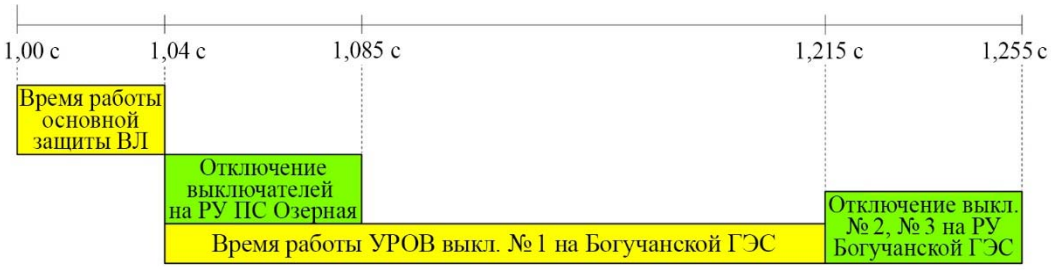


Рис. 10. Временные диаграммы нормативного возмущения

Рис. 11. Угол ротора электростанций ОЭС Сибири при нормативном возмущении $P_{ГЭС}$ = 2224 МВт (ФПТ отсутствует)

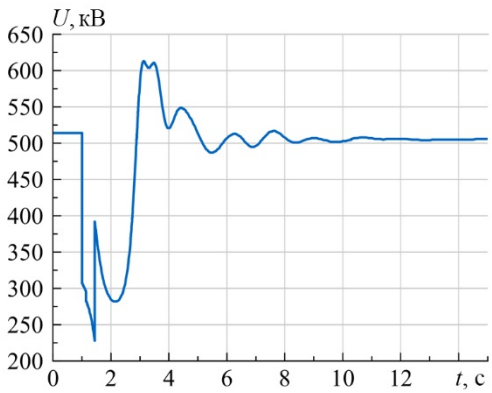


Рис. 12. Напряжение на шинах 500 кВ Богучанской ГЭС при нормативном возмущении и $P_{ГЭС}$ = 2224 МВт (ФПТ отсутствует)

Включение ФПТ с тиристорным управлением позволяет увеличить максимальную выдаваемую Богучанской ГЭС активную мощность и сохранить синхронную работу гидроагрегатов с энергосистемой при нормативном возмущении (рис. 13, 14). Изменение в переходном процессе величины угла фазового сдвига ФПТ φ от +5° эл. в доаварийном режиме происходит согласно рис. 15. Изменение угла φ по приведённому алгоритму позволяет:

- в аварийном режиме при возникновении КЗ уменьшить площадь ускорения (вводя положительный угол φ);
- в послеаварийном режиме, следующем за отключением КЗ, увеличить площадь торможения (вводя отрицательный угол φ).

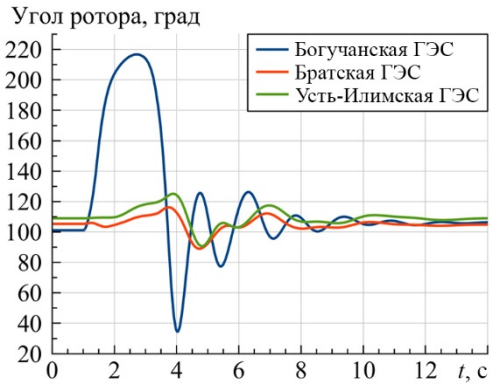


Рис. 13. Угол ротора электростанций ОЭС Сибири при нормативном возмущении и $P_{ГЭС}$=2 442 МВт (при наличии ФПТ)

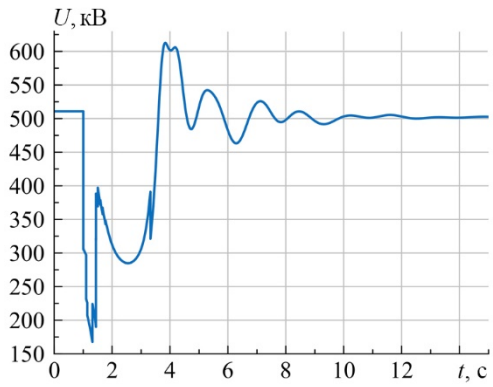


Рис. 14. Напряжение на шинах 500 кВ Богучанской ГЭС при нормативном возмущении и $P_{ГЭС}$=2 442 МВт (при наличии ФПТ)

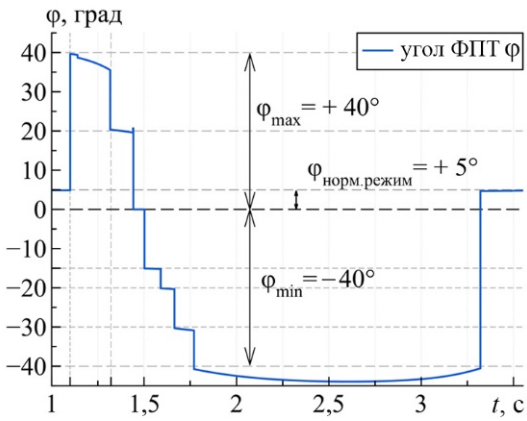


Рис. 15. График изменения угла фазового сдвига φ

Таким образом, максимально допустимая мощность, выдаваемая станцией в сеть, может быть увеличена на 218 МВт. Изменение активной мощности, выдаваемой Богучанской ГЭС, и одним из гидроагрегатов при нормативном возмущении в сети с ФПТ с ТУ представлены ниже на рис. 16 и 17.

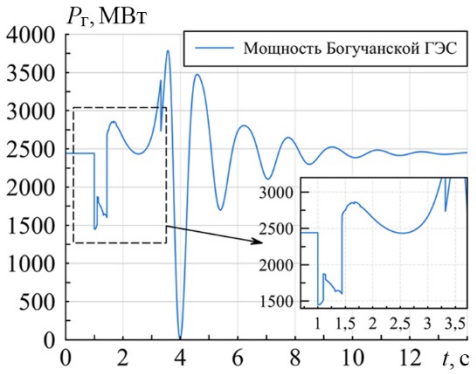


Рис. 16. Изменение мощности Богучанской ГЭС при наличии ФПТ

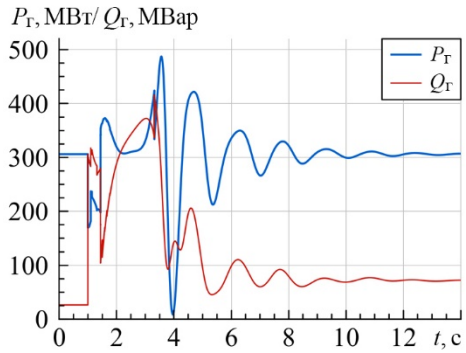


Рис. 17. Изменение мощности гидрогенератора Богучанской ГЭС при нормативном возмущении и наличии ФПТ, $P_{ГЭС}$ = 2 442 МВт

Заключение

Фазоповоротные трансформаторы с тиристорным управлением могут применяться не только для управления установившимися режимами работы электрических сетей, но и для повышения динамической устойчивости генерирующего оборудования при возникновении в сети различных возмущений.

Для достоверного отражения влияния устройства на внешнюю сеть в переходных процессах необходимо учитывать индуктивное сопротивление ФПТ, которое зависит от угла фазового сдвига выходного напряжения.

Эффективность применения ФПТ с быстрым регулированием угла была подтверждена на примере схемы выдачи мощности Богучанской ГЭС в цифровой математической модели ОЭС Сибири. Предлагаемый вариант установки ФПТ в сети 500 кВ при наиболее тяжелом нормативном возмущении позволяет повысить пределы динамической устойчивости Богучанской ГЭС и увеличить выработку электрической энергии ГЭС.

Список литературы

1. *Добрусин Л. А.* Тенденции применения фазоповоротных трансформаторов в электроэнергетике // Силовая электроника. – 2012, № 4. – С. 60–66.
2. *Евдокунин Г. А., Николаев Р. Н., Искаков А. К., Оспанов Б. К., Утегулов Н. И.* Фазоповоротный трансформатор впервые в СНГ применен в Казахстане // Новости электротехники, № 6 (48), 2008.
3. *Arnold C. P., Duke R. M., Arrillaga J.* Transient stability improvement using thyristor controlled quadrature voltage injection // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 3, March 1981.
4. *Mathur R. M., Basati R. S.* A thyristor controlled static phase-shifter for ac power transmission // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 5, May 1981.
5. *Yang Xiaonan, Zhao Xiaochun, Chen Hongkun, Wang Zhengfeng*. Modeling and control of thyristor controlled phase shifting transformer // 2015 IEEE Innovative Smart Grid Technologies – Asia, November 2015.

6. *Verboomen J., Van Hertem D., Schavemaker P., Kling W., Belmans R.* The influence of phase shifting transformers on transient stability // Proceedings of the UPEC conference. – 2005. – pp. 1–5.
7. *Брилинский А. С., Евдокунин Г. А., Крицкий В. А., Матвиенков Ю. В., Сидельников А. П., Смирнова Л. С.* Фазоповоротный трансформатор в схеме выдачи мощности крупной гидроэлектростанции // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2019, № 1 (80). – С. 6–14.
8. *Жмуров В. П., Стельмаков В. Н., Тарасов А. Н.* Применение фазоповоротных устройств с тиристорным управлением как элемента управляемых (гибких) линий электропередачи переменного тока // Электротехника, 2014, № 1. – С. 2–10.
9. *Жмуров В. П., Тарасов А. Н.* Фазоповоротные устройства с тиристорным управлением. Стельмаков В.Н. // Электротехника, 2014, № 1. – С. 11–18.
10. *Шакарян Ю. Г., Фокин В. К., Лихачев А. П.* Установившиеся режимы электроэнергетических систем с фазоповоротными устройствами (Ч. 1) // Электричество, 2014, № 7. – С. 16–25.
11. *Шакарян Ю. Г., Фокин В. К., Лихачев А. П.* Установившиеся режимы электроэнергетических систем с фазоповоротными устройствами (Ч. 2) // Электричество, 2014, № 8. – С. 9–18.
12. *Стельмаков В. Н., Тарасов А. Н.* Анализ электромагнитных процессов в фазоповоротном устройстве с тиристорным управлением // Электричество, 2015, № 11. – С. 4–11.
13. *Асташев М. Г., Панфилов Д. И.* Фазоповоротные устройства с тиристорными коммутаторами для активно-адаптивных электрических сетей // Электричество, 2013, № 8. – С. 60–65.
14. *Панфилов Д. И., Асташев М. Г., Рашитов П. А, Рожков А. Н.* Анализ способов управления ключами тиристорного моста переменного тока // Известия академии наук. Энергетика – 2014. – № 4. – С. 148–159;
15. *Жмуров В. П., Стельмаков В. Н. Ремизевич Т. В., Рашитов П. А.* Исследование алгоритмов переключения вентилей мощного фазоповоротного устройства // Электро, 2010, № 5. – С. 27–33.
16. *Жмуров В. П., Стельмаков В. Н., Тарасов А. Н., Гринштейн Б. И.* Применение фазоповоротных устройств с тиристорным управлением при больших углах регулирования фазового сдвига. // Известия РАН. Энергетика, 2010. – № 5. – С. 132–141.
17. *Стельмаков В. Н., Тарасов А. Н., Тузов П. В.* Применение фазоповоротных устройств с тиристорным управлением в электроэнергетических системах (ЭЭС) и способы повышения надёжности ЭЭС // Электро, 2015, № 1. – С. 2–8.
18. *Стельмаков В. Н.* Двухмашинная модель электроэнергетической системы со ступенчато-управляемым тиристорным фазоповоротным устройством // Энергетик, 2018, № 9. – С. 14–17.
19. *Стельмаков В. Н.* Переходные процессы в электропередаче с ФПУ при ступенчатом фазовом регулировании // Электро, 2016, № 5. – С. 19–25.

Бадура Максим Александрович, инженер отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).
E-mail: badura@ntcees.ru

Брилинский Андрей Станиславович, канд. техн. наук, заведующий отделом проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).
E-mail: brilinskiy@ntcees.ru

Евдокунин Георгий Анатольевич, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры электрических систем и сетей Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).
E-mail: evdg@etelecom.spb.ru

Крицкий Виктор Анатольевич, генеральный директор Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).
E-mail: ntc@ntcees.ru

Мингазов Радмир Ильмирович, инженер отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).
E-mail: mingazov_r@ntcees.ru

УДК 621.311

Т. А. Гущина, О. В. Гуриков, А. Х. Есипович, Д. А. Кабанов, К. В. Прохоров, Я. А. Тимофеева, А. В. Тугушев

Испытания и настройка устройств БАВР для объектов ПАО «Транснефть» на экспериментальной базе АО «НТЦ ЕЭС»

Приведены результаты испытаний устройств БАВР на цифро-аналого-физическом комплексе в схеме энергосистемы, включающей модель одной из наиболее аварийных нефтеперекачивающих станций ПАО «Транснефть».

Ключевые слова: Устройство БАВР, физическая модель, испытания, программа, критерии оценки, коррекция алгоритмов.

Введение

На нефтеперекачивающих станциях (НПС) ПАО «Транснефть» в качестве электроприводных агрегатов магистральных насосов применяются синхронные и асинхронные двигатели. Для надёжного и бесперебойного энергоснабжения НПС при возникновении различных технологических нарушений в системе внешнего электроснабжения, приводящих к потере питания этих электродвигателей, необходимо обеспечить возможность их быстрого перевода на резервные шины, который должен выполняться с помощью устройств быстродействующего автоматического ввода резерва (БАВР).

В 2017 г. ПАО «Транснефть» разработаны технические требования к устройствам БАВР [1], выполнение которых должно обеспечить надёжное и бесперебойное энергоснабжение НПС. Ряд российских производителей устройств РЗА выпускает устройства БАВР, заявленные характеристики которых отвечают техническим требованиям ПАО «Транснефть».

Для проверки правильности функционирования этих устройств в части обеспечения быстрого и селективного перевода синхронных и асинхронных двигателей на резервные шины при возникновении различных технологических нарушений в схеме внешнего электроснабжения и с целью подтверждения возможности использования различных устройств БАВР в схемах электроснабжения НПС ПАО «Транснефть» инициировало проведение испытаний этих устройств на физической модели в условиях, максимально приближенных к действующей схеме электроснабжения.

Для реализации этой цели на цифро-аналого-физическом комплексе (ЦАФК) АО «НТЦ ЕЭС» была подготовлена физическая модель энергосистемы, включающая модель одной из наиболее аварийных НПС, в которой были проведены комплексные испытания устройств БАВР пяти производителей: ООО «НПП Бреслер», ООО «Релематика», ООО «ТЭЛ ТЭК»[1], АО «ЧЭАЗ» и ООО НПП «ЭКРА». В настоящей статье приведены основные результаты испытаний.

[1] Микропроцессорный модуль управления БМРЗ-БАВР разработан ООО «НТЦ «Механотроника».

Физическая модель энергосистемы для испытаний устройств БАВР

Схема физической модели для испытаний устройств БАВР представлена на рис. 1. Она разработана на базе подробной цифровой модели энергосистемы, включающей модель НПС «Мелковка» с электроприводами насосных агрегатов[1].

Физическая модель энергосистемы включает 3 синхронных электродвигателя, 1 синхронный генератор, 6 линий электропередачи, 6 трансформаторов и 3 узла нагрузки. Шины ПС 110 кВ Макарьево через трансформатор подключены к шинам неизменного напряжения (ШНН), в качестве которых используются шины питающего трансформатора физической модели.

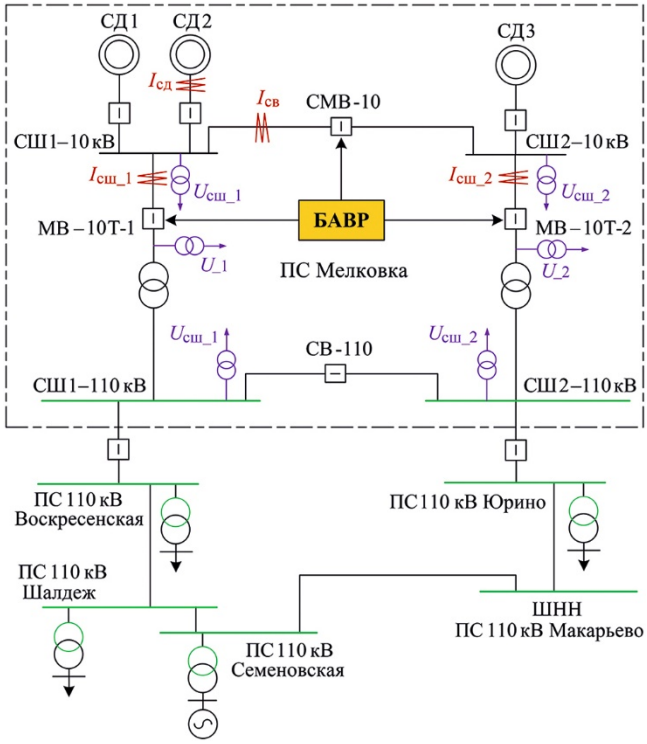


Рис. 1. Схема физической модели для испытаний устройств БАВР

Модель НПС «Мелковка» в схеме включает физические модели трёх синхронных электродвигателей типа СТДП-5000-2УХЛ4, оснащенных моделями систем возбуждения и автоматических регуляторов возбуждения, две системы шин 10 кВ и 110 кВ, а также секционные выключатели (СМВ-10 и СВ-110 соответственно). При этом два синхронных электродвигателя подключены к СШ-1 10 кВ, а третий – к СШ-2 10 кВ.

Устройство БАВР подключается к физической модели НПС «Мелковка», для чего физическая модель снабжена измерительными трансформаторами напряжения по обеим сторонам вводных выключателей СШ-1 10 кВ и СШ-2 10 кВ, трансформаторами тока на вводах СШ-1 10 кВ и СШ-2 10 кВ, а также трансформаторами тока на секционном выключателе 10 кВ (СМВ-10).

[1] Выбор «тестовой» схемы НПС выполнен ООО «ТранснефтьЭлектросетьСервис».

От устройства БАВР подаются команды на замыкание секционного выключателя 10 кВ (СМВ-10) и размыкание вводных выключателей СШ-1 10 кВ и СШ-2 10 кВ (МВ-10 Т-1 и МВ-10 Т-2). Кроме того, блок разгрузки БАВР подаёт команду на блокировку защит ЗМН-1(ЗПП) при одновременном снижении напряжения на двух секциях шин, разгрузку (отключение) требуемого электродвигателя и гашение поля электродвигателей.

Для воспроизведения расчётных возмущений (КЗ различных видов и длительности, отключение ВЛ и др.) физическая модель снабжена специальным цифровым программирующим устройством, обеспечивающим управление коммутационной аппаратурой моделируемой схемы с дискретностью задания времени реализации программы воздействий, равной 0.01 с. Быстродействие выключателей СМВ-10, МВ-10 Т-1 и МВ-10 Т-2 физической модели, управление которыми выполняется от устройства БАВР, составляет 20–25 мс.

Для регистрации электромеханических переходных процессов при проведении испытаний используется штатная система цифрового осциллографирования ЦАФК, обеспечивающая запись параметров электрического режима с дискретностью 40 точек за период промышленной частоты.

Необходимо отметить, что для проведения испытаний устройств БАВР условия внешнего электроснабжения НПС «Мелковка» дополнительно усложнены за счёт ослабления реальной схемы, для чего параметры линий электропередачи 110 кВ выбраны таким образом, чтобы в нормальном электрическом режиме их загрузка была близка к максимально допустимой. Такой подход применяется в АО «НТЦ ЕЭС» при разработке всех тестовых схем, предназначенных для проверки на функционирование устройств регулирования, управления, автоматики и защиты, так как это позволяет обеспечить наиболее полную проверку разработанных алгоритмов управления микропроцессорными устройствами и сделать выводы об эффективности применения этих устройств в широком диапазоне возможных схемно-режимных условий эксплуатации.

Программа испытаний устройств БАВР и критерии оценки их результатов

Испытания проводились по единой программе, согласованной ООО «ТранснефтьЭлектросетьСервис», которая включала оценку правильности функционирования каждого из устройств БАВР при аварийных возмущениях в схемах внешнего и внутреннего электроснабжения НПС при включенном и отключенном секционном выключателе СШ 110 кВ ПС Мелковка (СВ-110). При этом в схеме внешнего электроснабжения моделировались внезапные отключения питающих линий 110 кВ, а также автоматические повторные включения или отключения линий электропередачи сети 110 кВ действием релейной защиты от симметричного и несимметричных коротких замыканий (КЗ) различной длительности. Правильность функционирования устройств БАВР при нарушениях в схеме внутреннего электроснабжения проверялась путём моделирования коротких замыканий различного вида и длительности на шинах 10 кВ.

Для реализации согласованной программы была подготовлена рабочая программа, включавшая 28 основных опытов.

Критерии оценки результатов испытаний были сформированы на основании общих технических требований ПАО «Транснефть», предъявляемых к устройствам БАВР [1], а также согласованной программы испытаний.

Функционирование устройства БАВР признавалось правильным, если переключение на резервные шины при технологических нарушениях в схеме внешнего электроснабжения происходило при выполнении следующих условий:

- напряжение на поврежденной секции шин достигает заданной уставки;
- напряжение на резервных шинах не опускается ниже 0,85 от номинального значения;
- угол между векторами напряжений прямой последовательности поврежденной и резервной секций шин не превосходит 30° эл.;
- время срабатывания пускового устройства БАВР от момента времени потери питания не превосходит 20 мс.

При любых коротких замыканиях на шинах 10 кВ не должно происходить переключения на резервные шины от устройства БАВР.

Так как величины уставок, необходимых для однозначного определения момента переключения синхронных двигателей на резервные шины, в [1] не приведены, формирование пусковых условий для срабатывания устройства БАВР осуществлялось каждым производителем в соответствии с реализованными алгоритмами. Это приводило к тому, что, несмотря на выполнение требований [1] по быстродействию пускового устройства БАВР (не более 20 мс), условия переключения формировались со значительным опозданием, и устройство БАВР не обеспечивало требуемое быстродействие. Поэтому при оценке правильности и эффективности функционирования устройства БАВР оценивалось ещё и общее время его работы, которое отсчитывалось от момента потери питания.

Для получения точных значений параметров электрического режима, определяющих правильность функционирования устройств БАВР (напряжения обеих секций шин и угол между векторами этих напряжений), проводилась специальная обработка мгновенных значений данных цифрового осциллографирования по методике, разработанной в АО «НТЦ ЕЭС» [2–4].

Результаты испытаний

В процессе реализации программы испытаний было установлено, что функционирование ни одного из представленных устройств не удовлетворяет согласованным критериям и не соответствует техническим требованиям ПАО «Транснефть».

При работе устройств были выявлены следующие характерные ошибки:

- необеспечение требуемого быстродействия (время отключения ввода превышает 20 мс) при потере питания поврежденного ввода (рис. 2);
- превышение допустимого угла 30° между векторами напряжений прямой последовательности поврежденной и резервной секций шин при замыкании секционного выключателя (рис. 3);
- неселективное отключение вводов и включение неповрежденной секции шин на секцию, потерявшую питание (рис. 4);
- ложные срабатывания при проходящих КЗ в сети 10 кВ (рис. 5);
- избыточные срабатывания при удаленных КЗ, не сопровождающихся нарушением питания электродвигателей (рис. 6).

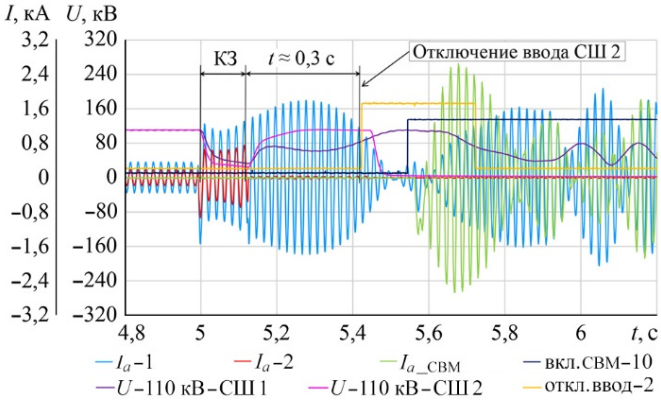


Рис. 2. Необеспечение требуемого быстродействия при отключении поврежденного ввода при двухфазном КЗ вблизи СШ-2 110 кВ ПС 110 кВ Мелковка с отключением ВЛ 110 кВ Мелковка – Юрино

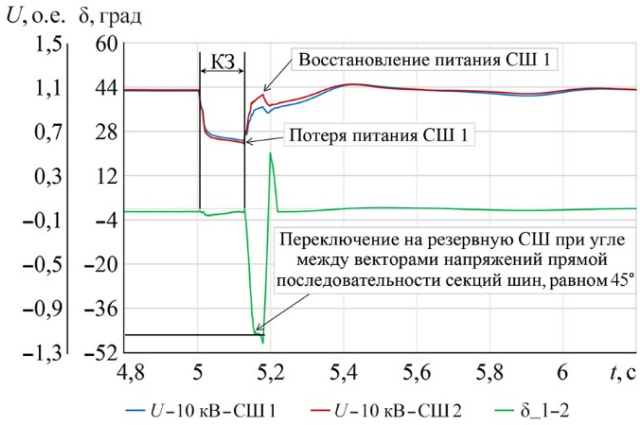


Рис. 3. Превышение допустимого угла между векторами напряжений прямой последовательности поврежденной и резервной секций шин при однофазном КЗ вблизи СШ-1 110 кВ ПС Мелковка с отключением ВЛ 110 кВ Мелковка – Воскресенская

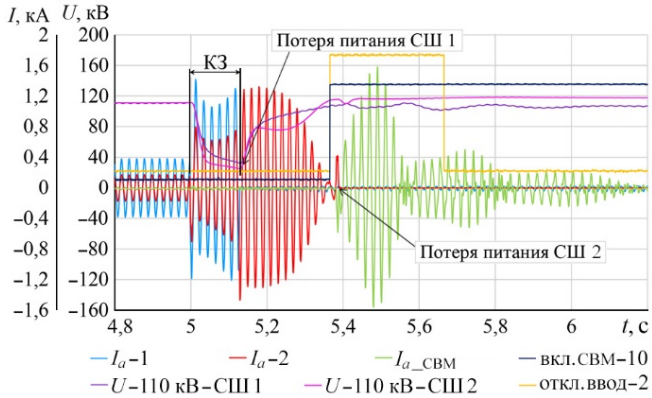


Рис. 4. Неселективное отключение ввода СШ-2, вызывающее потерю питания обеих секций шин, при двухфазном КЗ вблизи СШ-1 110 кВ ПС 110 кВ Мелковка с отключением ВЛ 110 кВ Мелковка – Воскресенская

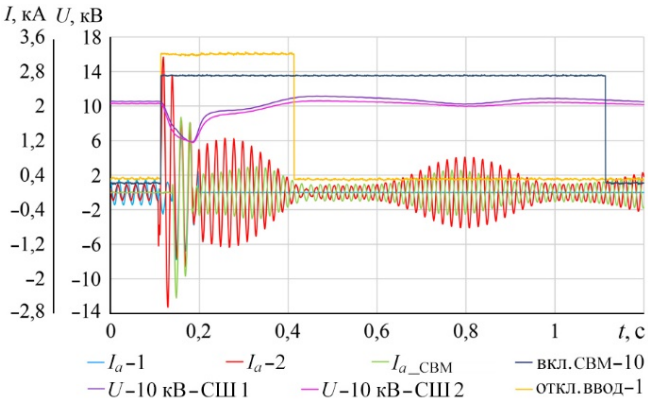


Рис. 5. Ложное срабатывание при проходящем междуфазном КЗ вблизи СШ-2 10 кВ ПС 110 кВ Мелковка

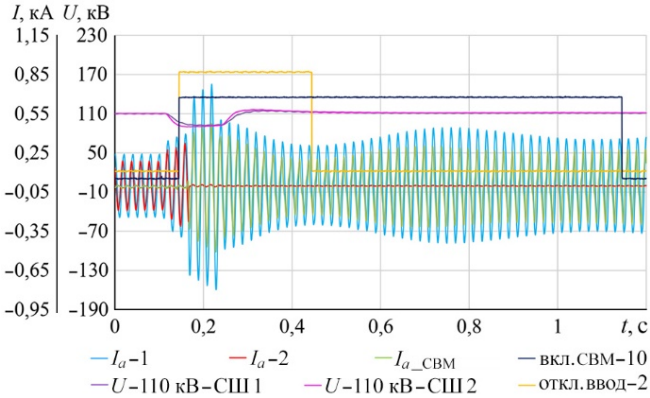


Рис. 6. Избыточное срабатывание при удаленном проходящем однофазном КЗ вблизи ПС 110 кВ Семеновская

Представляется, что причиной ошибок, выявленных в процессе испытаний, является отсутствие у разработчиков устройств БАВР адекватной экспериментальной базы, позволяющей выполнить полномасштабную проверку алгоритмов в условиях, близких к условиям эксплуатации, а также отсутствие опыта моделирования эксплуатационных и аварийных режимов сложных электроэнергетических систем. Это, в частности, не позволило никому из разработчиков оперативно в ходе испытаний устранить все выявленные ошибки.

Анализ результатов испытаний и осциллограмм, иллюстрирующих характер протекания электромеханических переходных процессов во всех опытах рабочей программы в случае отсутствия БАВР на НПС «Мелковка»[1], позволил разработчикам выполнить коррекцию алгоритмического и программного обеспечения устройств БАВР. Повторные испытания устройств БАВР показали, что эта коррекция обеспечила правильное и эффективное (в соответствии техническими требованиями [1]

[1] Осциллограммы в цифровом формате получены АО «НТЦ ЕЭС» и предоставлены разработчикам БАВР.

и согласованными критериями) функционирование устройств БАВР четырёх производителей, что позволило рекомендовать эти устройства к применению на объектах ПАО «Транснефть».

Вместе с тем следует подчеркнуть, что подтверждение соответствия устройств БАВР заявленным техническим требованиям является необходимым, но не достаточным условием их эффективного применения на конкретном энергообъекте, так как разнообразие схем подстанций, к которым подключены НПС, а также разнообразие схем электроснабжения потребителей самой НПС, не позволяют выбрать одинаковые (типовые) параметры устройств БАВР, оптимальные для всех возможных условий эксплуатации.

Рациональный путь эффективного выбора параметров настройки устройства БАВР для конкретной НПС – проверка и корректировка (при необходимости, выявленной в процессе проверки) этих параметров с использованием программно-аппаратного комплекса реального времени в математической модели схемы внешнего электроснабжения НПС. В настоящее время настройка, проверка и корректировка параметров устройств БАВР для шести НПС ПАО «Транснефть» выполняется в АО «НТЦ ЕЭС» на вычислительном программно-аппаратном комплексе RTDS, являющимся на сегодняшний день самым большим в России. Для выполнения работы подготовлены адекватные математические модели схем внешнего энергоснабжения, к которым при проведении испытаний подключаются промышленные образцы устройств БАВР. Одна из схем математической модели внешнего энергоснабжения представлена на рис. 7.

Испытания устройств БАВР проходят по согласованным программам, которые обеспечивают проверку правильности и эффективности настройки устройств во всех планируемых схемно-режимных и возможных аварийных ситуациях.

Проверка правильности функционирования устройств БАВР и последующий выбор их параметров настройки для условий конкретных схем, выполняемые на экспериментальной базе АО «НТЦ ЕЭС», обеспечат надёжное и бесперебойное энергоснабжение НПС ПАО «Транснефть».

Заключение

Экспериментальная база АО «НТЦ ЕЭС» обеспечивает полномасштабную проверку на функционирование и соответствие действующим техническим требованиям микропроцессорных устройств автоматики в условиях, максимально приближенных к условиям эксплуатации.

Испытания устройств БАВР, проведенные на ЦАФК по согласованной программе в физической модели, воспроизводящей обобщенную (тестовую) схему внешнего энергоснабжения НПС, позволили выявить и устранить недостатки представленных образцов устройств БАВР, обеспечить соответствие их функционирования техническим требованиям ПАО «Транснефть» и подтвердили возможность использования устройств БАВР на нефтеперекачивающих станциях компании.

Настройка параметров проверенных устройств БАВР в адекватных математических моделях схем внешнего энергоснабжения на RTDS обеспечит надёжное и бесперебойное энергоснабжение НПС ПАО «Транснефть».

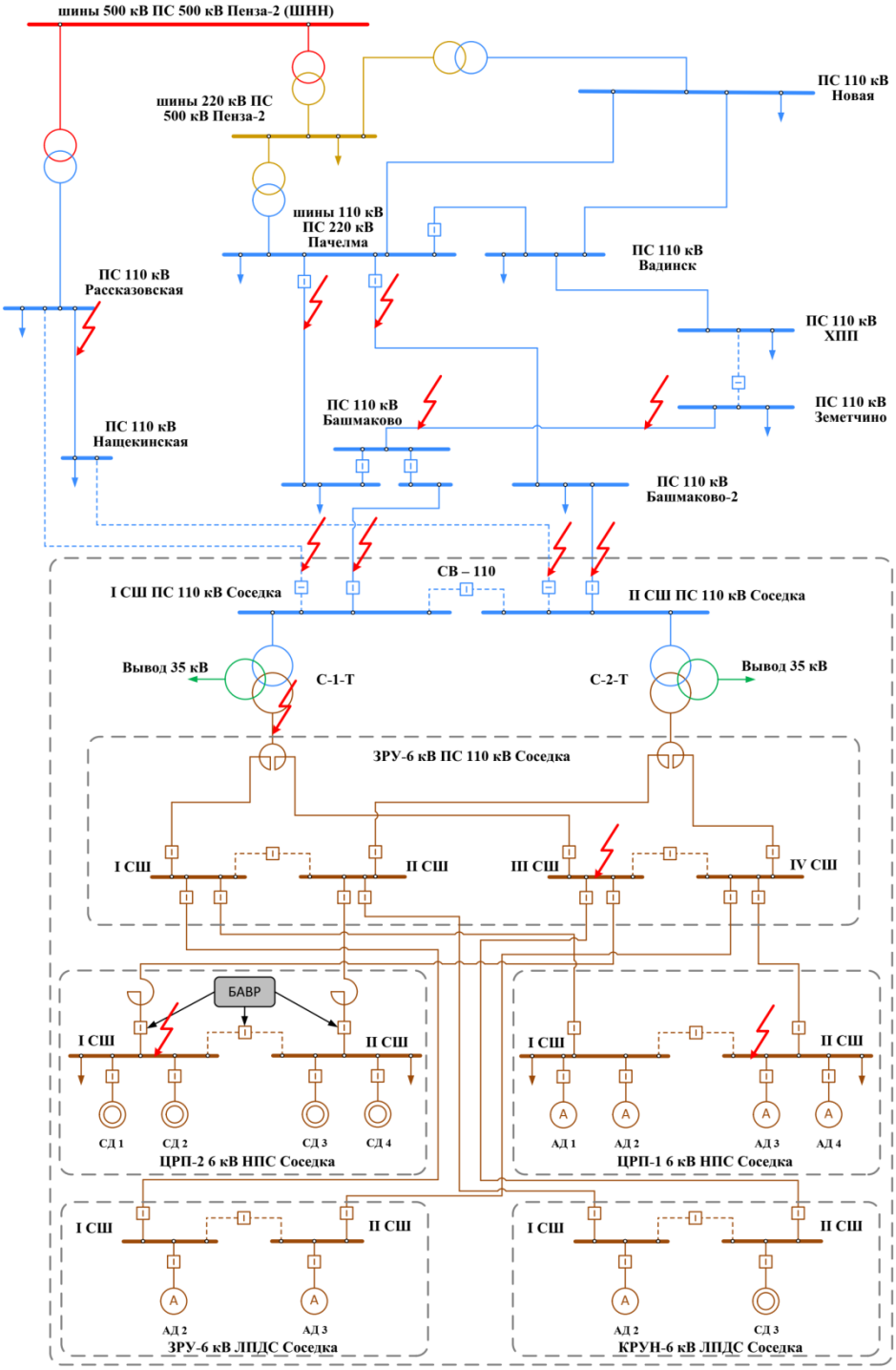


Рис. 7. RTDS-модель схемы внешнего электроснабжения для настройки устройства БАВР НПС «Соседка» (пример)

Список литературы

1. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Устройства быстродействующего автоматического ввода резерва на основе быстродействующих вакуумных выключателей напряжением более 1000 В. Общие технические требования. ОТТ-29.130.00-КТН-119-17. ПАО «Транснефть», 2017.
2. *Штефка Й.* Компенсация частотной погрешности при цифровых измерениях параметров электрического тока промышленной частоты //Известия НИИ постоянного тока, 2010, № 64. – С. 131–137.
3. *Зеленин А. С., Штефка Й.* Расчёт частоты по коэффициентам разложения Фурье в трёхфазной сети // Известия НТЦ Единой энергетической системы» 2013, № 69. – С. 32–35.
4. *Тимофеева Я. А., Зеленин А. С., Гуриков О. В.* Сопоставление различных методов измерения частоты электрического тока. В кн.: Электроэнергетика глазами молодёжи – 2016: материалы VII Междунар. науч.-техн. конф., 19–23 сентября 2016 г., Казань. – в 3 т. Т. 3 – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2016. – С. 115–116.

Гущина Тамара Александровна, старший научный сотрудник Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).
E-mail: gushina@ntcees.ru

Гуриков Олег Викторович, младший научный сотрудник Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).
E-mail: gurikov_o@ntcees.ru

Есипович Аркадий Хаимович, канд. техн. наук, заведующий лабораторией Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).
E-mail: esipovich_a@ntcees.ru

Кабанов Дмитрий Анатольевич, заведующий сектором Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).
E-mail: kabanov_d@ntcees.ru

Прохоров Кирилл Владимирович, младший научный сотрудник Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).
E-mail: prokhorov_k@ntcees.ru

Тимофеева Яна Александровна, младший научный сотрудник Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).
E-mail: timofeeva_y@ntcees.ru

Тугушев Андрей Владимирович, начальник управления ООО «ТранснефтьЭлектросеть-Сервис».
E-mail: tugushevav@tes.transneft.ru

УДК 621.311

Н. Ю. Филимонов, А. А. Юрганов

Метод выбора параметров и настройки каналов автоматических регуляторов возбуждения

Представлен метод выбора оптимальных значений постоянных времени каналов стабилизации в структуре российского алгоритма автоматического регулятора возбуждения (АРВ). Показана эффективность настройки и получение наибольшего эффекта демпфирования колебаний при правильном подборе коэффициентов усиления.

Ключевые слова: синхронный генератор, регулирование возбуждения, системный стабилизатор, демпфирование колебаний, функционал, область эффективного демпфирования.

Введение

Каналы стабилизации современных быстродействующих систем возбуждения по отклонениям режимных параметров и их производным обеспечивают точность поддержания напряжения, высокий уровень устойчивости и эффективное демпфирование электромеханических колебаний энергосистемы. При оптимальной настройке АРВ повышаются устойчивость генераторов, работающих в сети, надёжность и живучесть энергосистемы. Однако до настоящего времени не выработано четких рекомендаций по её выбору.

В настоящее время существуют методы настройки АРВ, использующие различные подходы: алгебраический критерии устойчивости [1], методы оптимизации с использованием частотных характеристик [2], корневые методы [3]. Существует множество публикаций на тему выбора настроек каналов стабилизации регуляторов российского производства на основании перечисленных выше методов, но в подавляющем большинстве случаев под настройкой системного стабилизатора подразумевается выбор коэффициентов усиления заранее выбранных каналов, при этом практические не обосновываются параметры этих каналов (постоянные инерции) и не рассматривается их влияние на демпфирование электромеханических колебаний. Складывается впечатление, что ещё в середине прошлого века в момент создания первых унифицированных регуляторов возбуждения эти постоянные были выбраны, исходя из каких-то математических, эмпирических соображений или в процессе наладочных работ на электростанциях. Выбранные постоянные времени удовлетворили требованиям на тот период времени и в подавляющем большинстве случаев удовлетворяют им сейчас. Так как сейчас не существует строгого математического обоснования выбора постоянных времени, то при настройке каналов стабилизации их просто оставляют без изменения. В результате постоянные времени, непосредственно формирующие частотные характеристики каналов, остаются без какой-либо настройки и оптимизации, хотя они оказывают существенное влияние на протекание и качество переходных процессов.

В данной статье представлено математическое обоснование выбора постоянных времени и дана методика их настройки при различных схемно-режимных ситуациях. Выполнена проверка методики на математической модели.

1. Основные принципы стабилизации

Стабилизация способна демпфировать качания ротора благодаря правильному воздействию на обмотку возбуждения генератора в определённой фазе качания ротора. Принципы стабилизации вытекают из уравнения движения ротора синхронного генератора, входящего в систему уравнений Парка–Горева [4]. При качаниях ротора в переходном процессе наблюдаются две фазы – его ускорение и торможение. Благодаря правильному воздействию на обмотку возбуждения в различных фазах переходного процесса можно добиться наилучшего демпфирования. В связи с вышесказанным, стабилизация способствует демпфированию колебаний в следующих случаях:

- при ускорении ротора синхронного генератора каналы стабилизации должны воздействовать на увеличение возбуждения, что приводит к увеличению электромагнитного момента и способствует торможению ротора генератора в данной фазе колебаний;
- при торможении ротора синхронного генератора каналы стабилизации должны воздействовать на уменьшение возбуждения, что приводит к уменьшению электромагнитного момента и способствует ускорению ротора генератора в данной фазе колебаний.

Входными параметрами российских регуляторов возбуждения, реализующих унифицированный алгоритм регулирования являются:

- отклонение от заданного значения и производная напряжения в точке регулирования;
- отклонение от установившегося значения и производная частоты напряжения генератора (первая и вторая производные по времени внешнего угла) – стабилизатор внешнего движения;
- производная тока ротора – стабилизатор внутреннего движения.

Входными параметрами стабилизаторов зарубежных образцов АРВ могут быть другие переменные. Однако для каждого из возможных параметров сохраняется общий принцип – наличие инерционных звеньев в блоках формирования сигнала. Поэтому дальнейшие выкладки для простоты и наглядности будут выполнены для производной скорости вращения вала генератора, а результаты можно распространить на любой из входных параметров, так как так структурно все они подобны.

2. Оценка эффективности идеального и реального стабилизаторов

Для идеального дифференцирующего звена, на вход которого поступает скорость вращения вала ω, выходное стабилизирующее воздействие:

$$Y_{PSS}{}^{\text{И}} = p \cdot \omega, \tag{1}$$

где $Y_{PSS}{}^{\text{И}}$ – выходное воздействие идеального стабилизатора;

p – оператор дифференцирования;

ω – скорость вращения ротора генератора.

Для реального дифференцирующего звена, на вход которого поступает скорость вращения вала ω, выходное стабилизирующее воздействие с учётом инерционности звена измерения:

$$Y_{PSS}{}^{P} = \frac{p}{1+T_1 p} \cdot \frac{1}{1+T_2 p} \cdot \omega, \qquad (2)$$

где $Y_{PSS}{}^{P}$ – выходное воздействие реального стабилизатора;

p – оператор дифференцирования;

ω – скорость вращения ротора генератора;

T_1, T_2 – постоянные времени.

На рис. 1 изображено изменение скорости вращения ротора генератора при колебаниях и выходные стабилизирующие воздействия от идеального дифференцирующего звена, а также от реального канала, состоящего из реального дифференцирующего звена и апериодического звена первого порядка.

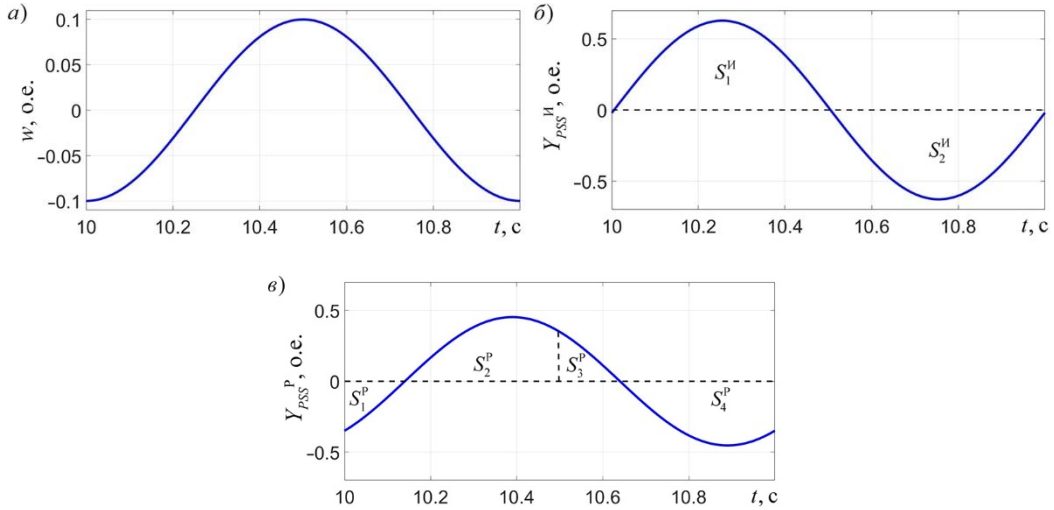


Рис. 1. *а*) изменение скорости вращения ротора генератора при его колебаниях, *б*) выходное стабилизирующее воздействие идеального дифференцирующего звена, *в*) выходное стабилизирующее воздействие реального канала, состоящего из реального дифференцирующего звена и апериодического звена первого порядка

На рис. 1, *а* изображен период колебания ротора генератора; с 10 до 10,5 с. ротор генератора ускоряется, а с 10,5 до 11 с ротор тормозится.

На рис. 1 *б* изображено стабилизирующее воздействие идеального дифференцирующего звена. В фазе ускорения ротора генератора с 10 до 10,5 с идеальный стабилизатор увеличивает возбуждение (площадь $S_1{}^{И}$), а в фазе торможения с 10,5 до 11 с уменьшает его (площадь $S_2{}^{И}$). Идеальный стабилизатор воздействовал бы правильно и с максимальным коэффициентом в каждой фазе переходного процесса.

На рис. 1 *в* изображено стабилизирующее воздействие реального канала, состоящего из реального дифференцирующего звена и апериодического звена первого порядка. В фазе ускорения ротора генератора с 10 до 10,5 с реальный стабилизатор сначала снижает возбуждение (площадь $S_1{}^{Р}$), затем увеличивает его (площадь $S_2{}^{Р}$), а в фазе торможения с 10,5 до 11 с он сначала увеличивает возбуждение (площадь $S_3{}^{Р}$), затем уменьшает его (площадь $S_4{}^{Р}$). У реального стабилизатора наблюдается определённое неправильное воздействие (площади $S_1{}^{Р}$ и $S_3{}^{Р}$), а также снижение

амплитуды выходного сигнала, т. е. реального коэффициента усиления канала по сравнению с идеальным.

Для качественной оценки эффективности демпфирования колебания рассмотрим площади воздействия стабилизаторов.

Для идеального звена на рис. 1, *б* рассмотрим площади $S_1^{\text{И}}$ и $S_2^{\text{И}}$.

$$S_1^{\text{И}} = \int_0^{\pi} \left(K_{\text{И}} \cdot \sin(\delta) \right) d\delta = -K_{\text{И}} \cdot \cos(\delta) \Big|_0^{\pi} = 2 \cdot K_{\text{И}}, \tag{3}$$

$$S_2^{\text{И}} = \int_{\pi}^{2\pi} \left(K_{\text{И}} \cdot \sin(\delta) \right) d\delta = -K_{\text{И}} \cdot \cos(\delta) \Big|_{\pi}^{2\pi} = -2 \cdot K_{\text{И}}, \tag{4}$$

$$S_{\text{Д}}^{\text{И}} = S_{\text{Т}}^{\text{И}} - S_{\text{У}}^{\text{И}} = S_1^{\text{И}} - S_2^{\text{И}} = 2 \cdot K_{\text{И}} - (-2 \cdot K_{\text{И}}) = 4 \cdot K_{\text{И}}, \tag{5}$$

где $S_1^{\text{И}}$, $S_2^{\text{И}}$ – воздействия идеального стабилизатора;

$S_{\text{т}}^{\text{И}}$, $S_{\text{у}}^{\text{И}}$ – площади тормозящего и ускоряющего воздействия в определённых фазах колебаний идеального стабилизатора;

$S_{\text{д}}^{\text{И}}$ – площадь, показывающая эффективность демпфирования идеального стабилизатора;

δ – фазовый угол колебания;

$K_{\text{И}}$ – амплитуда воздействия канала идеального стабилизатора.

При введении в канал стабилизации реального дифференцирующего звена и апериодического звена первого порядка происходит сдвиг синусоиды выходного воздействия и снижение коэффициента усиления канала. Выходное стабилизирующее воздействие в этом случае будет описано формулой:

$$Y_{PSS}^{\text{Р}} = K_{\text{Р}} \cdot \sin\left(\delta - \left(\frac{\pi}{2} - \varphi \right) \right) = -K_{\text{Р}} \cdot \cos(\delta + \varphi), \tag{6}$$

где $Y_{\text{PSS}}^{\text{Р}}$ – выходное воздействие реального стабилизатора;

δ – угол фазы колебания;

φ – сдвиг фазы стабилизирующего воздействия.

Для идеального звена на рис. 1, *в* рассмотрим площади $S_1^{\text{Р}}$, $S_2^{\text{Р}}$, $S_3^{\text{Р}}$, $S_4^{\text{Р}}$.

$$S_1^P = \int_0^{\frac{\pi}{2}-\varphi} \left(-K_{\text{р}} \cdot \cos(\delta + \varphi) \right) d\delta = -K_{\text{р}} \cdot \sin(\delta + \varphi) \Big|_0^{\frac{\pi}{2}-\varphi} = K_{\text{р}} \cdot \left(-1 + \sin(\varphi) \right), \tag{7}$$

$$S_2^P = \int_{\frac{\pi}{2}-\varphi}^{\pi} \left(-K_{\text{р}} \cdot \cos(\delta + \varphi) \right) d\delta = -K_{\text{р}} \cdot \sin(\delta + \varphi) \Big|_{\frac{\pi}{2}-\varphi}^{\pi} = K_{\text{р}} \cdot \left(\sin(\varphi) + 1 \right), \tag{8}$$

$$S_3^P = \int_{\pi}^{\frac{3}{2}\pi-\varphi} \left(-K_{\text{р}} \cdot \cos(\delta + \varphi) \right) d\delta = -K_{\text{р}} \cdot \sin(\delta + \varphi) \Big|_{\pi}^{\frac{3}{2}\pi-\varphi} = K_{\text{р}} \cdot \left(1 - \sin(\varphi) \right), \tag{9}$$

$$S_4^P = \int_{\frac{3}{2}\pi-\varphi}^{2\pi} \left(-K_{\text{р}} \cdot \cos(\delta + \varphi) \right) d\delta = -K_{\text{р}} \cdot \sin(\delta + \varphi) \Big|_{\frac{3}{2}\pi-\varphi}^{2\pi} = K_{\text{р}} \cdot \left(-\sin(\varphi) - 1 \right), \tag{10}$$

$$\left.\begin{aligned}
&S_{\text{д}}^{\text{Р}} = S_{\text{т}}^{\text{Р}} - S_{\text{у}}^{\text{Р}} = S_1^{\text{Р}} + S_2^{\text{Р}} - (S_3^{\text{Р}} + S_4^{\text{Р}}) = \\
&= K_{\text{р}} \cdot \left(-1 + \sin(\varphi)\right) + K_{\text{р}} \cdot \left(\sin(\varphi) + 1\right) - \left(K_{\text{р}} \cdot \left(1 - \sin(\varphi)\right) + K_{\text{р}} \cdot \left(-\sin(\varphi) - 1\right)\right) = \\
&= K_{\text{р}} \cdot \left(-1 + \sin(\varphi) + \sin(\varphi) + 1 - 1 + \sin(\varphi) + \sin(\varphi) + 1\right) = 4 \cdot K_{\text{р}} \cdot \sin(\varphi)
\end{aligned}\right\}, \quad (11)$$

где $S_1^{\text{Р}}$, $S_2^{\text{Р}}$, $S_3^{\text{Р}}$, $S_4^{\text{Р}}$ – площади воздействия реального стабилизатора;

$S_{\text{т}}^{\text{Р}}$, $S_{\text{у}}^{\text{Р}}$ – площади тормозящего и ускоряющего воздействия в определённых фазах колебаний реального стабилизатора;

$S_{\text{д}}^{\text{Р}}$ – площадь, показывающая эффективность демпфирования реального стабилизатора;

δ – угол фазы колебания;

φ – сдвиг фазы стабилизирующего воздействия;

$K_{\text{р}}$ – реальный коэффициент усиления.

Таким образом, идеальный стабилизатор правильно воздействует в каждой фазе колебаний ротора при любой частоте колебаний с максимальным коэффициентом усиления.

Реальный стабилизатор имеет частичное неправильное воздействие в каждой фазе колебаний ротора, обусловленное сдвигом фазы управляющего воздействия, а также наблюдается снижение коэффициента усиления. Сдвиг фазы воздействия и снижение коэффициента усиления обусловлены зависимостью данных параметров от частоты в соответствии фазо- и амплитудно-частотной характеристиками.

Введём понятие функционала эффективности канала Z:

$$Z = \frac{S_{\text{Д}}^{\text{Р}}}{S_{\text{Д}}^{\text{И}}} = \frac{4 \cdot K_{\text{Р}} \cdot \sin(\varphi)}{4 \cdot K_{\text{И}}} = \frac{K_{\text{Р}}}{K_{\text{И}}} \cdot \sin(\varphi), \quad (12)$$

где Z – функционал эффективности канала;

$S_{\text{д}}^{\text{Р}}$ – площадь, показывающая эффективность демпфирования реального стабилизатора;

$S_{\text{д}}^{\text{И}}$ – площадь, показывающая эффективность демпфирования идеального стабилизатора;

φ – сдвиг фазы стабилизирующего воздействия;

$K_{\text{р}}$ – реальный коэффициент усиления;

$K_{\text{И}}$ – амплитуда воздействия канала идеального стабилизатора.

Функционал вводится как соотношение площади демпфирования реального звена к идеальному звену. Он показывает эффективность демпфирования реального канала стабилизации на каждой частоте в долях от эффективности демпфирования идеального канала стабилизации.

Зависимость величины функционала канала стабилизации с обычно применяемыми параметрами от частоты колебаний объекта регулирования приведена на рис. 2.

В зависимости от величины функционала можно весь диапазон частоты на рис. 2 разделить на несколько областей:

- область раскачивания (ОР). $Z < 0$. В диапазоне частот выше 2,9 Гц реальный канал стабилизации способствует раскачиванию электромеханических колебаний;
- области демпфирования (ОД). $Z > 0$. В диапазоне частот ниже 2,9 Гц реальный канал стабилизации способствует демпфированию электромеханических колебаний;
- в ОД можно выделить область эффективного демпфирования (ОЭД), где $Z \geq 0{,}707 \cdot Z_{max}$. ОЭД является частью ОД. Этот диапазон является окрестностью экстремума функционала Z. Частоты от 0,4 до 1,6 Гц реальный канал стабилизации демпфирует наиболее эффективно.

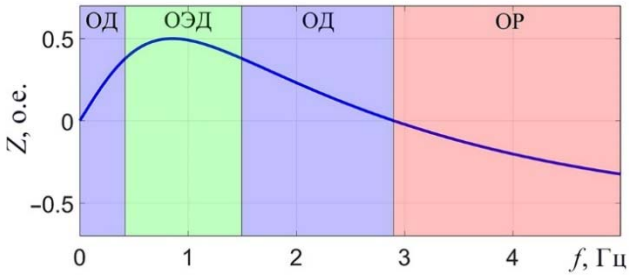


Рис. 2. Функционал реального канала стабилизации с постоянными времени $T_1 = 0{,}02$ с и $T_2 = 0{,}15$ с

Согласно рис. 2 функционал имеет пиковое значение 0,5 о.е. на частоте 0,9 Гц, что является максимально возможным значением. Значение функционала, равное 1 о.е. для идеального стабилизатора возможно только в теории, когда на любой частоте идеальный стабилизатор работает с максимальным коэффициентом усиления и без фазового сдвига. В реальном стабилизаторе невозможно сочетание максимального коэффициента усиления и отсутствия фазового сдвига, поэтому функционал показывает оптимальное сочетание этих монотонно изменяющихся параметров, когда коэффициент усиления и фазовый сдвиг опережения производной входного сигнала частоты ещё достаточно велики.

Ввиду того, что функционал по эффективности демпфирования делит частотный диапазон на перечисленные выше области, первое действие при выборе параметров и настройке каналов стабилизации АРВ конкретных реальных машин или электростанций должно заключаться в экспериментальном [5] или аналитическом определении режимных частотных характеристик объекта. После этого следует подобрать постоянные времени каналов стабилизации, обеспечивающие совпадение их ОЭД с частотами максимумов режимных частотных характеристик. Это позволит достичь наилучшего эффекта демпфирования при меньших значениях коэффициентов усиления каналов стабилизации и избежать появления высокочастотных составляющих в напряжении возбуждения генератора, обусловленных настройкой стабилизатора с отрицательными значениями функционала в высокочастотной зоне. К примеру, ранее упомянутый реальный канал стабилизации вызывает увеличение амплитуд колебаний на всех частотах выше 2,9 Гц. Несмотря на то, что в энергосистемах частоты электромеханических колебаний выше 2,9 Гц встречаются достаточно редко, он будет усиливать все электромагнитные помехи.

3. Проверка методики

Ранее говорилось, что все математические выкладки и выводы, сделанные на их основании, применимы к любому каналу, имеющему структуру подобную рассмотренной. В частности, это относится к каналу стабилизации российских АРВ по производной частоты напряжения статора. Для него и выполнена проверка предложенной методики на математической модели турбогенератора ТВВ 220-2, оснащенного статической тиристорной системой регулирования возбуждения с типовой настройкой каналов АРВ и работающего через внешнее сопротивление $x_{ВН}$ = 0,7 о.е. на энергосистему бесконечной мощности.

Частота колебаний исследуемого генератора составляет приблизительно 0,7 Гц. Выберем несколько значений постоянных времени апериодического звена в канале стабилизации по производной частоты напряжения статора таким образом, чтобы пиковое значение функционала приходилось на различные частоты. На рис. 3 приведены зависимости функционала канала при различных значениях постоянных времени. Пик функционала канала стабилизации с постоянными времени T_1 = 0,02 с, T_2 = 0,2 с расположен на частоте 0,7 Гц, пики функционалов каналов с другими постоянными времени смещены в область низких – 0,2 Гц и высоких частот – 1,2 Гц.

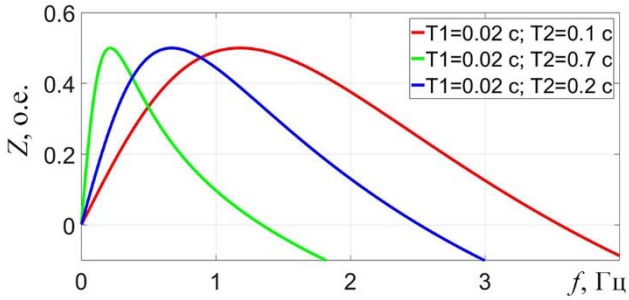


Рис. 3. Зависимости функционала канала стабилизации по производной частоты напряжения статора от частоты при различных постоянных времени

Сравнение эффективности демпфирования канала будем оценивать по АЧХ генератора, работающего в энергосистеме, снятого с помощью метода белого шума [5].

Для правильного сравнения необходимо осуществлять снятие АЧХ в одной и той же схеме при одинаковом режиме работы. Для правильной оценки демпфирующего воздействия необходимо помнить, что помимо коэффициента усиления канала стабилизации по производной напряжения статора K_{1f} усиление оказывает ещё и частотная характеристика, образованная реальным дифференцирующим звеном с постоянной времени T_1, и апериодическим звеном первого порядка с постоянной времени T_2. Выполним ряд преобразований для того, чтобы избавиться от данного эффекта.

$$W_{1f} = K_{1f} \cdot \frac{p}{1+T_1 p} \cdot \frac{1}{1+T_2 p} = K_{1f} \cdot W_{\text{Т}} . \qquad (13)$$

Осуществим переход из операторной области:

$$\left.\begin{aligned} W_{1f}(\omega) &= K_{1f}\cdot K_{\max}\cdot A^*_{1f}(\omega)\cdot e^{j\omega} = \frac{K^*_{1f}}{K_{\max}}\cdot K_{\max}\cdot A^*_{1f}(\omega)\cdot e^{j\omega} = K^*_{1f}\cdot A^*_{1f}(\omega)\cdot e^{j\omega} = \\ &= \frac{K^*_{1f}}{K_{\max}}\cdot A_{1f}(\omega)\cdot e^{j\omega} = \frac{K^*_{1f}}{K_{\max}}\cdot W_T(\omega) \end{aligned}\right\}, \quad (14)$$

где W_{1f} – передаточная функция канала;

K_{1f} – коэффициент усиления канала стабилизации, е.в.н./Гц/с;

$K_{\max}$ – максимальное значение амплитудо-частотной характеристики;

T_1, T_2 – постоянные времени;

p – оператор дифференцирования;

W_T – передаточная функция последовательных дифференциального и апериодического звеньев;

ω – частота колебаний;

$A_{1f}(\omega)$ – амплитудочастотная характеристика последовательных дифференциального и апериодического звеньев;

$e^{j\omega}$ – фазочастотная характеристика последовательных дифференциального и апериодического звеньев;

$A^*_{1f}(\omega)$ – амплитудочастотная характеристика последовательных дифференциального и апериодического звеньев, приведённая к своему максимальному значению;

K^*_{1f} – условный коэффициент усиления канала стабилизации, е.в.н./Гц/с.

Соответственно, при разных постоянных времени коэффициент усиления K^*_{1f} для исключения влияния собственного усиления последовательных дифференциального и апериодического звеньев должен быть одинаков для всех вариантов, а коэффициент усиления K_{1f} равен:

$$K_{1f} = \frac{K^*_{1f}}{K_{\max}}, \quad (14)$$

где K_{1f} – коэффициент усиления канала стабилизации;

K^*_{1f} – условный коэффициент усиления канала стабилизации, е.в.н./Гц/с;

$K_{\max}$ – максимальное значение амплитудочастотной характеристики канала стабилизации.

Значения коэффициентов усиления при ранее выбранных постоянных времени приведены в табл. 1. Значение K^*_{1f} принято равным 5 е.в.н./Гц/с для всех вариантов.

Таблица 1

Значения коэффициентов каналов стабилизации при различных постоянных времени каналов стабилизации

Значения постоянных времени	T_1 = 0,02 с, T_2 = 0,1 с	T_1 = 0,02 с, T_2 = 0,2 с	T_1 = 0,02 с, T_2 = 0,7 с
K^*_{1f}, е.в.н./Гц/с	5	5	5
$K_{\max}$	8,333	4,545	1,389
K_{1f}, е.в.н./Гц/с	0,6	1,1	3,6

Амплитудно-частотные характеристики генератора, работающего в сети, при различных значениях постоянных времени канала стабилизации по производной частоты напряжения статора и одинаковом относительном коэффициенте усиления приведены на рис. 4, *а*, соответствующие переходные процессы при КЗ в энергосистеме приведены на рис. 4, *б*.

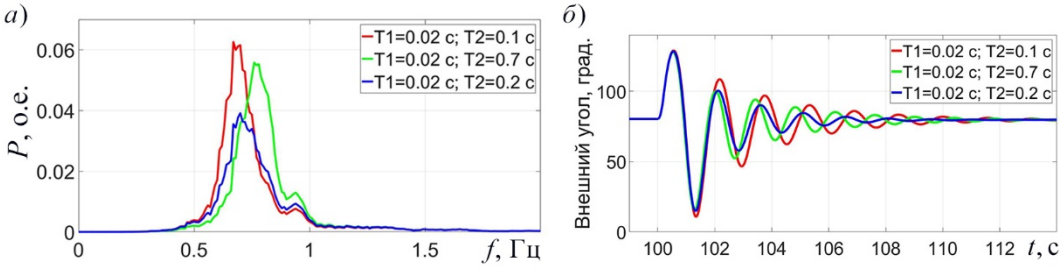


Рис. 4. *а*) амплитудно-частотные характеристики генератора, работающего в сети, при различных значениях постоянных времени канала стабилизации по производной частоты напряжения статора и одинаковом относительном коэффиценте усиления; *б*) колебания внешнего угла при трёхфазном КЗ за блочным трансформатором длительностью 0,2 с. при различных значениях постоянных времени канала стабилизации по производной частоты напряжения статора и одинаковом относительном коэффиценте усиления

Видно, что наиболее эффективное демпфирование с одинаковым относительным коэффициентом усиления достигается с помощью канала, постоянные времени которого были настроены таким образом, чтобы пик функционала и область эффективного демпфирования приходилась на наблюдаемую частоту электромеханических колебаний. Благодаря этому можно добиться наиболее эффективного демпфирования колебаний при меньших значениях коэффициентов усиления в каналах стабилизации, что позволяет обеспечить минимальный уровень высокочастотных шумов в напряжении возбуждения генератора.

Выводы

1. Изложены основные принципы стабилизации, благодаря которым осуществляется демпфирование колебаний.

2. Выполнена оценка эффективности идеального и реального канала стабилизации на основании сравнения площадей управляющего воздействия в различных фазах колебания ротора генератора.

3. Введено понятие «Функционал качества», на основании значения которого можно выделить области раскачивания, демпфирования и эффективного демпфирования.

4. Предложена методика настройки постоянных времени каналов стабилизации путём настройки пика функционала на наблюдаемые частоты электромеханических колебаний.

5. Отмечено, что введение наименьших возможных коэффициентов усиления снижает высокочастотные пульсации в напряжении возбуждения генератора.

6. На математической модели «Машина-линия-шины бесконечной мощности» показано применение методики и возможности получения наиболее эффективного демпфирования колебаний путём введения наименьших коэффициентов усиления.

Список литературы

1. *Юрганов А. А., Кожевников В. А.* Регулирование возбуждения синхронных генераторов. – СПб.: Наука, 1996. – 138 с.
2. *Есипович А. Х., Зеккель А. С.* Программный комплекс расчёта колебательной устойчивости и выбора настройки регуляторов возбуждения // Электрические станции, 1995, № 12.
3. *Беляев А. Н.* Динамические свойства и устойчивость транзитных электропередач и автономных энергосистем с новым управляемым силовым оборудованием. Дис. д-ра техн. наук. ФГБОУ ВПО СПбГПУ, Санкт-Петербург, 2011.
4. *Меркурьев Г. В., Шаргин Ю. М.* Устойчивость энергосистем. Расчёты: Монография. – СПб: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики». 2006. – 300 с.
5. *Комков А. Л., Вишняков А. А., Филимонов Н. Ю., Юрганов А. А., Бикбаев И. М., Прохоров К. В.* Определение частотных характеристик энергосистемы при проведении пусконаладочных работ на системе возбуждения турбогенератора ТГ5 Белоярской АЭС // Электрические станции, 2019, № 10.

Филимонов Никита Юрьевич, аспирант Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: filimonov_nick@mail.ru

Юрганов Алексей Анатольевич, докт. техн. наук, профессор, профессор Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: aayurganov@mail.ru

УДК 621.311

Е. В. Николаева, А. И. Фролов

Определение допустимых параметров электроэнергетического режима при синхронизации изолированного энергорайона с энергосистемой с разностью частот более 0,1 Гц

При синхронизации изолированного энергорайона, включающего в себя генераторы только одной электростанции, в большинстве случаев выполнение требования синхронизации при разности частот не более 0,1 Гц (п. 5.1.19 ПТЭ) является излишним и может привести к излишнему ограничению электропотребления в изолированном энергорайоне либо к снижению генерируемой мощности ниже границы технологического минимума генерирующего оборудования. В статье разработана методика определения допустимости увеличения диапазона разности частот между изолированным энергорайоном и энергосистемой в момент синхронизации для целей уменьшения управляющих воздействий, направленных в адрес субъектов электроэнергетики.

Ключевые слова: синхронизация изолированного района, динамическая устойчивость, разность частот.

Введение

При нормальной работе устройств синхронизации и АПВ включение на параллельную работу с энергосистемой генератора, работающего на изолированный район, осуществляется при разности углов на выключателе близкой к 0° эл. Часто в энергосистеме встречаются случаи наличия на электрических станциях устройств синхронизации, не оснащенных функциями улавливания синхронизма, или по каким-то причинам требуется осуществление синхронизации вручную. Тогда, для успешной синхронизации изолированного энергорайона с энергосистемой для восстановления нормальной работы энергосистемы и повышения надёжности электроснабжения потребителей необходимо выполнение следующих условий (критериев), обеспечивающих нахождение параметров электроэнергетического режима в области допустимых значений:

- сохранение динамической устойчивости генерирующего оборудования, расположенного в районе синхронизации;
- не превышение допустимых значений токов в статоре генераторов и в обмотках трансформаторов района синхронизации;
- исключение срабатывания устройств релейной защиты (РЗ) и устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР).

В зависимости от типа устройств синхронизации, среди которых наиболее распространенными являются колонка синхронизации, устройство управления выключателем, основными параметрами, определяющими допустимость синхронизации, являются:

- максимальная разность углов напряжений на зажимах выключателя;
- максимальная разность частот между изолированным районом и энергосистемой;
- максимальная разность модулей напряжений на зажимах выключателя;

- наибольшее значение напряжения в изолированном районе в точке синхронизации;
- наименьшее значение напряжения в изолированном районе в точке синхронизации.

Расчёт вышеперечисленных параметров и выдачу задания субъектам электроэнергетики выполняют диспетчерские центры. Данные задачи решаются путём проведения многочисленных расчётов электромеханических переходных процессов с помощью вычислительных программных комплексов (*RuStab*, *EUROSTA*G). В связи со значительной их трудоёмкостью, связанной с влиянием точности моделирования динамических свойств генерирующего оборудования и двигательной нагрузки в процессе синхронизации на получаемый результат, а также недоступностью достаточной информации для их (генераторов и нагрузки района) корректного моделирования, в данной статье проводится анализ процесса синхронизации для получения упрощенной методики, позволяющей произвести корректный выбор параметров устройств синхронизации с учётом приведённых выше условий успешной синхронизации, а также нормативной базы диспетчерских центров, регламентирующей нормальное функционирование энергосистемы.

Критерий сохранения динамической устойчивости генеррующего оборудования

Описание процесса синхронизации для оценки динамических свойств генерирующего оборудования проведем с помощью правила площадок ускорения и торможения. Схема замещения генератора, работающего в изолированном районе, представлена на рис. 1.

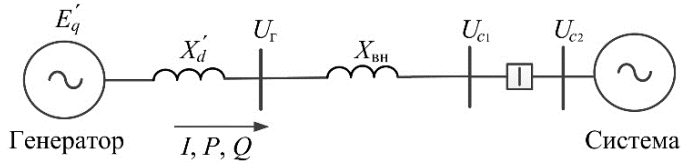


Рис. 1. Схема замещения для расчёта допустимых параметров синхронизации:
U_{c1}, U_{c2}, $U_г$ – напряжения на выключателе и на генераторе соответственно;
X_d' и E_q' – переходное сопротивление и переходная ЭДС;
P, Q, I – активная и реактивная мощности и ток генератора;
$X_{вн}$ – сопротивление, эквивалентное изолированному району до точки синхронизации

Угловые характеристики мощности синхронной машины до и после синхронизации (рис. 2) упрощенно описываются следующими выражениями (1):

$$P_{\text{до синхр}} = \frac{E_q' U_{C1}}{x_d' + x_{\text{ВН}}} \sin\delta, \quad P_{\text{после синхр}} = \frac{E_q' U_{C1}}{x_d' + x_{\text{ВН}}} \sin(\delta + \Delta). \tag{1}$$

Как будет показано далее, ограничивающим параметром режима является бросок тока в обмотках статора генератора и трансформатора, по этой причине при синхронизации допустимо для анализа динамических свойств генерирующего оборудования рассмотреть только действие синхронного момента (1), а асинхронный момент и реактивный момент, также действующие на ротор генератора, описание которых можно найти, например, в [1] или [2], не учитывать.

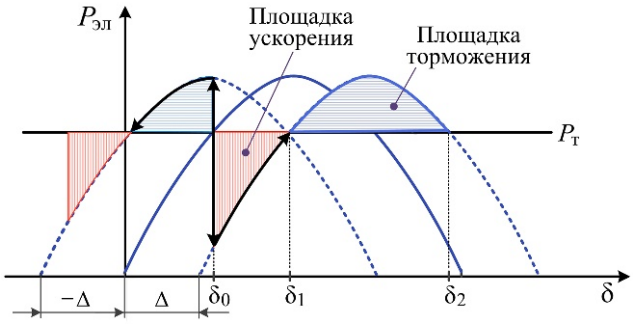


Рис. 2. Угловые характеристики электропередачи генератора до синхронизации (сплошная кривая) и после (штриховая кривая) синхронизации с отрицательным углом (смещение характеристики влево) и с положительным углом (смещение характеристики вправо)

Рассмотрим влияние разности частот на динамическую устойчивость генерирующего оборудования. Кинетическая энергия вращающейся машины определяется известной формулой $W = \frac{J\omega^2}{2}$, где $J = \frac{GD^2}{4g}$ – момент инерции машины, ω – частота вращения. В изолированном районе запасаемую энергию можно определить следующим выражением:

$$W_р = \frac{J_р\omega_р^2}{2} = \frac{J_р(\omega_с + \Delta\omega)^2}{2} = \frac{J_р\omega_с^2}{2} + \frac{J_р\Delta\omega^2}{2} + J_р\Delta\omega\omega_с = \frac{J_р\omega_с^2}{2} + \Delta W_{изм}, \quad (2)$$

где Δω –разность частот между энергосистемой и изолированным районом (может принимать как отрицательное, так и положительное значение); $\Delta W_{изм}$ – энергия, которую генератор должен израсходовать после включения выключателя, чтобы процесс синхронизации прошел успешно. Величина $\Delta W_{изм}$ по сравнению с энергией, которая определяется площадками ускорения и торможения, получаемыми при простом переходе при смещении угловой характеристики на угол на выключателе, пренебрежимо мала (в среднем при разности частот ±0,8 Гц составляет до 5 % от предельного значения энергий торможения и ускорения). Поэтому рекомендация о допустимости синхронизации при разнице частот ±0,1 Гц, приведённая в [3], может излишне ограничивать область допустимых значений разности частот при синхронизации.

Учитывая выражения (1) и (2), критерий динамической устойчивости по правилу площадей будет иметь вид (3):

$$\int_{\delta_0}^{\delta_1} \frac{E_q' U_{C1}}{x_d' + x_{ВН}} \sin\delta \, d\delta + \frac{J_р\Delta\omega^2}{2} + J_р\Delta\omega\omega_с \le \int_{\delta_1}^{\delta_2} \frac{E_q' U_{C1}}{x_d' + x_{ВН}} \sin(\delta + \Delta) \, d\delta. \quad (3)$$

Из (3) следует, что на выполнение условия сохранения динамической устойчивости влияют следующие параметры:

- разность частот;
- разность углов напряжений на выключателе;
- величина модуля напряжения на выключателе;
- сопротивление района до точки синхронизации.

По результатам расчётов предельной разности углов синхронизации при разных значениях скольжения района, при разных значениях эквивалентного сопротивления внешней сети до точки синхронизации и при разных значениях напряжения на контактах включаемого выключателя построены круговые диаграммы, приведённые на рис. 3–5.

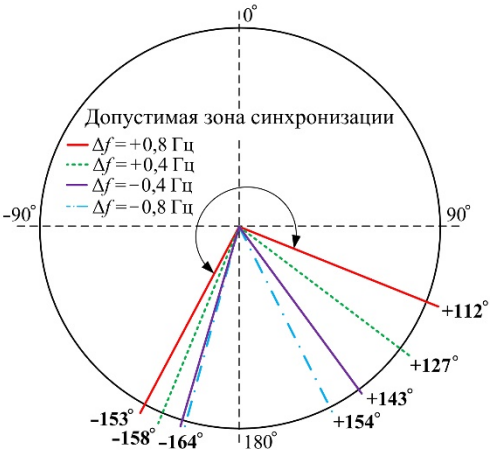


Рис. 3. Диаграмма предельных углов синхронизации при разных значениях скольжения района

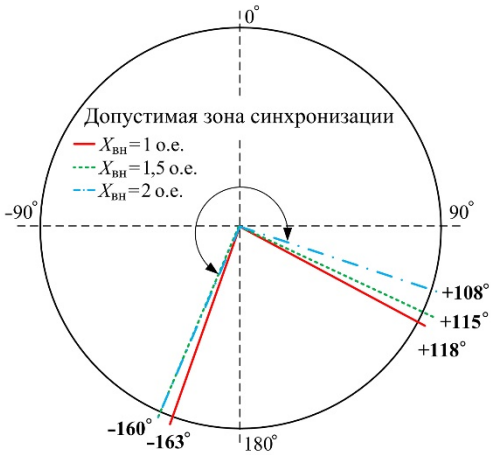


Рис. 4. Диаграмма предельных углов синхронизации при разных значениях эквивалентного сопротивления внешней сети до точки синхронизации

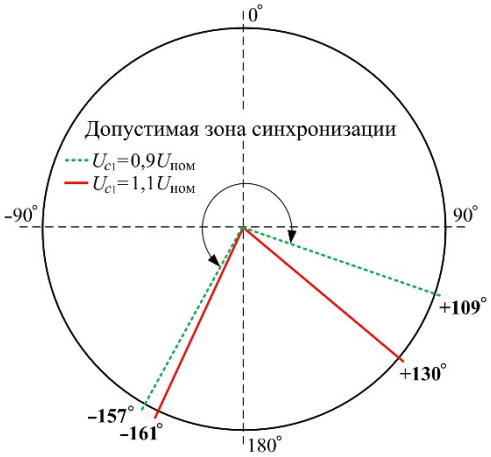


Рис. 5. Диаграмма предельных углов синхронизации при разных значениях напряжения на контактах включаемого выключателя

Из рис. 3 видно, что при одном и том же модуле разности частот предельные углы при отрицательных значениях скольжения больше, чем при положительных. Это объясняется тем, что в случаях, когда после замыкания выключателя асинхронный момент, создаваемый генератором, больше момента турбины, то при отрицательной угловой скорости успешность синхронизации повышается. Более подробные теоретические выкладки по данному вопросу можно найти в [1].

Из круговой диаграммы, построенной в зависимости от величины внешнего эквивалентного сопротивления изолированного района, представленной на рис. 4,

видно, что зависимость предельного угла от точки синхронизации по условию сохранения динамической устойчивости минимальна.

На рис. 5 представлена круговая диаграмма, построенная в зависимости от величины напряжения на контактах выключателя (U_{c1}). При синхронизации выделенного района на выключателях шин высокого напряжения (110 кВ и выше) электростанций, где возможно обеспечение номинального напряжения сети действиями оперативного диспетчерского персонала различие напряжения в изолированном районе в точке синхронизации в большинстве случаев не должно быть ниже 10 % от $U_{ном}$. При этом со стороны энергосистемы целесообразно принять значение напряжения, равное наибольшему рабочему, для учёта более тяжелых условий при синхронизации.

Критерий не превышения допустимых значений токов

Согласно полученным результатам расчётов параметров синхронизации, проведенных в ЭС Санкт-Петербурга и Ленинградской области, основным ограничением угла синхронизации является бросок тока по обмотке статора генератора, а также бросок тока по включаемому сетевому элементу, который является пусковым фактором для устройств РЗ. Зависимость броска тока по включаемому сетевому элементу от угла синхронизации на примере синхронизации района Правобережной ТЭЦ (ТЭЦ-5) представлена на рис. 6. Аналогичный характер имеет зависимость броска тока по обмотке статора генератора Правобережной ТЭЦ (ТЭЦ-5) (рис. 7).

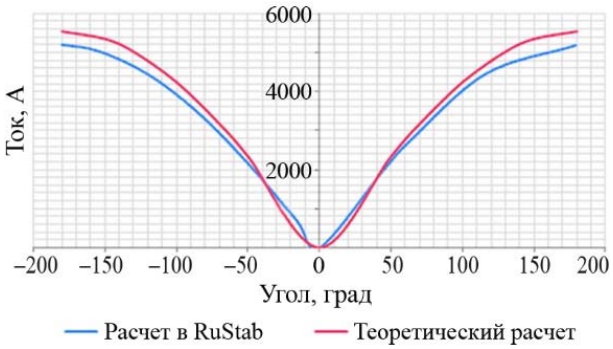


Рис. 6. Зависимость броска тока по включаемому сетевому элементу от угла синхронизации

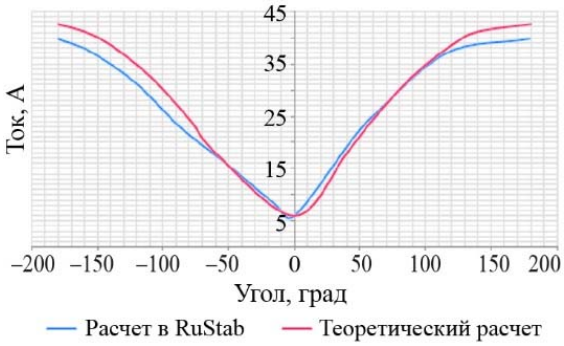


Рис. 7. Зависимость броска тока по обмотке статора генератора от угла синхронизации

Величина броска тока определяется углом между векторами напряжения и выражением (4):

$$I_{\text{НС}} = \frac{\sqrt{|E_{\Gamma}|^2 + |U_{c2}|^2 - 2|E_{\Gamma}||U_{c2}|\cos\Delta}}{\sqrt{3}(X_d'' + X_{\text{ВН}} + X_{\text{ЭЛ}})}. \quad (4)$$

Как следует из [4], величины токов при синхронизации $I_{\text{НС}}$ не должны превышать значений, описываемых выражениями (5) для турбогенераторов и гидрогенераторов с демпферными контурами:

$$\frac{I_{\text{НС}}}{I_{\text{ном}}} = \frac{0{,}625}{\sqrt{3}X_d''}. \quad (5)$$

В [5] указано о необходимости контроля перетоков активной мощности в контролируемых сечениях в переходном процессе при синхронизации. Данное условие, на наш взгляд, является избыточным как при рассмотрении синхронизации небольших районов с энергосистемой, так и при рассмотрении синхронизации двух мощных энергосистем, в связи с тем, что переходный процесс при синхронизации достаточно быстротечный и не превышает 5–10 с для небольших районов. В случае с мощными энергосистемами несинхронное включение может вызвать синхронные качания, чего, безусловно, необходимо избегать, но и их период составляет не более 1 мин. Таким образом, в соответствии с инструкцией по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России, превышение перетока активной мощности в контролируемом сечении длительностью 1 мин не является перегрузкой контролируемого сечения (допустимая длительность – 20 мин).

Пример для генератора номинальной мощностью 200 МВ·А: *Xd”* = 0,173 Ом, $I_{\text{ном}}$ = 7,225 кА, $I_{\text{НС}}$ = 0,625/0,173·7,225 = 26,08 кА. Для ЭС Санкт-Петербурга и Ленинградской области ориентировочный предельный угол при синхронизации при допустимой величине броска тока по статору генератора, полученный на основе проведенных расчётов, составляет 35–70° эл. Ориентировочный предельный угол при синхронизации при отсутствии срабатывания устройств РЗ генератора и элементов внешней сети составляет 120–150° эл. Необходимо отметить, что при расчётах параметров синхронизации, проведенных для ЭС Санкт-Петербурга и Ленинградской области, не рассматривались срабатывания устройств РЗ, установленных в сети собственных нужд станции в связи с отсутствием корректной и полной информации. Таким образом, для недопущения срабатывания устройств РЗ в сети собственных нужд станции предельный угол синхронизации принимался на основании фактических примеров срабатывания – и не должен превышать 70° эл. Многочисленные расчёты процессов синхронизации в ЭС Санкт-Петербурга и Ленинградской области показали, что прежде всего параметры синхронизации ограничены условиями не превышения допустимой кратности периодической составляющей тока несинхронного включения генераторов.

Выводы

На основании аналитической оценки процесса синхронизации и проведенных расчётов синхронизации для ЭС Санкт-Петербурга и Ленинградской области

разработана следующая методика определения допустимых параметров электроэнергетического режима при синхронизации изолированных районов с энергосистемой:

1. Определение предельного угла векторов напряжений на контактах выключателя по условию допустимости бросков токов по включаемому элементу электрической сети, а также по обмотке статора синхронизируемых генераторов, но не более 70° эл.

2. Проверка полученных значений предельных углов на предмет сохранения динамической устойчивости генерирующего оборудования при разности частот ±0,4 Гц при напряжении в изолированном районе в точке синхронизации равном $0{,}9U_{\text{ном}}$ и при значении напряжения со стороны энергосистемы в точке синхронизации равному наибольшему рабочему напряжению.

Список литературы

1. *Веников В. А.* Переходные электромеханические процессы в электрических сетях. – М.: Высшая школа, 1985. – 536 с.
2. *Павлов Г. М., Меркурьев Г. В.* Автоматика энергосистем. – 2001. – 388 с.
3. Пособие для изучения Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей. Электрическое оборудование. – М.: НЦ ЭНАС, 2002. – 356 с.
4. *Барзам А. Б.* Несинхронное включение генераторов и частей энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 446 с.
5. *Вагапов Н. Р.* Разработка и опытная проверка рекомендаций по определению допустимых параметров синхронизации / Материалы X Международной молодёжной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи – 2019». – Иркутск. 2019. Т. II. – С. 179.

Николаева Елена Владиславовна, инженер отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: nikolaeva_e@ntcees.ru

Фролов Александр Игоревич, начальник отдела устойчивости и противоаварийной автоматики СЭР Филиала АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ.

E-mail: frolov-ai@lenrdu.so-ups.ru

УДК 621.311

Л. А. Кощеев, Е. Н. Попков, А. О. Фешин

Разработка математических моделей регуляторов активной мощности и напряжения ветроэнергетической установки

Предложены алгоритмы регулирования активной мощности и напряжения ветроэнергетической установки при работе в составе электроэнергетической системы. Ветроэнергетическая установка содержит синхронный генератор с возбуждением от постоянных магнитов, выпрямитель с искусственной коммутацией вентилей и автономный инвертор напряжения. Разработанные автоматические регуляторы дополняют систему управления инвертором. Показана эффективность работы предлагаемых регуляторов в широком диапазоне скоростей вращения ветротурбины.

Ключевые слова: регулятор активной мощности, регулятор напряжения, автономный инвертор напряжения, ветроэнергетическая установка, ветроэлектрическая станция.

Введение

В последние десятилетия существенное развитие получила энергетика на основе возобновляемых источников энергии. В первую очередь это обусловлено ограниченными запасами ископаемых топливных ресурсов и экологическими проблемами, связанными с продуктами сгорания топлива [1].

По данным Международного энергетического агентства [2] мировое производство электроэнергии за период 1990–2017 гг. увеличилось с 11 900 ТВт·ч до 25 721 ТВт·ч. При этом электрические станции на основе нетрадиционных источников энергии увеличили долю в производстве электроэнергии с 0,35 % до 6,49 %. Изменилась и структура генерации электроэнергии на этих станциях: если в 1990 г. 87,5 % электроэнергии производилось на геотермальных электростанциях, то в 2017 г. 67,5% вырабатывали ветроэлектростанции (ВЭС) и 27,2 % солнечные (СЭС). По данным Международного агентства по возобновляемым источникам энергии [3] установленная мощность ВЭС и СЭС на 2017 г. составила соответственно 514,62 ГВт и 391,06 ГВт; на 2018 г. – 563,73 ГВт и 485,83 ГВт.

Представленные данные указывают на следующие тенденции. Во-первых, происходит постепенное увеличение доли ВЭС и СЭС в общей структуре генерации электроэнергии. Во-вторых, рост единичной мощности энергоустановок приводит к росту установленной мощности ВЭС и СЭС, что делает их соизмеримыми по мощности с электростанциями традиционной энергетики.

Наличие в электроэнергетической системе значительного количества мощных ВЭС и СЭС влияет на ее устойчивость и надежность функционирования. В связи с этим проводятся исследования, направленные на выявление особенностей параллельной работы электростанции с мощной энергосистемой [4–7], рассматриваются вопросы моделирования оборудования электростанций [8, 9].

В статье рассматривается параллельная работа ветроэнергетических установок (ВЭУ) в составе ВЭС с мощной энергосистемой. Данная статья продолжает и развивает работу [9]. Исследование параллельной работы ВЭС с энергосистемой проводилось на основе имитационного моделирования процессов в вычислительном комплексе «РИТМ» [10].

Структура ВЭУ и ВЭС

Рассматриваемая ВЭС состоит из однотипных ВЭУ. ВЭУ имеет горизонтально-осевую наветренную турбину с тремя лопастями. Турбина оснащена системой регулирования вращения лопастей. Гондола ВЭУ обладает системой ориентации по ветру.

Генератором ВЭУ является безредукторная шестифазная синхронная машина с возбуждением от постоянных магнитов. Использование таких машин предполагает применение преобразователя частоты, включающего выпрямитель и инвертор.

Выпрямитель генератора содержит два трёхфазных тиристорных преобразователя, выполненных по схеме Ларионова. Каждый преобразователь дополнен трёхфазным тиристорным коммутатором и трёхфазной батареей коммутирующих конденсаторов. Полученная схема обеспечивает искусственную коммутацию вентилей выпрямителя. Как показано в [9], данное решение позволяет снять с генератора максимальную активную мощность.

В качестве инвертора используется трёхфазный автономный инвертор напряжения (АИН), выполненный по двухуровневой схеме Ларионова [11]. Инвертор содержит шесть полностью управляемых ключей – транзисторов и шесть неуправляемых – диодов. Задачей АИН является формирование на выходе преобразователя напряжения, у которого амплитуда, частота и начальная фаза основной гармоники соответствуют заданным значениям. Решение этой задачи осуществляется с помощью системы управления АИН.

Работа системы управления трёхфазного АИН основана на широтно-импульсной модуляции трёхфазной симметричной системы синусоидальных напряжений управления. Пилообразное опорное напряжение частотой 2 кГц является общим для всех трёх фаз. Напряжения управления сравниваются с опорным напряжением, и при их совпадении происходит генерация сигнала, который переводит очередной транзистор в проводящее или непроводящее состояние.

Наличие высокочастотных коммутаций транзисторов приводит к искажению выходного напряжения преобразователя. С целью обеспечения нормативных показателей качества электроэнергии необходимо применение фильтра на выходе АИН. Расчеты показали, что при величинах индуктивности и емкости фильтра 100 мкГн и 500 мкФ коэффициент несинусоидальности напряжений составляет 4 % (запас 1 % от нормативного значения 5 %).

Схема имитационной модели, которая соответствует описанной структуре ВЭУ, представлена на рис. 1. Схему образуют:

- шестифазная вентильная машина (*блок с номером 1*);
- датчики фазных напряжений (*блоки с номерами 2 и 3*);
- датчики текущих значений трёхфазной активной и реактивной мощностей (*блоки с номерами 4 и 5*);
- сумматоры определения текущих значений активной и реактивной мощностей генератора (*блоки с номерами 12 и 13*);
- тиристорные выпрямители (*блоки с номерами 6 и 7*);
- системы управления выпрямителями (*блоки с номерами 16 и 17*);
- тиристорные коммутаторы (*блоки с номерами 21 и 22*);
- системы управления вентилями коммутаторов (*блоки с номерами 23 и 24*);

- батареи коммутирующих конденсаторов (*блоки с номерами 19 и 20*);
- датчики выпрямленного напряжения (*блоки с номерами 9, 10 и 11*);
- дроссель звена постоянного тока (ЗПТ) (*блок с номером 18*);
- батарея конденсаторов ЗПТ (*блок с номером 8*);
- АИН (*блок с номером 31*);
- система управления вентилями АИН;
- дроссель выходного фильтра АИН (*блок с номером 35*);
- батарея конденсаторов выходного фильтра АИН (*блок с номером 36*).

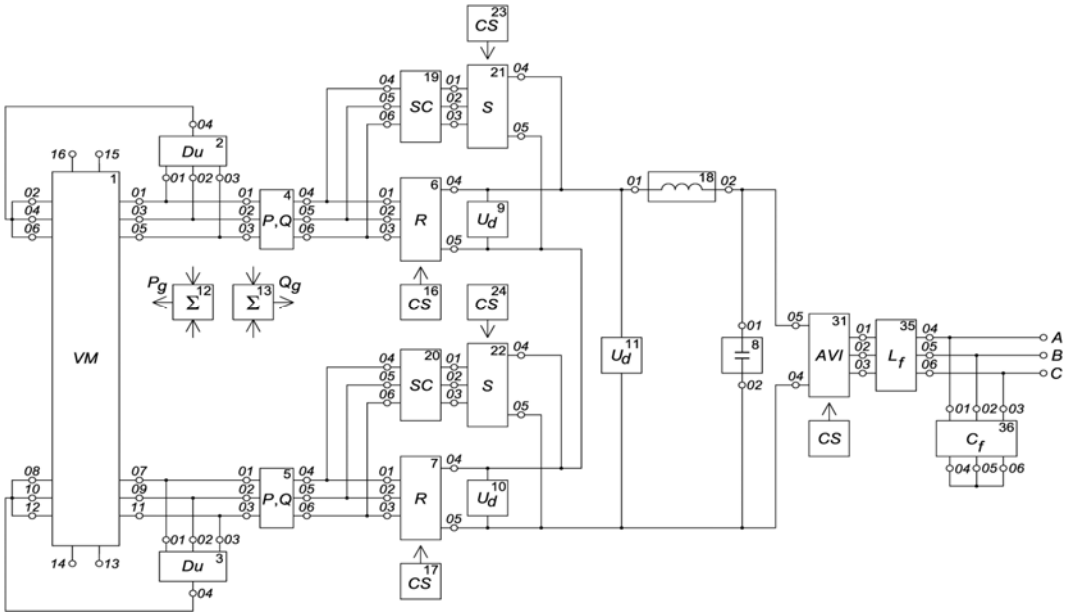


Рис. 1. Схема имитационной модели электрической подсистемы ВЭУ

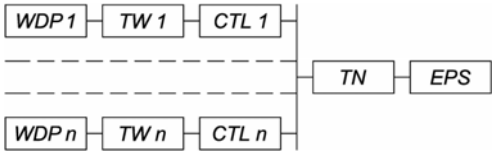


Рис. 2. Радиальная схема соединения ВЭУ в составе ВЭС

Объединение ВЭУ в составе ВЭС выполнено по радиальному принципу (рис. 2). Каждая ВЭУ имеет собственный повышающий трансформатор (*TW*), который кабельной линией электропередачи (*CTL*) соединен с шинами низкого напряжения сетевого трансформатора (*TN*). ВЭС работает параллельно с электроэнергетической системой (*EPS*). Параметры повышающих трансформаторов ВЭУ и кабельных линий принимаются одинаковыми для каждой ВЭУ. Мощность сетевого трансформатора соответствует максимальной мощности ВЭС.

Структура регуляторов

ВЭС, работающие в составе электроэнергетической системы, должны обеспечивать ее надежное функционирование в нормальных и аварийных режимах [7, 12]. В частности, одним из требований, предъявляемым к ВЭС, является поддержание частоты и напряжения в электрической сети. Решение этой задачи возложено на автоматические регуляторы активной мощности и напряжения, которые являются частью системы управления АИН.

В основе предлагаемых регуляторов лежит пропорционально-интегральный (ПИ) закон управления. Выбор этого закона обусловлен следующими причинами. Во-первых, наличие интегрального канала позволяет осуществлять астатическое управление. Во-вторых, ПИ-регулятор отличается малой чувствительностью к шумам в канале измерения. В-третьих, наличие только двух каналов упрощает настройку регулятора.

Стоит отметить некоторые особенности работы ВЭУ, которые учитываются в предлагаемых регуляторах. Во-первых, располагаемая активная мощность ВЭУ, фазные напряжения и, следовательно, выпрямленное напряжение зависят от скорости вращения ротора генератора ВЭУ. Во-вторых, в рабочем диапазоне скорости вращения ротора ВЭУ токовая загрузка дросселя ЗПТ не должна превышать допустимой.

Регулятор активной мощности изменяет начальную фазу напряжения управления, тем самым изменяя угол между вектором напряжения на выходе АИН и вектором напряжения приемной энергосистемы. Изменение угла между векторами напряжений, согласно угловой характеристике мощности, приводит к нелинейному изменению выдаваемой в энергосистему активной мощности. Структурная схема предлагаемого регулятора представлена на рис. 3, где ФПС – фильтр постоянной составляющей.

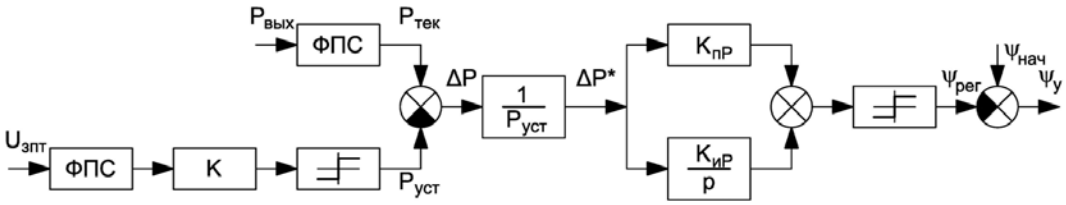


Рис. 3. Структурная схема регулятора активной мощности

Принцип действия регулятора основан на выработке управляющего воздействия, вызванного отклонением постоянной составляющей текущей активной мощности от уставки. Текущая активная мощность $P_{вых}$ является выходной мощностью АИН.

Уставка по активной мощности рассчитывается на основе текущего значения напряжения $U_{ЗПТ}$ на батарее конденсаторов ЗПТ. Такой выбор позволяет получить в качестве уставки значение располагаемой активной мощности ВЭУ. В напряжении выделяется постоянная составляющая, которая умножается на коэффициент передачи К пропорционального звена. Величина коэффициента передачи определяется из условия допустимой токовой загрузки машины или дросселя ЗПТ. Сигнал на выходе ограничителя представляет уставку активной мощности $P_{уст}$.

Постоянная составляющая активной мощности сравнивается с уставкой, в результате формируется сигнал рассогласования ΔP^* в относительных единицах. Этот сигнал направляется на два канала: пропорциональный с коэффициентом передачи $К_{пР}$ и интегральный с коэффициентом передачи $К_{иР}$. Далее выходные сигналы каналов суммируются, и результат поступает на ограничитель. В том случае, если суммарный сигнал достигает уровня ограничения, изменение составляющей интегрального канала прекращается до появления рассогласования, направленного на возвращение сигнала в рабочий диапазон. Текущее значение полученного таким образом выходного сигнала ограничителя принимается в качестве текущего значения

сигнала управления регулятора $\psi_{рег}$. Итоговое значение фазы напряжения основной гармоники на выходе АИН $\psi_у$ складывается из постоянной составляющей $\psi_{нач}$, которая обеспечивает синхронизацию с энергосистемой, и переменной составляющей $\psi_{рег}$, которая обеспечивает выход ВЭУ на режим с максимальной мощностью.

Регулятор напряжения воздействует на амплитуду напряжения управления, тем самым изменяя амплитуду напряжения на выходе АИН. Структурная схема предлагаемого регулятора представлена на рис. 4.

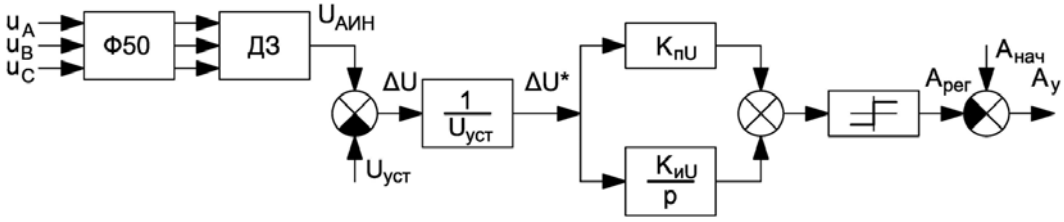


Рис. 4. Структурная схема регулятора напряжения

Принцип действия регулятора основан на выработке управляющего воздействия, вызванного отклонением действующего значения вектора трёхфазной системы напряжений на батарее конденсаторов выходного фильтра АИН от уставки. Фазные напряжения для устранения искажений проходят через резонансный фильтр, настроенный на основную гармонику. После этого определяется действующее значение напряжения $U_{АИН}$. Уставка по напряжению является фиксированной и выставляется на основе желаемого режима работы ВЭУ по реактивной мощности с индуктивным, емкостным или единичным коэффициентом мощности. В остальной части принцип работы регулятора напряжения не отличается от принципа работы регулятора активной мощности.

Параллельная работа ВЭС и электроэнергетической системы

Предлагаемые регуляторы должны обеспечивать синхронизацию ВЭУ с электроэнергетической системой с последующим выходом ВЭУ на нормальный режим работы. Это требование должно выполняться как для одиночной ВЭУ, так и для ВЭУ в составе ВЭС. Как указывалось ранее, алгоритм работы регулятора активной мощности направлен на передачу максимальной активной мощности ВЭУ и поэтому не содержит закона, который отвечает за уменьшение выдаваемой мощности. Регулирование реактивной мощности ВЭУ осуществляется изменением задаваемой уставки регулятора напряжения. Таким образом, в нормальных режимах работы ВЭУ предложенные регуляторы обеспечивают принудительное изменение только реактивной мощности.

Проверка эффективности действия предлагаемых регуляторов проводилась путём моделирования процесса точной синхронизации ВЭС и электроэнергетической системы. ВЭС состоит из трёх однотипных ВЭУ. Поскольку в границах ветропарка энергия ветра может распределяться неравномерно, то ВЭУ имеют различные скорости вращения роторов генераторов, которые составляют 80, 100 и 120 % от номинальной скорости вращения. Описание соединений ВЭУ между собой и с энергосистемой представлено на рис. 1 и 2. Параметры регуляторов принимались одинаковыми для каждой ВЭУ.

На рис. 5 представлены осциллограммы, которые иллюстрируют работу регуляторов активной мощности. Осциллограммы подтверждают отмеченную ранее зависимость располагаемой активной мощности ВЭУ от скорости вращения ветротурбины. Батарея конденсаторов ЗПТ каждой ВЭУ была предварительно заряжена до напряжения, соответствующего номинальной мощности генератора ВЭУ, поэтому графики уставок мощности начинаются из одной точки, отличной от нуля. В течение процесса синхронизации уставки изменяются, поскольку их значения рассчитываются на основе текущего значения напряжения на батарее конденсаторов ЗПТ. Осциллограммы текущих мощностей начинаются от нуля, поскольку до момента синхронизации в датчиках мощности отсутствовало протекание тока. К моменту времени 1,4 с переходный процесс практически заканчивается, и текущая активная мощность каждой ВЭУ соответствует уставке.

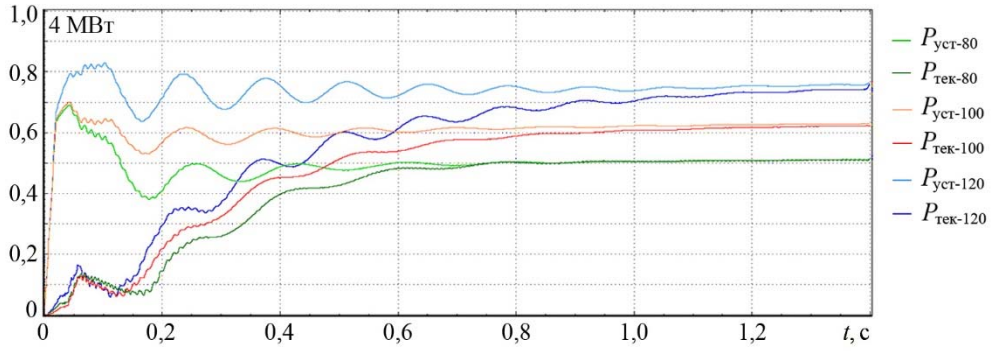


Рис. 5. Осциллограммы работы регуляторов активной мощности

На рис. 6 представлены осциллограммы, которые иллюстрируют работу регуляторов напряжения. Уставка напряжения для всех ВЭУ принимается одинаковой. Видно, что независимо от скорости вращения ветротурбин регуляторы обеспечивают требуемый уровень напряжения: к моменту времени 1,0 с переходный процесс заканчивается, и напряжение на выходе АИН каждой ВЭУ соответствует уставке.

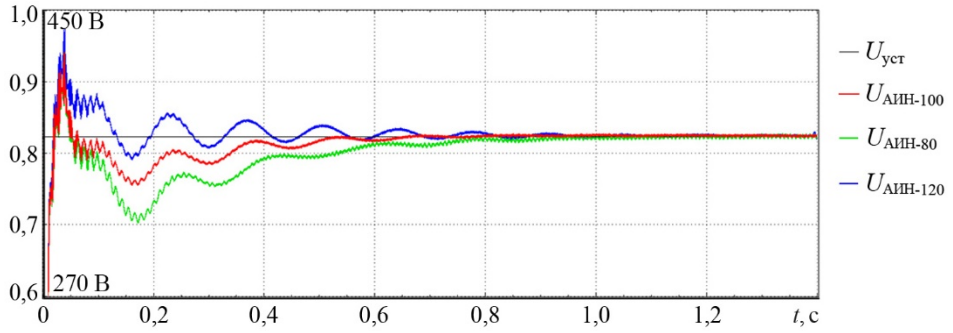


Рис. 6. Осциллограммы работы регуляторов напряжения

Основные параметры, характеризующие нормальный режим работы ВЭУ в составе электроэнергетической системы, представлены в табл. 1. Из этих данных видно, что ВЭС генерирует 7,43 МВт и 0,65 МВар, что соответствует коэффициенту мощности 0,996.

Таблица 1

Параметр	**ВЭУ 120 %**	**ВЭУ 100 %**	**ВЭУ 80 %**
Скорость вращения ротора ВЭУ, об/мин	18,3	15,3	12,3
Выходная активная мощность ВЭУ, МВт	2,93	2,47	2,03
Выходная реактивная мощность ВЭУ, МВАр	0,13	0,23	0,29
Постоянная составляющая напряжения на батарее конденсаторов ЗПТ, кВ	3,63	3,02	2,45
Коэффициент пульсаций на батарее конденсаторов ЗПТ, %	3,0	4,0	7,0
Постоянная составляющая тока дросселя ЗПТ, А	807,0	817,0	827,0
Амплитуда напряжений управления	0,3	0,36	0,44
Начальная фаза напряжений управления, град	18,2	15,4	12,8
Действующее значение фазного напряжения на выходе АИН, В	370,0		

Работа ВЭУ с малой скоростью вращения ротора

Данные, приведенные в табл. 1, показывают, что с уменьшением скорости вращения ротора ВЭУ увеличиваются пульсации напряжения на батарее конденсаторов ЗПТ. Как следствие, это приводит к росту несинусоидальных искажений в сети переменного тока. Снижение уровня пульсаций и искажений осуществляется увеличением параметров элементов ЗПТ и выходного фильтра АИН.

Данные, приведенные в табл. 1, показывают, что уменьшение генерируемой мощности ВЭУ сопровождается увеличением тока дросселя ЗПТ и снижением напряжения на батарее конденсаторов ЗПТ. Различная скорость изменения тока и напряжения может привести к тому, что при малой скорости вращения ротора ВЭУ токовая загрузка дросселя ЗПТ превысит допустимое значение. Предложено исключить токовую перегрузку дросселя корректировкой алгоритмов работы регуляторов. Эта корректировка заключается в следующем:

- введение в алгоритм расчета уставки активной мощности составляющей, которая обеспечивает снижение уставки при низком значении напряжения на батарее конденсаторов ЗПТ;
- введение в алгоритм формирования сигналов управления $\psi_{рег}$ и $A_{рег}$ составляющих, которые обеспечивают снижение этих сигналов при низком значении напряжения на батарее конденсаторов ЗПТ.

Введение предложенных корректировок в алгоритмы работы регуляторов активной мощности (см. рис. 3) и напряжения (см. рис. 4) приводит к единой структуре регулятора активной мощности и напряжения. Структурная схема регулятора представлена на рис. 7, где красным цветом выделена часть схемы, которая осуществляет регулирование активной мощности, зеленым – регулирование напряжения; синим цветом выделены корректирующие связи.

Алгоритм работы корректирующих связей основан на сравнении текущего значения напряжения на батарее конденсаторов ЗПТ с номинальным. Полученное рассогласование приводится к относительным единицам и при необходимости ограничивается. При малых скоростях вращения ротора ВЭУ рассогласование имеет отрицательный знак, поэтому выходной сигнал сумматора *sr* меньше единицы.

Умножение этого сигнала на выходной сигнал с ограничителя приводит к уменьшению выходного сигнала регулятора.

Уставка активной мощности формируется двумя составляющими. Первая составляющая является основной и рассчитывается на основе текущего значения напряжения на батарее конденсаторов ЗПТ. Вторая составляющая является дополнительной и корректирует первую в сторону уменьшения при малых скоростях вращения ротора ВЭУ. Величина коррекции определяется отклонением напряжения на батарее конденсаторов ЗПТ от номинального.

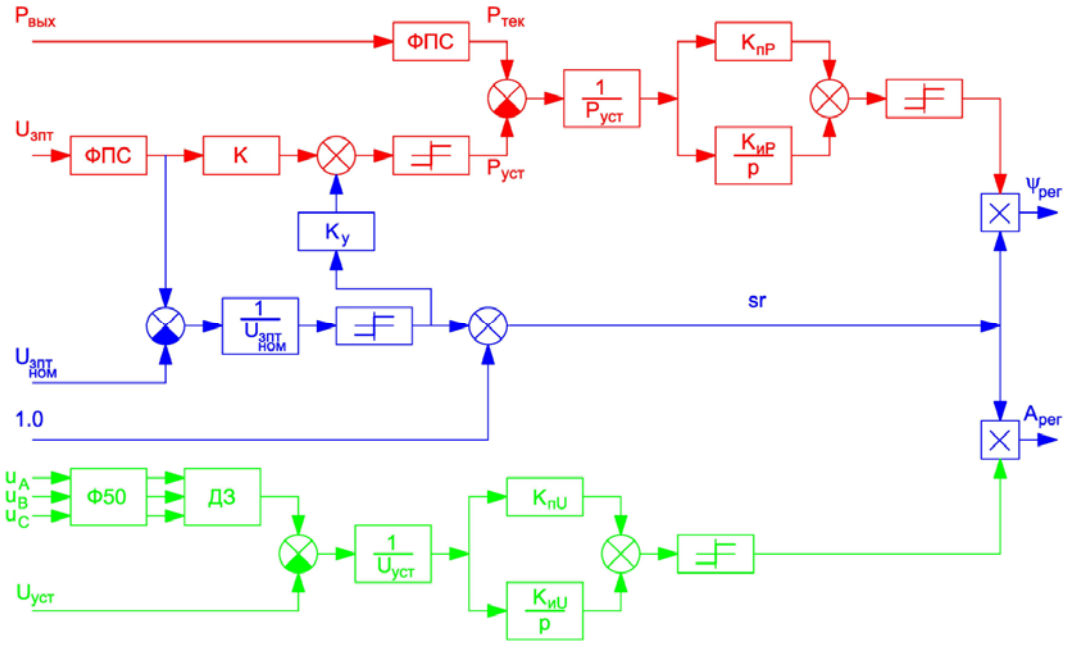


Рис. 7. Структурная схема регулятора с корректирующими связями

Эффективность работы предложенного регулятора с корректирующими связями проверялась путём моделирования процесса точной синхронизации рассматриваемой ВЭС и электроэнергетической системы. ВЭС содержит ВЭУ со скоростями вращения роторов 100, 80 и 40 % от номинальной. На рис. 8 представлены осциллограммы, которые иллюстрируют работу канала регулирования активной мощности регулятора с корректирующими связями.

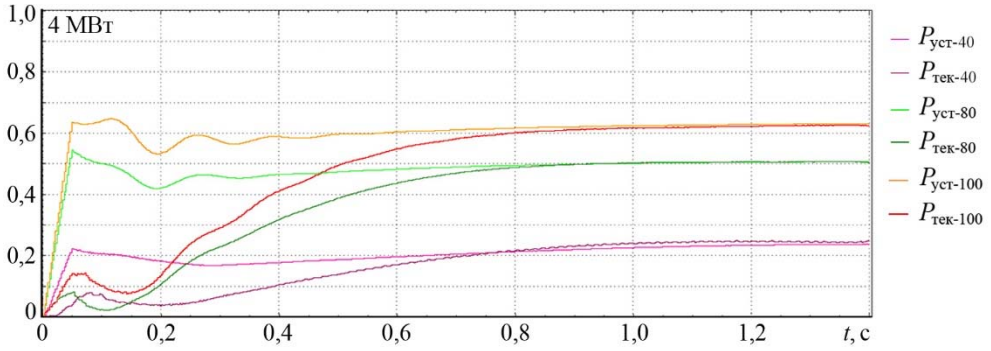


Рис. 8. Осциллограммы работы канала регулирования активной мощности

Сравнение осциллограмм на рис. 5 и 8 позволяет отметить, что использование регулятора с корректирующими связями обеспечивает повышение быстродействия и пониженную колебательность процесса. К моменту времени 1,4 с переходный процесс практически заканчивается, и текущая активная мощность каждой ВЭУ соответствует уставке.

Результаты моделирования показывают, что дополнение предложенных регуляторов корректирующими связями и увеличение параметров элементов ЗПТ и выходного фильтра АИН позволяют задействовать на параллельную работу ВЭУ с малыми скоростями вращения роторов. Напряжение и активная мощность на выходе каждой ВЭУ соответствуют уставкам, при этом уставка по активной мощности принимает максимальное значение с учетом скорости вращения ротора ВЭУ и токовой загрузки дросселя ЗПТ.

Заключение

1. Разработана система управления АИН ВЭУ, которая включает регуляторы активной мощности и напряжения.

2. Выполнено моделирование процесса синхронизации ВЭС с электроэнергетической системой. Показано, что ВЭС, в составе которой ВЭУ имеют различные скорости вращения роторов, способна выйти на режим с заданным напряжением и максимальной активной мощностью за 1,4 с.

3. Предложена структура регулятора активной мощности и напряжения, который обеспечивает параллельную работу ВЭУ с электроэнергетической системой в диапазоне скоростей вращения ротора ВЭУ от 40 до120 % от номинальной.

Список литературы

1. *Елистратов В. В*. Возобновляемая энергетика. / В. В. Елистратов. – 3-е изд., доп. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2016. – 424 с.
2. International Energy Agency Statistics: https://www.iea.org/statistics/
3. IRENA (2019), Renewable capacity statistics 2019, International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi.
4. *Воробьев В. С.* Особенности организации релейной защиты в схемах подключения ветряных и солнечных электростанций к ЕЭС России / В.С. Воробьев и др. // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2017, № 1(76) – С. 28–35.
5. *Попков Е. Н., Сейт Р. И.* Опыт эксплуатации солнечных электростанций в части их параллельной работы с ЕЭС России // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2017, № 2 (77) – С. 119–125.
6. *Popkov E. N., Seyt R. I., Feshin A. O*. The Possibility of Participation of Solar Power Plants in the Primary Frequency Control // 2019 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering – Saint Petersburg, 2019 – p. 1035-1039. DOI: 10.1109/EIConRus.2019.8657143
7. *Шескин Е. Б*. Проблемы использования потенциала возобновляемых источников энергии для регулирования частоты в электрических системах // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2019, № 1(80). – С. 97–104.
8. *Касьянов С. Е., Москаленко В. В., Рывлин И. А., Суворов Е. С., Шескин Е. Б.* Принципы моделирования ветроэнергетических установок для расчета токов

короткого замыкания // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2017, № 1 (76). – С. 21–27.

9. *Mustonen M. A., Kuchinskiy V. G., Adalev A. S., Popkov E. N., Feshin A. O.* The Rectifier of the Generator with Excitation from Permanent Magnets of the Wind-Driven Power Plant // 2019 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering – Saint Petersburg, 2019 – p.1016-1020. DOI: 10.1109/EIConRus. 2019.8656992.
10. *Евдокунин Г. А.* Принципы имитационного моделирования процессов в электроэнергетических системах / Г. А. Евдокунин, Е. Н. Попков. // Научно-технические ведомости СПбГПУ. Информатика. Телекоммуникации. Управление. – 2013. – № 5 (181). – С. 46–49.
11. *Пронин М. В.* Силовые полностью управляемые полупроводниковые преобразователи (моделирование и расчет). / Пронин М. В., Воронцов А. Г. – СПб: «Электросила», 2003. – 172 с.
12. *Frede Blaabjerg*. Future on Power Electronics for Wind Turbine Systems / Frede Blaabjerg, Ke Ma. // IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics. – 2013. – Volume: 1, Issue: 3 – p.139-152. DOI: 10.1109/JESTPE. 2013.2275978.

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

E-mail: ntc@ntcees.ru

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: a.feshin@yandex.ru

МЕТОДИКИ И ПРОГРАММНЫЕ СРЕДСТВА ИССЛЕДОВАНИЯ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ

УДК 621.311

А. С. Александров, А. Ф. Михайленко, В. Г. Неуймин, Е. И. Сацук

Использование технологии динамического ВИР для определения предельных режимов

Рассмотрено применение технологии оптимизационного расчёта режима для определения предельных режимов.

Ключевые слова: расчёт предельного режима, расчёт максимально допустимых перетоков, оптимизационный расчёт режима.

В настоящее время Системный оператор ЕЭС России (АО «СО ЕЭС») осуществляет внедрение системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ), позволяющей по данным реального времени определить максимально допустимые перетоки (МДП) в контролируемых сечениях [1].

В соответствии с методическими указаниями по устойчивости при определении МДП необходимо определить величины допустимых перетоков активной мощности с учётом нормативных коэффициентов запаса по статической апериодической устойчивости в доаварийной и послеаварийной схемах электрической сети. Для расчёта предельного перетока применяется пошаговое утяжеление с использованием вектора изменения режима (ВИР) ΔP, обычно задаваемого в относительных единицах. Процесс расчёта предельного режима сводится к изменению нагрузок и генераций узлов в соответствии с ВИР:

$$P_i = P_{\text{исх},i} + M\Delta P_i, \tag{1}$$

где $P_{\text{исх}}$ – мощность в исходном режиме;

M – модуль ВИР, МВт.

При последующем решении системы уравнений узловых напряжений:

$$\begin{cases} -\sum\limits_j V_i V_j y_{ij} \sin(\delta_{ij} - \alpha_{ij}) - P_i = 0; \\ \sum\limits_j V_i V_j y_{ij} \cos(\delta_{ij} - \alpha_{ij}) - Q_i = 0, \end{cases} \tag{2}$$

модуль ВИР M увеличивается от нуля (исходный режим) до максимального значения, при котором ещё существует решение (2). Но в предельном режиме система уравнений (2) вырождена и определение предела связано со сходимостью итерационного метода расчёта УР, которая может не совпадать с пределом по существованию решения (2). Для устранения этого недостатка разработаны [2] методы, дополняющие систему (2) уравнениями, связанными с ВИР.

В текущей версии ПК СМЗУ для определения предельного режима используется ВИР с фиксированными компонентами. В некоторых случаях такая технология не позволяет достичь предела именно в исследуемом контролируемом сечении из-за проблем с существованием режима в промежуточных узлах электрической сети.

При ручном утяжелении эти проблемы можно выявить и устранить путём корректировки компонент ВИР, но при автоматическом утяжелении в составе СМЗУ необходимо иметь средства автоматического изменения компонент ВИР для соблюдения ограничений в выбранных узлах (ветвях) электрической сети.

В состав ПК *RastrWin* интегрирован многоцелевой модуль расчёта оптимального режима (*Optimal Power Flow – OPF*), позволяющий решать различные задачи управления режимами:

- расчёт оптимального режима по активной мощности на рынке на сутки вперёд [3];
- расчёт оптимального режима по реактивной мощности;
- ввод режима в допустимую область (ВРДО) по активной мощности [4];
- расчёт установившегося режима по данным телеизмерений (оценка состояния) [5–6].

В статье рассматривается возможность использования модуля расчёта *OPF* для определения максимального потока в сечении за счёт изменения мощностей выделенных генераторов. Применение модуля расчёта *OPF* позволяет решить задачу автоматического изменения компонент ВИР для соблюдения ограничений в выбранных узлах (ветвях) электрической сети.

Модуль расчёта *OPF* использует для оптимизации метод внутренней точки (*Interior Point Method – IPM*) [7]. Для этого находится минимум целевой функции:

$$\min F(x), \tag{3}$$

при ограничениях типа равенство:

$$h_j(x) = 0, \tag{4}$$

и ограничениях типа неравенство:

$$g_j(x) \geq 0. \tag{5}$$

При использовании *IPM* ограничения типа неравенство заменяются ограничениями типа равенство, для этого вводится дополнительная неотрицательная переменная s:

$$\begin{aligned} s_j - g_j(x) &= 0 \\ s_j &\geq 0. \end{aligned} \tag{6}$$

В ходе решения определяется минимум функции Лагранжа, которая для учёта неотрицательности s в (6) дополняется логарифмическим (внутренним) штрафом

$$\min L = F(x) + \lambda^h h(x) + \sum_j \lambda_j \left(s_j - g_j(x)\right) - \mu \sum_j \ln s_j, \tag{7}$$

где λ – множители Лагранжа;

μ – положительный штрафной коэффициент, изменяющийся на каждой итерации по формуле:

$$\mu = \sigma \frac{\sum_j \lambda_j s_j}{N}. \tag{8}$$

Для поиска минимума (7) производные от L по каждой переменной приравниваются к нулю:

$$\begin{cases} \dfrac{\partial L}{\partial s_j} = \lambda_j\, s_j - \mu & = 0, \\ \dfrac{\partial L}{\partial \lambda_j} = s_j - g_j(x) & = 0, \\ \dfrac{\partial L}{\partial x_i} = \dfrac{\partial F}{\partial x_i} + \sum\limits_j^{N_=} \lambda_j^h \dfrac{\partial h_j(x)}{\partial x_i} + \sum\limits_j^{N_{<>}} \lambda_j \dfrac{\partial g_j(x)}{\partial x_i} & = 0, \\ \dfrac{\partial L}{\partial \lambda^h} = h_j(x) & = 0. \end{cases} \tag{9}$$

Полученная система линеаризуется и решается методом Ньютона с контролем длины шага:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{H} + \mathbf{D} & \mathbf{J}^t \\ \mathbf{J} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N^x \\ N^\lambda \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{R}(\mu) \\ 0 \end{bmatrix}, \tag{10}$$

где **J** – матрица Якоби;

H – матрица Гессе;

Δx – приращения неизвестных;

$\Delta\lambda$ – приращения множителей Лагранжа;

N^x, N^λ – невязки (9).

Первые два уравнения системы (9) исключаются из системы (10) и им соответствует диагональная матрица **D** и вектор $\mathbf{R}(\mu)$. Контроль длины шага определяет допустимую длину шага по основным (x, s) и двойственным (λ) переменным из условия сохранения неотрицательности s, λ

$$\begin{aligned} \alpha^p &= \min\left[\min_{\Delta s_j<0} \frac{s_j}{|\Delta s_j|}, 0.99995\right]; \\ \alpha^d &= \min\left[\min_{\Delta j<0} \frac{\lambda_j}{|\Delta\lambda_j|}, 0.99995\right]. \end{aligned} \tag{11}$$

После решения (10) и расчёта (11) определяются новые значения переменных:

$$\begin{aligned} x^{k+1} &= x - \alpha^p \Delta x; \\ s^{k+1} &= s - \alpha^p \Delta s; \\ \lambda^{k+1} &= \lambda - \alpha^d \Delta\lambda. \end{aligned} \tag{12}$$

Расчёт начинается с достаточно большого значения штрафного коэффициента μ, на каждой итерации μ пересчитывается по (8) и при успешном расчёте $\mu \to 0$, $N^x \to 0$, $N^\lambda \to 0$.

Реализация *IPM* в ПК *RastrWin* для *OPF* имеет следующие особенности:

1. Для оптимизации (3) используется квадратичная целевая функция

$$\min F(x) = \sum_i f_i(x_i) = \sum_i \left(a_i x_i^2 + b_i x_i + c_i\right), \tag{13}$$

где a_i, b_i, c_i – постоянные коэффициенты.

Эта функция является сепарабельной, т. е.:

$$\frac{\partial F}{\partial x_i} = \frac{\partial f_i(x_i)}{\partial x_i},$$

2. Ограничения (5) в виде неравенства используются в виде:

$$x_i^{\min} \le x_i \le x_i^{\max}, \tag{14}$$

т. е. каждому такому ограничению соответствует пара ограничений (6). При наличии функциональных ограничений вида (5) вводится дополнительная переменная

$$x_{N+1} = g(x), \tag{15}$$

и на неё накладываются ограничения (14).

Неизвестными x_i в формулах (13–15) являются модули и углы напряжений, мощности генераторов, мощности контролируемых сечений. На все неизвестные накладываются ограничения вида (14).

3. Основными ограничениями типа равенство являются уравнения баланса мощности (2), дополненные ограничениями (15). Системе ограничений соответствует граф электрической сети, соответствующей (2), дополненный графом, соответствующим (15). Правила создания такого графа описаны в [3, 5], он используется для минимизации заполнения матрицы (10) в ходе решения системы линейных уравнений.

Для использования *OPF* при определении максимальной передаваемой мощности по заданному сечению целевая функция (13) приводится к виду:

$$\min F(x) = W_{\text{сеч}} * \left(P_{\text{сеч}} - P_{\text{сеч. зад}}\right)^2 + \sum_i W_{i,\text{ген}} * \left(P_i^{\text{ген}} - P_{i_{\text{исх}}}^{\text{ген}}\right)^2, \tag{16}$$

где $P_{\text{сеч}}$ – расчётный переток по заданному сечению;

$P_{\text{сеч. зад}}$ – заданный переток по сечению;

$P_i^{\text{ген}}$ – расчётная мощность генератора ВИР;

$P_{i_{\text{исх}}}^{\text{ген}}$ – исходная мощность генератора ВИР;

$W_{i,\text{ген}}$ – вес генератора (величина обратно пропорциональная коэффициенту участия ВИР);

$W_{\text{сеч}}$ – вес сечения:

$$W_{\text{сеч}} \gg W_{i,\text{ген}}.$$

При минимизации (16) в ходе *OPF* рассчитывается режим с перетоком мощности максимально близким к заданному с учётом ограничений на баланс мощностей (2) и ограничений (14) по напряжению *V*, токам *I* и мощностям в других сечениях.

Рассмотрим работу предложенного алгоритма на примере сети из 973 узлов, 1 744 ветвей, 16 генераторов ВИР и 25 узлов с ограничением по напряжению. Все весовые коэффициенты для генераторов в (15) одинаковы и равны $W_{i,\text{ген}} = 1$, весовой коэффициент для сечения $W_{\text{сеч}} = 10\,000$.

Выполнялась серия расчётов *OPF* с различным значением заданного перетока по сечению от 300 до 4 200 с шагом 100 МВт. Результаты показаны на рис. 1.

За счет очень большого весового коэффициента сечения в (15) расчётная мощность сечения практически совпадает с заданной до достижения предела, равного 3 251 МВт. После достижения предела расчётная мощность сечения практически не изменяется. Это свойство позволяет получить предельный режим без утяжеления за один расчёт *OPF*, просто задав мощность сечения заведомо больше предельной.

Из 16 генераторов, участвующих в ВИР, 5 работают на загрузку и 11 на разгрузку (рис. 2). Как показано на рис. 3, приращения мощностей в начальной стадии практически линейны и соответствуют утяжелению с постоянными коэффициентами ВИР.

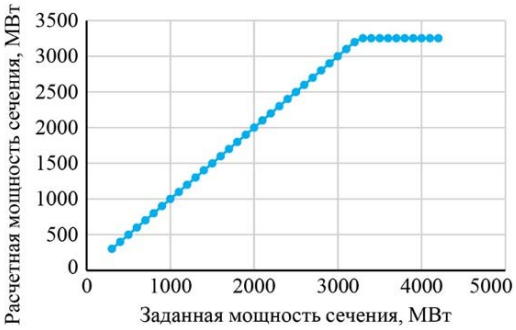


Рис. 1. Зависимость расчётной мощности сечения от заданной

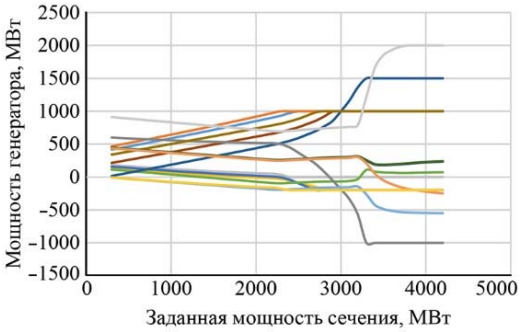


Рис. 2. Мощности генераторов, участвующих в ВИР

При достижении нижнего предела по напряжению в контролируемых узлах (показаны на рис. 4, нижний предел 460 кВ), соответствующего заданной мощности сечения 2 300 МВт, коэффициенты участия генераторов в ВИР автоматически перестраиваются таким образом, чтобы выдержать ограничения по напряжению в контролируемых узлах.

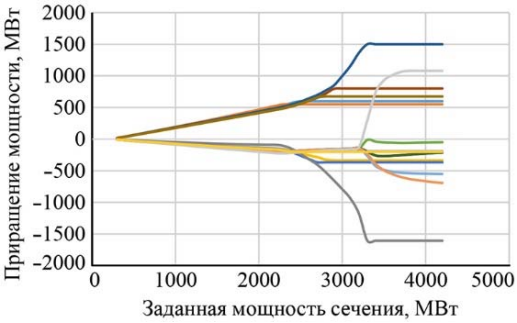


Рис. 3. Изменение мощностей генераторов, участвующих в ВИР

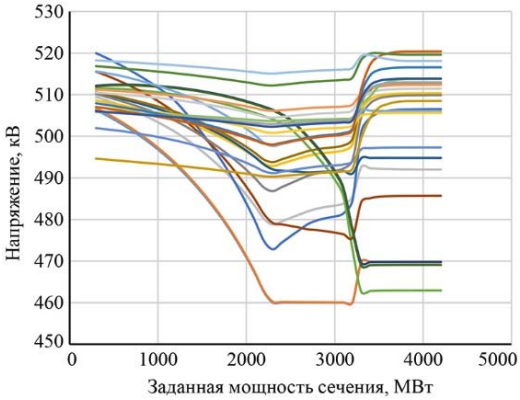


Рис. 4. Напряжения в контролируемых узлах

Для сравнения приведены результаты традиционного утяжеления с фиксированным компонентами ВИР. Компоненты ВИР задаются одинаковыми для генераторов, работающих на загрузку, и для генераторов, работающих на разгрузку (рис. 5), таким образом, чтобы ВИР получился сбалансированным без учёта изменения

потерь. При традиционном утяжелении наблюдается значительное снижение напряжения в промежуточных узлах (рис. 6), и в этом случае расчёт заканчивается при достижении мощности сечения, равной 2 974 МВт, из-за потери устойчивости по напряжению. Таким образом рассчитанный предел получен меньшим, чем при использовании предлагаемой технологии.

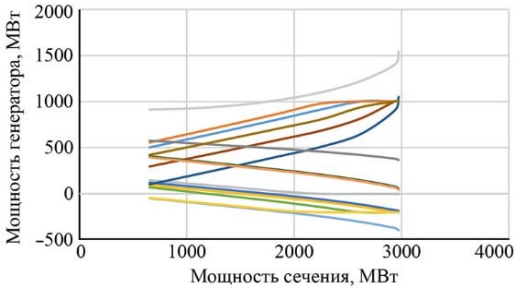


Рис. 5. Мощности генераторов, участвующих в ВИР, при утяжелении с фиксированными компонентами ВИР

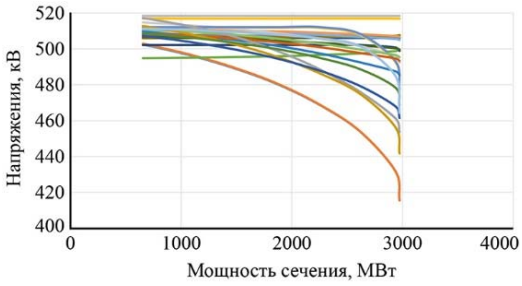


Рис. 6. Напряжения в контролируемых узлах при утяжелении с фиксированными компонентами ВИР

Выводы

1. Разработан алгоритм определения максимального перетока по сечению без использования жестко заданных коэффициентов участия генераторов в ВИР.

2. Алгоритм, как правило, позволяет определить предельный режим за один расчёт *OPF* без использования утяжеления.

3. Алгоритм позволяет определить режим с заданным запасом по отношению к предельному за один расчёт *OPF*.

4. Тестовые расчёты показали увеличение расчётного предельного перетока в контролируемом сечении на ~300 МВт при использовании разработанной технологии динамического ВИР.

Список литературы

1. *Александров А. С., Максименко Д. М., Михайленко А. Ф., Неуймин В. Г.* Развитие системы мониторинга запасов устойчивости с контролем динамической устойчивости для учёта действия противоаварийной автоматики // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2017, № 1 (76). – С. 64–72.
2. *Chiang H. D., Flueck A. J., Shah K. S., Balu* N. CPFLOW: A practical tool for tracing power system steady-state stationary behavior due to load and generation variations // IEEE Transactions on Power Systems, 1995, no. 10(2), pp. 623–634.
3. *Шубин Н. Г., Неуймин В. Г., Багрянцев А. А., Максименко Д. М.* Оптимизация суточных режимов энергосистемы с адаптивным расчётом максимально допустимых перетоков // Известия НИИ постоянного тока. 2011. № 65. – С. 135–144.
4. *Неуймин В. Г., Александров А. С., Максименко Д. М.* Модуль ввода режима в допустимую область // Современные устройства в электроэнергетике: релейная защита, автоматика и элементы активно-адаптивных сетей. Подготовка кадров для электроэнергетической отрасли: сб. материалов всероссийской науч.-техн. конф. Томск, 2012). – С. 23–24.

5. *Ерохин П. М., Неуймин В. Г., Шубин Н. Г., Максименко Д. М.* Использование оптимизационных методов внутренней точки для оценивания состояния энергосистем // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2012, № 1 (66). – С. 39–45.
6. *Максименко Д. М., Машалов Е. В., Неуймин В. Г.* Оценивание состояния на базе оптимизационного алгоритма в ПК RastrWin // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2013, № 2 (69). – С. 36–43.
7. *Robert J Vanderbei*. Linear programming: foundations and extensions. Springer; 3rd edition (January 1, 2008) 468 p.

Александров Александр Сергеевич, канд. техн. наук, зав. лаб. разработки ПО установившихся режимов и оптимизации Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).
E-mail: ustas_soft@mail.ru

Михайленко Андрей Федорович, начальник службы электрических режимов Системного оператора Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»).
E-mail: android@so-ups.ru

Неуймин Владимир Геннадьевич, канд. техн. наук, доцент, начальник центра моделирования и автоматизации управления энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).
E-mail: vlad@niipt-ems.ru

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

УДК 621.311.001.57

М. К. Алтухова

Повышение эффективности численного решения уравнений предельных установившихся режимов и идентификации чувствительных элементов в электроэнергетической системе

Разработан методический и программно-математический комплекс, обеспечивающий повышение эффективности расчёта предельных установившихся режимов (УР) методом Ньютона при помощи уточнения значений начальных приближений элементов собственного вектора, а также ограничения приращений переменных.

Предложена модификация методики расчёта предельных УР с целью определения обобщенного коэффициента напряженности режима. Реализован алгоритм поиска «слабых» связей ЭЭС в совокупности с методикой определения сенсорных узлов.

Ключевые слова: расчёт предельных установившихся режимов, обобщенный коэффициент напряженности режима, методика определения сенсорных узлов и «слабых» связей.

Расчёты установившихся режимов принадлежат к числу задач, которые имеют большое значение, как для эксплуатационных, так и для проектных и исследовательских организаций. Они занимают 80 % всех расчётов в энергетике.

За последние годы появился новый класс задач, связанный с определением предельных по статической устойчивости режимов с использованием расширенной матрицы Якоби. Хотя данные модели разработаны достаточно, но практическая реализация методики расчёта предельных УР с использованием расширенной матрицей Якоби остается малоизученной. По-прежнему актуальными остаются вопросы оптимизации схем электроснабжения на этапе проектирования, для этих целей разработаны алгоритмы, основанные на поиске сенсорных узлов схемы ЭЭС.

1. Преимущества и недостатки методов расчёта УР

Анализ преимуществ и недостатков методов расчёта УР приводит к выводу, что наиболее эффективным признан метод Ньютона, который и нашел наиболее широкое применение в программах расчёта УР. Альтернативные методы (методы простой итерации, Гаусса и др.) в настоящее время практически не используются. Однако, при многовариантных расчётах имеет смысл применять метод Гаусса с использованием матрицы **Z**, обратной матрице **Ys**. При проведении серии расчётов (например, при последовательном утяжелении режима), нет необходимости пересчитывать на каждой итерации цикла утяжеления матрицу **Z**, что существенно скажется на увеличении скорости вычислений. Но использование метода обратной матрицы имеет ряд недостатков, а именно [1]:

- плохая обусловленность матрицы **Ys**;
- наличие в схеме ЭЭС генераторов, моделируемых постоянными активной мощностью P и модулем напряжения U.

1. Особенности численного решения уравнений предельных установившихся режимов

Как известно, уравнения предельных режимов могут быть записаны в двух основных формах [2]:

$$\left.\begin{aligned} &F[X,Y(T)]=0;\\ &V[X,Y(T),S]=\frac{\partial F}{\partial X}S=0;\\ &U(S)=S^TS-1=0, \end{aligned}\right\} \qquad \left.\begin{aligned} &F[X,Y(T)]=0;\\ &V[X,Y(T),R]=\left(\frac{\partial F}{\partial X}\right)^T R=0;\\ &U(S)=R^TR-1=0, \end{aligned}\right\} \tag{1}$$

где F – n-мерная вектор-функция уравнений УР;

X – вектор нерегулируемых параметров режима (зависимых переменных);

$Y(T)$ – вектор регулируемых параметров режима (независимых переменных), являющихся заданной функцией скалярной переменной T;

$S = [s_1,\ldots, s_i,\ldots, s_n]^T$, $R = [r_1,\ldots, r_i,\ldots, r_n]^T$ – собственные векторы матрицы Якоби $\frac{\partial F}{\partial X}$ и $\left(\frac{\partial F}{\partial X}\right)^T$, отвечающие нулевому собственному значению.

Теоретически решение системы уравнений (1) трудности не представляет. Однако при реализации рассматриваемой методики поиска предельных УР возникают задачи, решению которых было уделено мало внимания, а именно:

- выбор начального приближения для собственных векторов S и R;
- ограничение шага приращения переменных в методе Ньютона.

В работе [3] в качестве начальных приближений векторов S и R было предложено использовать единичные векторы. Хотя при задании векторов единичными значениями итерационный процесс для большей части схем ЭЭС является сходящимся, но в большинстве случаев число итераций было недопустимо высоким (порядка 30–60 итераций), отсюда и длительный процесс расчёта. Обычно для схем с большим числом узлов и плохой обусловленностью матрицы Якоби получить сходящийся итерационный процесс достаточно проблематично.

Предложена методика, позволяющая автоматически рассчитать начальные приближения рассматриваемых векторов. Как известно, нулевое собственное значение характеризует вырожденную матрицу Якоби. Собственные значения невырожденной матрицы Якоби, соответствующей реальной ЭЭС, есть значения комплексные, и, следовательно, комплексными и являются собственные векторы, соответствующие комплексным собственным значениям. В качестве начального приближения предлагается использовать собственный вектор, соответствующий минимальному собственному значению матрицы Якоби для любого сбалансированного режима. Чем ближе данный режим к предельному, тем более эффективным является данный алгоритм. Поэтому предварительный расчёт целесообразно производить для параметра T, характеризующего утяжеленный, но заведомо сбалансированный режим.

Поскольку собственные векторы являются комплексными, то алгоритм дополняется следующими операциями:

$$S_i^0 = \mathrm{abs}(S_i^{б})\cdot \mathrm{sign}(\max(S_i^{б}{}',S_i^{б}{}'')),\ i=1\ldots n, \tag{2}$$

где S_i^0 – начальное приближение i-го элемента собственного вектора;

$S_i^{б}$ – i-й элемент собственного вектора, соответствующего базовому режиму;

n – размерность матрицы Якоби.

При поиске установившихся режимов, в том числе и предельных, чаще всего решение систем уравнений (1) осуществляется в соответствии с итерационной схемой метода Ньютона по параметру, а значение параметра берется равным единице. Обычно при расчёте УР проблем при таком способе расчёта не возникает. Однако, ситуация в корне меняется при расчёте предельных УР, особенно при задании начальных приближений векторов S и R единичными.

Как известно, решение плохо обусловленных задач методом Ньютона требует использования дополнительных приёмов, улучшающих сходимость итерационного процесса. Применительно к решению предельных режимов предлагается ввести ограничение на приращение переменных.

Как видно из табл. 2 и 3, для схем с различным числом узлов с ростом числа обусловленности (табл. 1) необходимость в расчёте начальных приближений векторов S и R, а также ограничении приращений переменных возрастает.

Многочисленные эксперименты выявили надёжную сходимость с сохранением приемлемого числа итераций (не более 15) при значениях ограничений, приведённых в табл. 4.

Критерием расходимости итерационного процесса, применительно к задачам расчёта УР, в том числе и предельных, можно считать рост небалансов элементов вектора F, равных нулю в сбалансированном режиме.

Проведенные исследования показали, что с введением ограничений по приращениям переменных, критерий расходимости следует использовать после заданного числа итераций (например, 10), сравнивая значение небалансов элементов вектора F с небалансами при начальном значении.

Таблица 1

Оценка чисел обусловленности рассматриваемых схем ЭЭС

Число узлов	7	9	63
Cond, «плоский» старт	68 670	1 094 555	10 146 961
Cond, при расчёте начальных приближений	69 201	1 946 287	9 194 053

Таблица 2

Влияние ограничения приращений переменных на сходимость итерационного процесса при «плоском» старте

№ итерации	Приращение не ограничено			Приращение ограничено		
	$\lvert F\rvert_{max}$, 7 узлов	$\lvert F\rvert_{max}$, 9 узлов	$\lvert F\rvert_{max}$, 63 узла	$\lvert F\rvert_{max}$, 7 узлов	$\lvert F\rvert_{max}$, 9 узлов	$\lvert F\rvert_{max}$, 63 узла
1	1 420	436 819	24 510	0,885	46	4
2	313	64132	4802	3,421	749	371
3	2,79E+14	3,68E+04	1,09E+09	1,136	815	12 854
4	7,27E+08	1,20E+05	4,25E+08	0,272	112998	4 707
5	1,82E+08	1,10E+06	8,56E+08	0,005	2309012	6,03E+08
6	1,07E+08	2,68E+05	1,28E+11	0,000	3229587	7,10E+07
7	1,11E+09	1,30E+05	2,07E+11	–	905929	2,40E+08
8	2,97E+08	1,02E+05	1,43E+14	–	905929	5,79E+09
9	4,28E+07	6,26E+04	2,59E+17	–	453282	1,48E+14
10	5,12E+07	4,98E+12	4,98E+12	–	3,20E+07	1,63E+13

Таблица 3

Влияние ограничения приращений переменных на сходимость итерационного процесса при расчёте начальных приближений

№ итерации	Приращение не ограничено			Приращение ограничено		
	$\|F\|_{max}$, 7 узлов	$\|F\|_{max}$, 9 узлов	$\|F\|_{max}$, 63 узла	$\|F\|_{max}$, 7 узлов	$\|F\|_{max}$, 9 узлов	$\|F\|_{max}$, 63 узла
1	1 420	436 819	24 510	0,885	47	4,66
2	797	313 900	18 845	44,016	297	1231
3	2 604	177 679	11 577	75,795	385	280
4	423	25 847	11 758	2,930	81	18,132
5	78	7 195	12 757	0,048	10,78	0,137
6	49	9 599	8 898	0,000	0,54	0
7	1,16	10 933	5 995	–	0	–
8	0,001	10 463	1 149	–	–	–
9		10 613	0,036	–	–	–
10		12 455	0	–	–	–

Таблица 4

Допустимые границы приращений переменных при расчёте предельных УР

Параметр	Минимальное приращение	Максимальное приращение
dU_{max}	$0{,}05U_{ном}$	$0{,}20U_{ном}$
$d\varphi_{max}$	5°	20°
dS_{max}	$0{,}10dS_{ном}$	$0{,}30dS_{ном}$
$dK_{н\,max}$	0,05	0,2

2. Определение обобщенного коэффициента напряженности $K_н$ при расчёте предельных УР

Обычно коэффициент запаса статической устойчивости рассчитывается относительно определенного направления утяжеления [2]. Предлагается методика для определения обобщенного коэффициента запаса по статической устойчивости непосредственно при расчёте предельного УР с использованием в качестве параметра утяжеления коэффициента напряженности $K_н$.

В развернутом виде выражения для небалансов активных мощностей узлов ЭЭС можно записать следующим образом [1]:

$$\overline{f}_i^{\,p} = (P_{гi} - P_{нi}) - P_{ii} - \sum_{j \in m_i} P_{ij}^m \sin(\phi_i - \phi_j - \alpha_{ij}), \quad i \in n \tag{3}$$

где $P_{ii} = U_i^2 Y_{ii}'$; $P_{ij}^m = U_i U_j \left|Y_{ij}\right|$; $\alpha_{ij} = \pi/2 - \mathrm{arctg}(Y_{ij}''/Y_{ij}')$,

здесь n – множество узлов в схеме сети;

m_i – множество связей узла i с другими узлами схемы.

При изменении проводимостей схемы в $K_н$ раз выражение (3) принимает вид:

$$\overline{f}_i^{\,p} = (P_{гi} - P_{нi}) - K_н \left[P_{ii} - \sum_{j \in m_i} P_{ij}^m \sin(\phi_i - \phi_j - \alpha_{ij}) \right], \quad i \in n \tag{4}$$

В установившемся режиме небалансы мощности в узлах равны нулю, откуда следует, что:

$$\left[P_{ii} - \sum_{j \in m_i} P_{ij}^m \sin(\phi_i - \phi_j - \alpha_{ij}) \right] = \frac{(P_{\text{г}i} - P_{\text{н}i})}{K_{\text{н}}}. \quad (5)$$

Изменение проводимостей сети в $K_{\text{н}}$ раз можно также рассматривать как одновременное изменение узловых мощностей в $1/K_{\text{н}}$ раз. Такому изменению узловых мощностей соответствует определенный способ утяжеления режима, состоящий в том, что отдельные линии электропередачи и сечения схемы энергосистемы загружаются не за счёт перераспределения мощностей между выделенными узлами в передающей и приёмной частях системы, а за счёт изменения мощностей всех генераторов и нагрузок в этих частях системы. Для слабых сечений схемы сети выбор способа утяжеления режима практически не влияет на предел передаваемой мощности по сечению и коэффициент запаса по устойчивости.

Коэффициенту $K_{\text{н}}$ можно дать следующую интерпретацию. При оценке статической устойчивости режима ЭЭС в качестве показателя запаса может служить длина вектора, характеризующая отдаленность анализируемого режима от предельного. Положение анализируемого режима в пространстве активных мощностей характеризуется вектором P^0, где координаты этого вектора

$$P_i^0 = (P_{\text{г}i}^0 - P_{\text{н}i}^0) = P_{ii} + \sum_{j \in m_i} P_{ij}^m \sin(\phi_i^0 - \phi_j^0 - \alpha_{ij}) ,$$

а длина вектора P^0 равна

$$\left| P^0 \right| = \sqrt{\sum_i (P_i^0)^2} .$$

Для предельного режима в пространстве активных мощностей вектор P^* имеет координаты

$$P_i^* = (P_{\text{г}i}^* - P_{\text{н}i}^*) = P_{ii} + \sum_{j \in m_i} P_{ij}^m \sin(\phi_i^* - \phi_j^* - \alpha_{ij})$$

и длину

$$\left| P^* \right| = \sqrt{\sum_i (P_i^*)^2} .$$

Если при вычислении коэффициента запаса статической устойчивости выражение для коэффициента запаса определяется как $K_{\text{зап}} = (|P^* - P^0|)/|P^0|$, соответствующее траектории утяжеления режима (рис. 1), то связь между коэффициентом запаса и коэффициентом напряженности описывается простым соотношением: $K_{\text{зап}} = 1 - K_{\text{н}}$. Это непосредственно следует из того, что векторы P^* и P^0 коллинеарны и, следовательно,

$$|P^* - P^0| = |P^*| - |P^0|.$$

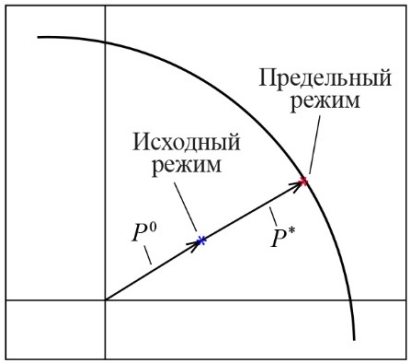


Рис. 1. Определение коэффициента запаса устойчивости при пропорциональном увеличении мощностей узлов

Таким образом, в условиях указанного способа утяжеления режима коэффициент напряженности режима может служить для ЭС обобщенным показателем запаса статической устойчивости.

Методика расчёта режима, при использовании в качестве параметра утяжеления коэффициента напряженности $K_н$, не отличается от расчёта предельного УР, описываемых уравнениями (1), отличие лишь в способе утяжеления и некоторой особенности построения матрицы Якоби (модифицируются не мощности, а проводимости схемы). Рекомендации по выбору начальных приближений параметров ограничения шага максимального приращения, приведённые в табл. 4, применимы и для данного метода.

3. Определение сенсорных узлов и «слабых» связей

Вопросы определения сенсорных узлов схемы подробно рассмотрены в работе [4], а эффективные алгоритмы поиска собственных значений и векторов разработаны ещё в 1960-х годах. Следует отметить, что при расчёте предельного режима процесс определения сенсорных узлов схемы ЭЭС значительно упрощается, поскольку в уравнение предельных режимов (1) входит собственный вектор, соответствующий минимальному (в данном случае нулевому) собственному значению. К тому же повышается достоверность расчётов, поскольку для предельных УР характерно большее, чем для исходных УР, изменение напряжений при изменении нагрузок в узлах.

Одной из актуальных проблем является повышение коэффициента запаса статической устойчивости ЭЭС. Анализ градиентов потерь в ветвях схемы позволяет выделить наиболее «слабые» связи.

Как известно, при приближении режима к предельному, рост потерь в ветвях схемы начинает резко увеличиваться (рис. 2), и максимальная величина градиента потерь характеризует наиболее «слабые» связи. Далее рассмотрим предлагаемый алгоритм определения «слабых» связей.

В первую очередь осуществляется расчёт предельного режима и, в зависимости от методики расчёта, определяется $T_{пред}$, либо $K_н$. Затем производится серия расчётов УР с параметром $T = T^0 + \Delta T$ $(K = K^0 + \Delta K)$, где ΔT (ΔK) – шаг приращения.

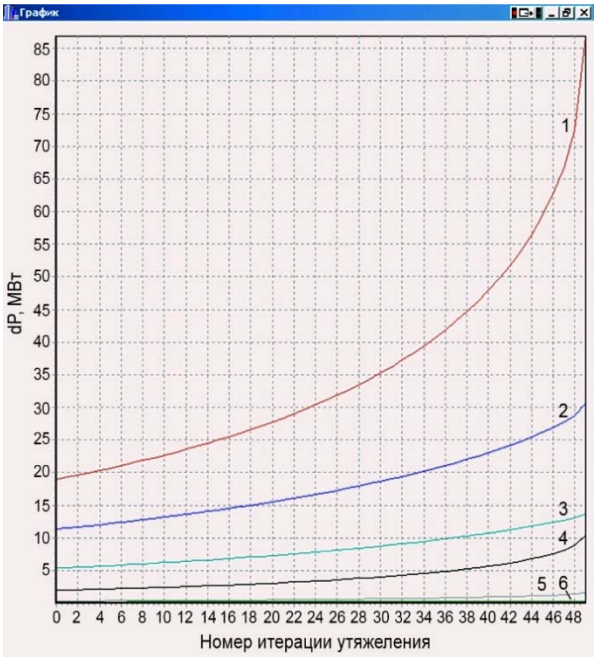


Рис. 2. Рост потерь активной мощности в ветвях при пошаговом утяжелении режима тестовой 10-узловой 2-машинной схемы.
Активные потери мощности в линии:
1 – ветвь 349-392; 2 – ветвь 444-330; 3 – ветвь 330-349;
4 – ветвь 349-347; 5 – ветвь 349-319; 6 – ветвь 1349-1347

На примере приведённых на рис. 2 графиков роста потерь для шести ветвей, полученных при пошаговом утяжелении режима, можно сделать вывод, что максимальный градиент потерь наблюдается в ветви 349–392, соответствующей графику 1.

На примере графика роста потерь (рис. 2) при пошаговом утяжелении режима можно сделать вывод, что максимальный градиент потерь наблюдается в ветви 349-392, соответствующей графику 1.

Таким образом, анализируя градиенты потерь в ветвях схемы, можно выявить «слабые» связи и дать рекомендации по наиболее эффективному способу увеличения коэффициента запаса по статической устойчивости ЭЭС, а также оптимизации структуры ЭЭС на этапе проектирования.

Следует отметить, что информативными являются участки кривых, наиболее приближенные к предельному УР, и высокая степень достоверности расчётов по данной методике может быть получена лишь при предварительном поиске предельного УР.

В результате исследований (табл. 5) было выявлено, что наиболее «слабые» связи включают в себя, по крайней мере, один из наиболее сенсорных узлов.

Таблица 5

Сенсорные узлы и «слабые» связи 10-узловой тестовой схемы ЭЭС

Сенсорные узлы			«Слабые» связи	
Узел	***Svr*[*i*]**	***Svi*[*i*]**	**Связь**	***dS'***
392	–9,238	0	349–392	88,703
349	–2,65	0	319–1319	24,554
347	–2,259	0	349–319	18,331
319	–0,891	0	330–349	13,8
1 349	–0,853	0	1347–1320	4,502

Посредством анализа сенсорных узлов и «слабых» связей можно выявить элементы, изменение параметров которых в наибольшей степени скажется на режиме ЭЭС. Определив сенсорные узлы и изменяя их нагрузочные и генераторные мощности, можно с высокой эффективностью влиять на уровни напряжений в узлах. Изменяя параметры именно «слабых» связей, можно наилучшим образом добиться повышения коэффициента запаса статической устойчивости.

Список литературы

1. *Идельчик В. И.* Расчёты установившихся режимов электрических систем. – М.: Энергия, 1977. – 192 с.
2. *Конторович А. М., Крюков А. В., Давыдов В. В. и др.* Методика расчёта допустимых режимов сложных энергосистем //Процессы и режимы энергосистем, Томск: Томский политехн. ин-т, 1990.
3. *Крюков А. В., Намогуруев Б. Б.* Алгоритмические особенности решения обобщенных уравнений предельных режимов энергосистем // Энергетика, информатика и плазменные технологии. – Улан-Улэ, 1996. – С. 225–235.
4. *Гамм А. З., Голуб И. И.* Обнаружение слабых мест в электроэнергетической системе // Изв. РАН. Энергетика. – 1993. – № 3. – С. 83–92.

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

E-mail: salnikova_m@ntcees.ru

УДК 621.311

Е. И. Белов, Е. В. Сорокин

Области практического применения метода сингулярного анализа матрицы Якоби в электроэнергетике

Рассмотрены возможные способы использования результатов сингулярного анализа матрицы Якоби, вычисления минимального сингулярного значения матрицы Якоби и его производных по проводимостям ветвей и шунтов в узлах схемы для решения практических задач в электроэнергетике.

Ключевые слова: матрица Якоби, минимальное сингулярное значение, сингулярный анализ, статическая устойчивость по напряжению, максимально допустимый переток.

Введение

Как отмечено в [1–4], сингулярное разложение матрицы Якоби позволяет получить информацию об электрической сети, поиск которой традиционными методами анализа является значительно более трудоёмким и долгим. В настоящей статье приведены и рассмотрены более подробно способы практического применения результатов, полученных с помощью метода сингулярного анализа матрицы Якоби, для решения задач, возникающих в ходе управления электрическими сетями и проектирования их развития.

Представляется перспективным применение сингулярного анализа матрицы Якоби для следующих целей:

1. Определение критических по напряжению узлов и выбор оптимальной траектории утяжеления.
2. Оценка запаса устойчивости электроэнергетической системы (ЭЭС).
3. Определение наиболее эффективных вариантов сетевого строительства и расстановки средств компенсации реактивной мощности (СКРМ) и устройств продольной компенсации (УПК) с точки зрения снижения чувствительности схемы.
4. Определение наиболее эффективных способов повышения максимально допустимых перетоков (МДП) в контролируемых сечениях по критерию обеспечения нормативных запасов устойчивости в нормальной и ремонтных схемах сети.
5. Разработка адаптивных систем противоаварийной автоматики.
6. Выбор оптимальных вариантов перспективного развития электрических сетей.

Проиллюстрируем указанные способы применения сингулярного анализа матрицы Якоби на примере энергосистемы, представленной на рис. 1. Она содержит:

- 3 класса напряжений: 220, 500 и 1 150 кВ;
- 13 узлов;
- 18 ветвей (15 ЛЭП (одна ЛЭП напряжением 220 кВ, тринадцать ЛЭП напряжением 500 кВ и одна ЛЭП напряжением 1150 кВ) и 4 автотрансформатора (два напряжением 1 150/500 кВ и один напряжением 500/220 кВ));
- 4 шунтирующих реактора (два на напряжении 500 кВ и два на напряжении 1 150 кВ).

Суммарная генерация реактивной мощности ЛЭП составляет 5318 Мвар, потребление реактивной мощности шунтирующими реакторами – 4 088 Мвар, генера-

ция реактивной мощности базисным узлом – 490 Мвар, потребление активной мощности 7 758 МВт (нагрузка – 7 745 МВт, потери – 13 МВт).

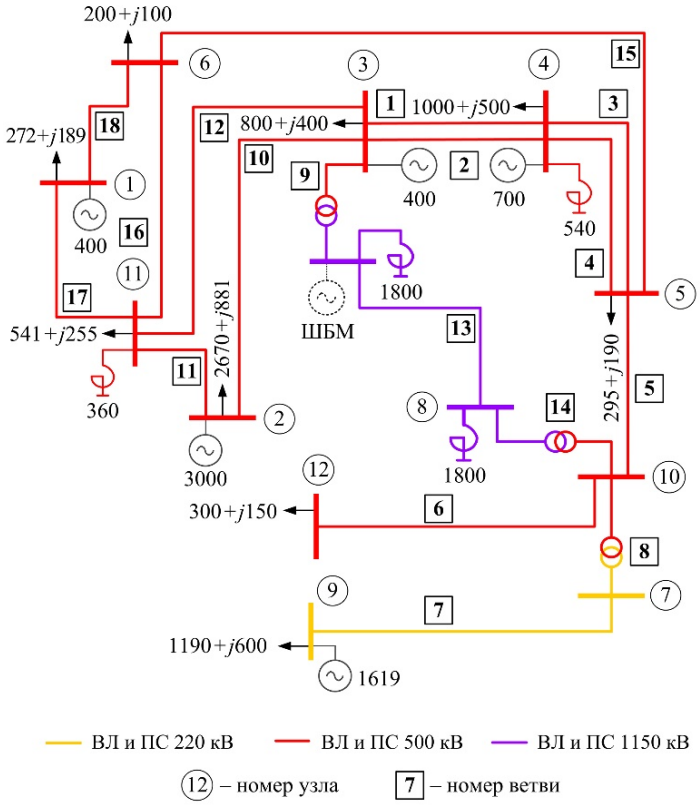


Рис. 1. Схема исследуемой сети

1. Определение критических по напряжению узлов и выбор оптимальной траектории утяжеления

Как было показано в [8], найденные с помощью сингулярного анализа матрицы Якоби сенсорные узлы являются критическими с точки зрения напряжения: при утяжелении режима напряжение в них снижается быстрее, чем в остальных (рис. 2 и 3).

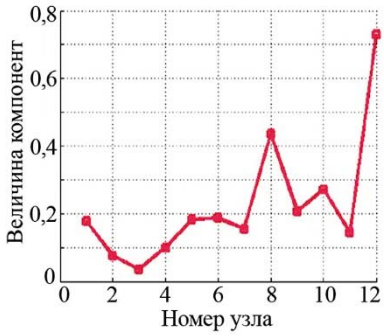


Рис. 2. Значения соответствующих модулям узловых напряжений компонент первого правого сингулярного вектора

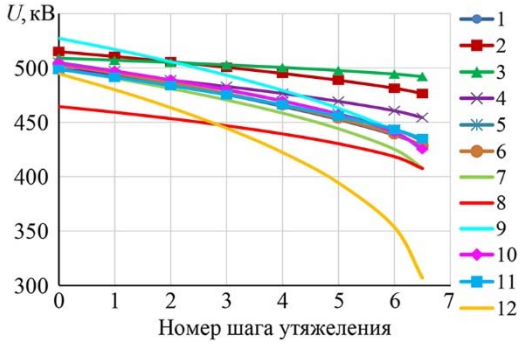


Рис. 3. Напряжение в узлах рассматриваемой схемы сети при одновременном пошаговом утяжелении узлов

Из рис. 3 видно, что при проведении экспериментальных расчётов в ПК *RastrWin* напряжение снижается быстрее всего в узле 12, а медленнее всего – в узле 3.

Учитывая данное обстоятельство, а также тот факт, что при утяжелении чувствительных узлов предел статической устойчивости по напряжению оказывается наименьшим, при выборе траектории утяжеления целесообразно включать в неё наиболее сенсорные узлы, полученные с помощью сингулярного анализа матрицы Якоби. Полученные таким образом МДП в сечениях будут соответствовать наиболее тяжелому режиму работы электрической сети из всех возможных, т. е. выбранные с помощью сингулярного анализа матрицы Якоби траектории утяжеления будут при расчётах МДП давать наименьшие значения.

Из рис. 4 видно, что для достижения предела устойчивости по напряжению минимальное увеличение нагрузки требуется в узле 12, а максимальное – в узле 3. Данный факт, а также общий характер полученного распределения совпадают с распределением сенсорности по узлам (рис. 2).

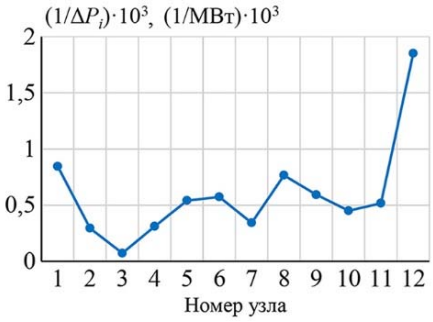


Рис. 4. Величины, обратные приращениям мощности до потери статической устойчивости, для каждого узла

2. Оценка запаса устойчивости ЭЭС

Как было показано в [8], минимальное сингулярное значение (МСЗ) матрицы Якоби является индикатором статической устойчивости. С приближением режима к предельному по условию статической устойчивости по напряжению МСЗ снижается до нуля (рис. 5).

Таким образом, МСЗ можно использовать для оценки запасов устойчивости энергосистем, а скорость изменения (снижения) МСЗ в режиме реального времени – для принятия решений о необходимых действиях для предотвращения нарушения устойчивости (в частности, для учёта в логике работы АПНУ).

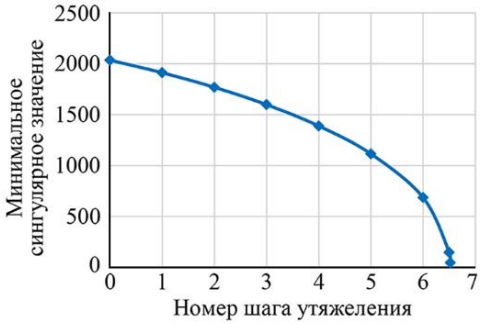


Рис. 5. Зависимость минимального сингулярного значения матрицы Якоби от номера шага утяжеления

3. Определение наиболее эффективных вариантов сетевого строительства и расстановки СКРМ и УПК с точки зрения снижения чувствительности схемы

В [7] было показано, что с помощью вычисления производной МСЗ по проводимостям ветвей и шунтов в узлах можно определить узлы и ветви, изменение параметров которых в наибольшей степени влияет на величину реакции ЭЭС на возмущения (рис. 6 и 7).

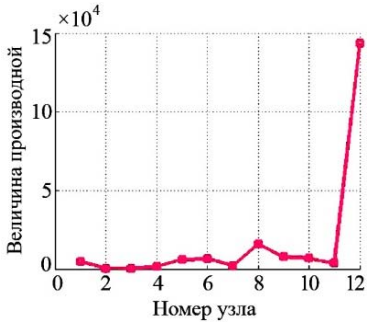


Рис. 6. Производные МСЗ по шунтам в узлах

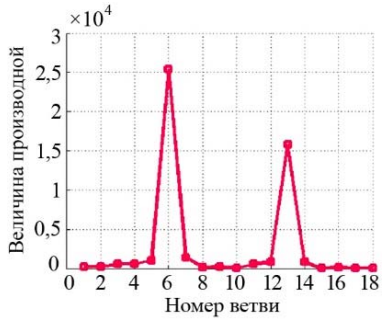


Рис. 7. Производные МСЗ по проводимостям ветвей

Проведя экспериментальные расчёты в ПК *RastrWin*, можно убедиться, что снижение напряжения в узле 8, к примеру, при утяжелении режима уменьшается больше при установке ёмкостного шунта в узле 12, чем при его установке в узле 5 (рис. 8). Аналогично, снижение напряжения в узле 6 при утяжелении режима уменьшается больше при снижении индуктивного сопротивления ветви 13, чем при снижении сопротивления ветви 15 (рис. 9).

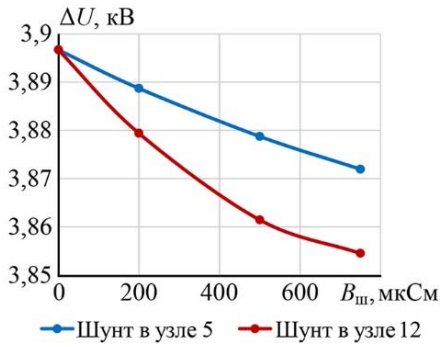


Рис. 8. Изменение снижения напряжения в узле 8 при утяжелении режима для случаев установки шунтов в узлах 5 и 12

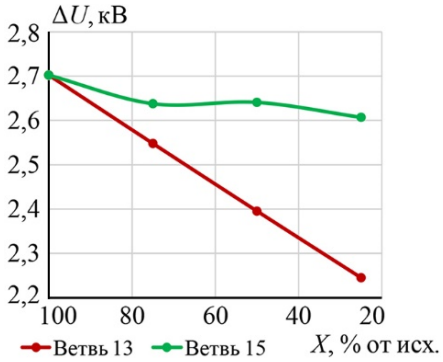


Рис. 9. Изменение снижения напряжения в узле 6 при утяжелении режима для случаев снижения индуктивного сопротивления ветвей 13 и 15

Изменение параметров узлов и ветвей может производиться следующими способами:

1. Установка БСК (КБ) и ШР в узлах.
2. Установка УПК на ЛЭП.
3. Строительство дополнительных цепей ЛЭП (в параллель к существующим).
4. Строительство новых ЛЭП от мощных генерирующих узлов до узлов, изменение параметров которых в наибольшей степени влияет на величину реакции ЭЭС на возмущения (определяющих узлов).

Таким образом, с помощью сингулярного анализа мы можем определить наиболее эффективные варианты развития электрической сети с точки зрения снижения её чувствительности. То есть, реализация любого из четырёх перечисленных выше мероприятий применительно к найденным определяющим узлам и ветвям позволит максимально снизить отклонения напряжений в узлах схемы при возмущениях.

4. Определение наиболее эффективных способов повышения максимально допустимых перетоков (МДП) в контролируемых сечениях по критерию обеспечения нормативных запасов устойчивости в нормальной и ремонтных схемах сети

Мероприятия, приведённые в разделе 3, одновременно с наиболее эффективным снижением чувствительности схемы являются и наиболее эффективными для повышения МДП в контролируемых сечениях по условию сохранения статической устойчивости (рис. 10 и 11).

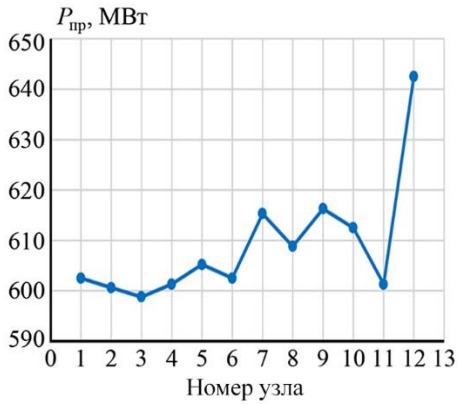


Рис. 10. Зависимость предельной мощности от номера узла, в котором устанавливался шунт

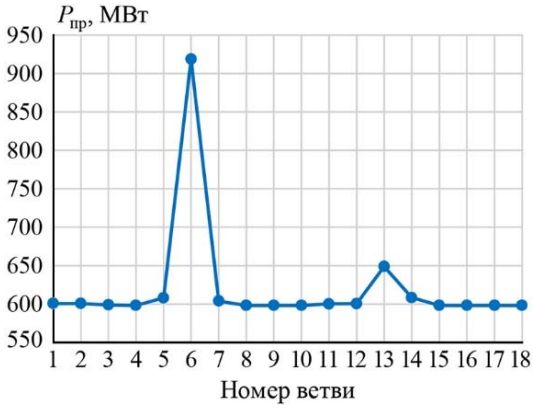


Рис. 11. Зависимость предельной мощности от номера ветви, у которой изменялось сопротивление

Из рис. 10 видно, что установка ёмкостного шунта в узле 12 больше всего повышает предельную мощность нагрузки в сенсорном узле (узел 12), что соответствует результатам вычисления производной МСЗ по шунту (рис. 6).

Из рис. 11 видно, что снижение в 2 раза индуктивного сопротивления ветвей 6 и 13 больше всего повышает предельную мощность нагрузки в сенсорном узле (узел 12), что соответствует результатам вычисления производной МСЗ по проводимостям ветвей (рис. 7).

Таким образом, с помощью сингулярного анализа мы можем определить наиболее предпочтительные узлы для установки КБ и ветви для установки УПК с точки зрения максимального повышения МДП в контролируемых сечениях.

5. Разработка адаптивных систем противоаварийной автоматики

Как уже отмечалось выше (раздел 2), для учёта в логике работы АПНУ можно использовать данные о минимальном сингулярном значении матрицы Якоби, которое является индикатором статической устойчивости по напряжению. Кроме того, информацию о чувствительных по фазе напряжения узлах можно использовать для определения связей, по которым наиболее вероятно нарушение статической устойчивости по углу.

При наличии в сети управляемых СКРМ и УПК результаты вычисления производной МСЗ по проводимостям ветвей и шунтов могут помочь выбрать наиболее эффективные управляющие воздействия для повышения МДП (как на этапе организации системы противоаварийной автоматики, так и на этапе опера-

тивно-диспетчерского управления режимами работы электроэнергетической системы).

Для наиболее корректных расчётов МДП в контролируемых сечениях при выборе траектории утяжеления следует учитывать информацию о наиболее сенсорных узлах.

Также информацию о сенсорных узлах целесообразно принимать во внимание при определении мест установки АОСН и АОПН, так как в таких узлах наиболее вероятно возникновение недопустимых режимов с точки зрения напряжения (его недопустимое снижение или повышение).

6. Выбор оптимальных вариантов перспективного развития электрических сетей

Использование информации о минимальном сингулярном значении матрицы Якоби, сенсорных узлах, определяющих узлах и ветвях представляется полезным в ходе проектирования развития электроэнергетических систем для выбора оптимального варианта развития на основе технико-экономического сопоставления вариантов.

Заключение

В настоящей статье рассмотрены возможные способы практического применения результатов сингулярного анализа матрицы Якоби, вычисления минимального сингулярного значения матрицы Якоби и его производных по проводимостям ветвей и шунтов в узлах схемы для решения практических задач в электроэнергетике. Результаты, полученные с помощью указанных методов, могут быть использованы как в ходе оперативно-диспетчерского управления, так и при проведении проектно-изыскательских и внестадийных работ, связанных с развитием электроэнергетических систем, а также систем локальной и централизованной автоматики.

Список литературы

1. *Войтов О. Н., Воропай Н. И., Гамм А. З., Голуб И. И., Ефимов Д. Н.* Анализ неоднородностей электроэнергетических систем. Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН. 1999. – 236 с.
2. *Гамм А. З., Голуб И. И.* Обнаружение слабых мест в электроэнергетической системе // Известия РАН. Энергетика, 1993, №3. – С. 83–92.
3. *Agarkov O. A., Voropai N. I., Abramenkova N.A., Zaslavskaya T.B.* Structural analysis in power system stability studies // Proc. 10th PSCC, Graz, Austria, Aug. 30 – Sept.3, 1990. – P.152–159.
4. *Агарков О. А., Войтов О. Н., Воропай Н. И., Гамм А. З., Голуб И. И.* Два подхода к анализу слабых мест электроэнергетических систем // Известия РАН. Энергетика. – М.: Высш. шк., 1985. – 536 с.
5. *Белов Е. И., Латманизова Ю. Н., Сорокин Е. В.* Применение визуализации обратной матрицы Якоби и сингулярного анализа для определения сенсорных узлов в электроэнергетических системах // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2017, № 2 (77). – С. 87–94.

6. *Белов Е. И., Латманизова Ю. Н., Сорокин Е. В.* Применение сингулярного анализа для определения сенсорных по току ветвей в электроэнергетических системах // Электроэнергия. Передача и распределение, 2018, № 4 (49). – С. 48–52.
7. *Белов Е. И.* Исследование влияния параметров узлов и ветвей на сенсорность элементов электроэнергетической системы // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2018, № 2 (79). – С. 88–95.
8. *Белов Е. И., Сорокин Е. В.* Применение сингулярного анализа матрицы Якоби при оценке статической устойчивости ЭЭС // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2019, № 1 (80). – С. 117–121.

Белов Евгений Игоревич, главный специалист отдела технических условий и перспективного развития службы перспективного развития филиала АО «Системный оператор Единой энергетической системы» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Северо-Запада» (филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада).
E-mail: belov-ei@odusz.so-ups.ru

Сорокин Евгений Владимирович, кандидат технических наук, заместитель заведующего отделом противоаварийной автоматики, заведующий лабораторией локальных комплексов противоаварийной автоматики Научно-технический центр Единой энергетической системы» (АО «НТЦ ЕЭС»).
E-mail: sorokin_e@ntcees.ru

УДК 621.311

С. А. Абакумов, А. В. Виштибеев, С. Е. Гаязов, Е. А. Надобная, Д. Н. Саввин

Развитие программно-вычислительного комплекса автоматизированного расчёта уставок релейной защиты и автоматики: новые модули и функции

Описаны отличительные особенности и основные модули программно-вычислительного комплекса автоматизированного расчёта уставок релейной защиты и автоматики «АРУ РЗА» (ПВК «АРУ РЗА»). Представлены способы взаимодействия пользователя с моделью сети в рамках реализации концепции трёхстороннего представления параметров объектов электрической сети: в графическом, табличном и текстовом виде. Особое внимание уделено особенностям реализации графического редактора, применению источников тока при моделировании FACTS устройств, использованию комбинированного метода расчёта в симметричных составляющих и в фазных координатах, функции автоматического расчёта параметров схемы замещения объектов электрической сети по паспортным данным оборудования, автоматическому формированию протокола расчёта и оформлению результатов расчётов в виде научно-технической документации. Описаны основные особенности и преимущества расчёта уставок релейной защиты в ПВК «АРУ РЗА», а также особенности работы модуля анализа срабатывания защит с относительной селективностью.

Ключевые слова: Программно-вычислительный комплекс, расчёт токов короткого замыкания, уставки РЗиА, проверка электроэнергетического оборудования, анализ срабатывания, воздушные линии, кабельные линии.

Общие положения

Программно-вычислительный комплекс «АРУ РЗА» предназначен для расчёта электрических параметров объектов сети в аварийных режимах. С использованием математического ядра комплекса также реализованы функции для расчёта уставок устройств релейной защиты с относительной и абсолютной селективностью.

Комплекс разрабатывается АО «НТЦ ЕЭС» с 2014 г. и является полностью самостоятельной отечественной разработкой, включая расчётное ядро программы, имеет ряд позитивных отличительных особенностей по сравнению с широко применяющимися на сегодняшний день аналогичными ПВК [1].

В настоящей статье рассматриваются отличительные особенности и основные модули ПВК «АРУ РЗА», в том числе разработанные в последнее время.

Создание модели сети

Одна из основных задач – создание модели сети. В ПВК «АРУ РЗА» модель сети состоит из узлов и ветвей, связывающих узлы. Каждая ветвь является однолинейным представлением трёхфазной модели линии электропередачи или электрооборудования. Пользователь может задавать различные виды конфигурации сети, создавать индуктивные связи между линиями электропередач, фрагменты с различными режимами заземления нейтрали. Параметры объектов сети хранятся, как в симметричных составляющих, так и в фазных координатах, при этом, в процессе создания модели объекта пользователь может задать паспортные параметры электрооборудования, при этом программа автоматически пересчитает параметры схемы замещения. На данный момент пользователю доступны следующие объекты

сети: узел, линия, линия с ёмкостной проводимостью на землю, генератор, трансформатор, реактор, выключатель, нейтраль, вставка постоянного тока, статический тиристорный компенсатор, нелинейный элемент, индуктивная группа, элемент. Создание модели сети доступно несколькими способами.

В графическом редакторе (собственной разработки) пользователь имеет возможность вести модель сети с использованием пользовательского интерфейса и манипуляции графическими объектами. Редактор позволяет изменять положение объектов сети в области рабочего окна, удалять, добавлять объекты и изменять параметры объектов сети. В режиме ведения сети в графическом редакторе создаётся как модель сети, так и графическое изображение сети. Цветовое отображение частей схем реализовано в соответствии с обозначением классов напряжений по ГОСТ Р 56303-2014 (рис. 1).

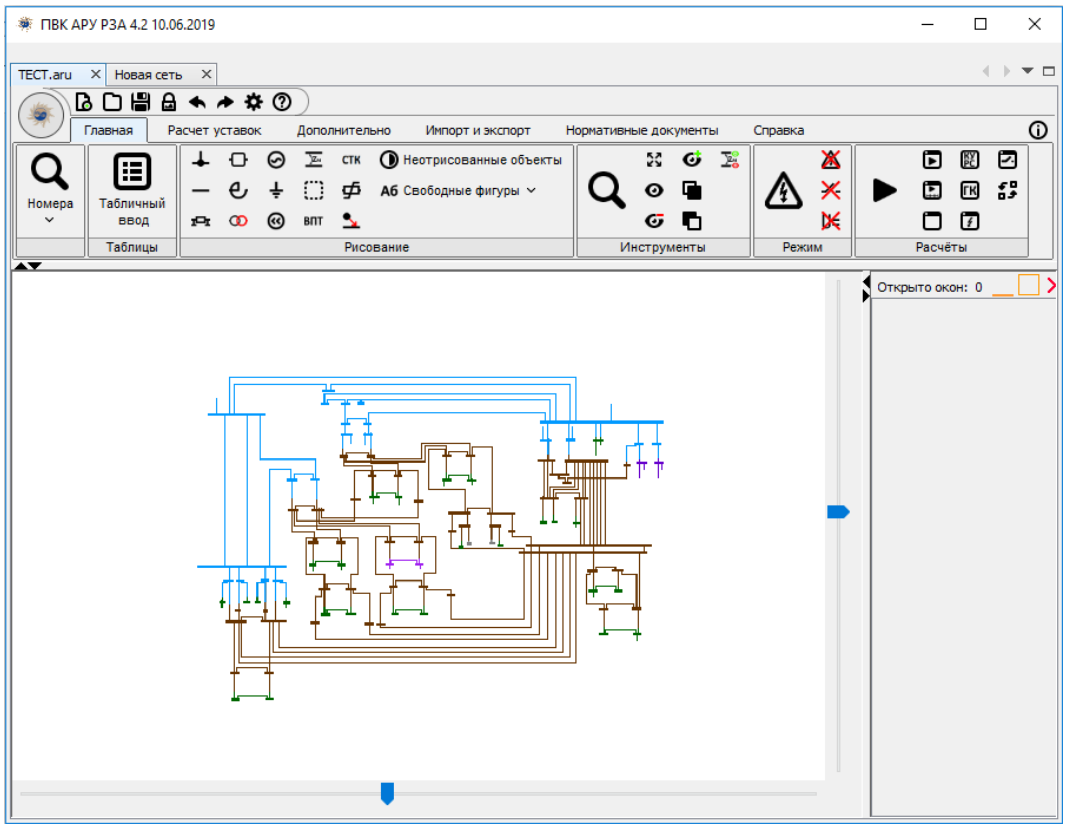


Рис. 1. Окно графического редактора ПВК «АРУ РЗА»

В табличном вводе объектов сети пользователь создаёт новые объекты путём добавления в список соответствующего оборудования. В таблицах доступен ввод всех параметров объектов. При работе в режиме табличного ввода создаётся только модель сети, без графического изображения. Объекты сети, которые не имеют изображения на графике, могут быть отрисованы пользователем отдельно путём вызова соответствующей функции.

В модуле групповой коррекции (модуль Г.К.) сети пользователь может вести модель сети путём задания текстовых команд. Команды языка являются высоко-

уровневыми и семантически отражают необходимую для пользователя функцию. Например, команда ДОБАВИТЬ УЗЕЛ (НОМЕР=1) добавит в сеть узел с номером 1. Преимуществом работы с данным модулем является простая возможность расширяемости, т. е. при выполнении большого числа однотипных операций трудозатраты при работе с данным модулем значительно меньше, чем при работе с графическим редактором или в режиме табличного ввода. Также в данном модуле одновременно можно вносить изменения в несколько моделей сети. Команды языка реализуют все функции программы по созданию, удалению и редактированию объектов сети. При добавлении объектов сети они не будут отрисованы в графическом редакторе и также могут быть отрисованы отдельно.

Для наиболее точного расчёта параметров воздушных и кабельных линий реализован отдельный модуль, имеющий свою модель данных и редактор схем замещения (рис. 2). Модуль предназначен для расчёта параметров схем замещения линий исходя из паспортных параметров. Для воздушных линий имеется возможность задания типа опоры, типов проводов, грозотросов, режима заземления грозотроса и др. Для кабельных линий задаются параметры жилы, изоляции и экрана. В результате работы с модулем возможно произвести экспорт расчётных параметров ветвей и индуктивных групп в модель сети ПВК «АРУ РЗА». Дополнительная модель данных для данного модуля необходима для возможности расчёта многоцепных линий, а также расчёта не трёхфазных систем проводов, например однофазных или многофазных линий электропередачи.

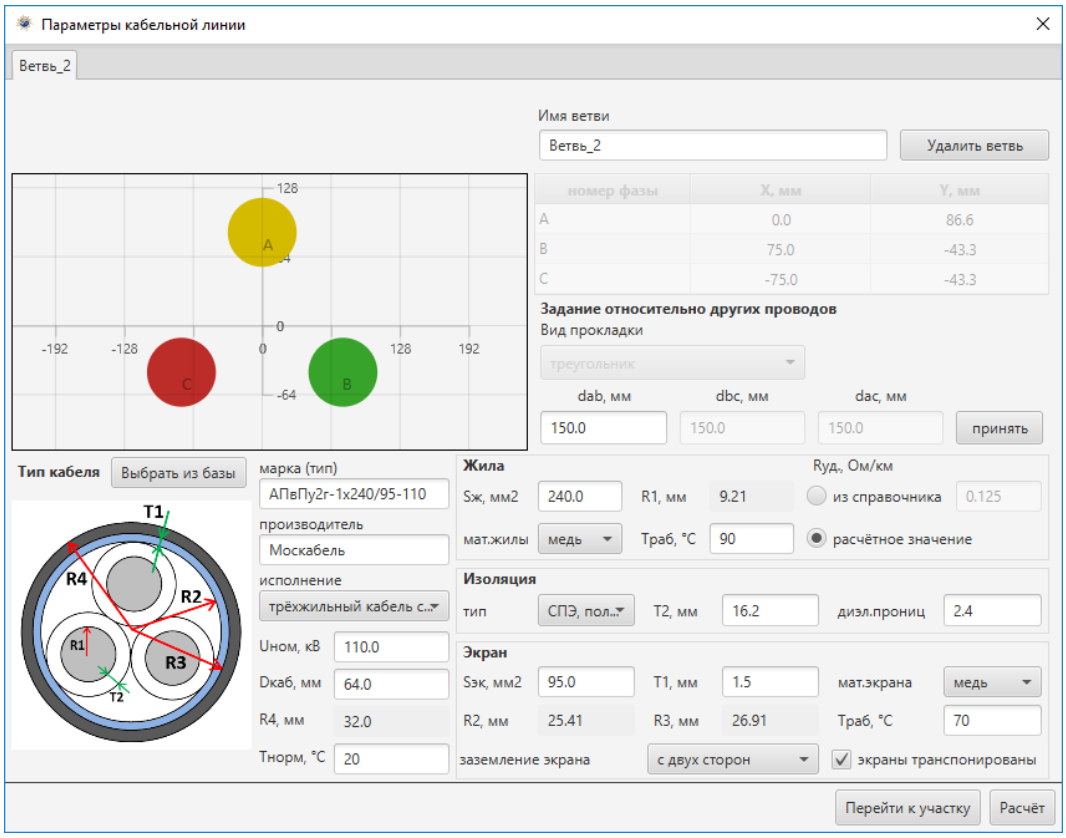


Рис. 2. Окно задание параметров кабельной линии модуля расчёта параметров ВЛ/КЛ

При отсутствии в базе паспортных параметров необходимого электрооборудования можно воспользоваться модулем по расчёту параметров схем замещения трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов произвольной конфигурации. С помощью данного модуля пользователь может создать модель указанного электрооборудования путём задания паспортных данных и далее сохранить расчётные параметры для выбранных ветвей в модели сети.

Расчёты электрических величин

Расчётное ядро программы позволяет производить расчёт электрических параметров объектов для сетей с неограниченным количеством узлов и ветвей [2]. Для узлов пользователь может получить значения напряжений. Для ветвей программа позволяет отображать значения токов, сопротивлений и мощностей. Все величины можно вывести в симметричных составляющих, по фазам, а также междуфазные значения.

Для моделирования режима работы сети реализована возможность задания коммутаций объектов сети с одной или с двух сторон, с заземлением или без заземления.

Для создания аварийного режима сети имеются функции для установки повреждений. В узел можно добавить короткое замыкания различных типов, с заданием шунта повреждения. Также можно добавлять замыкания фаз произвольных узлов сети для моделирования сложных повреждений. На ветви в любой точке имеется возможность установки всех видов повреждений, доступных для установки в узле, также доступно задание обрывов фаз. Число повреждений, которые могут быть добавлены для расчёта не ограничено. Таким образом, имеется возможность моделирования любых возможных аварийных ситуаций, в том числе сложных (рис. 3).

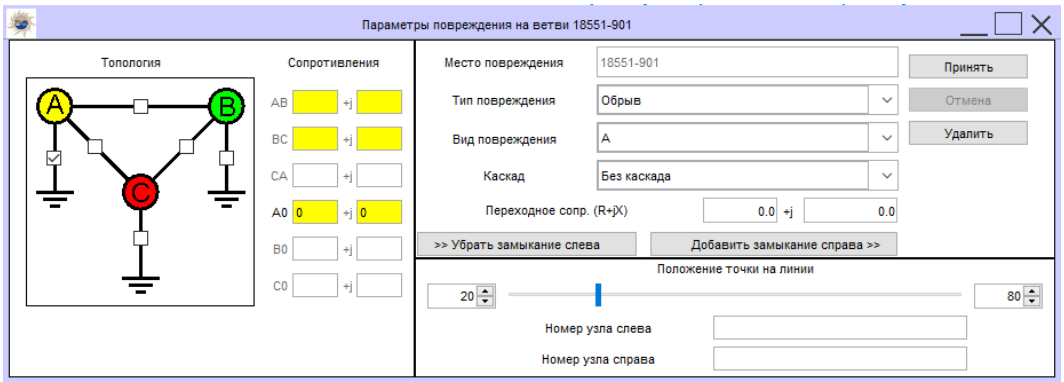


Рис. 3. Окно задания повреждения на ветви

В процессе расчёта используется промежуточная операция эквивалентирования сети, благодаря которой достигается высокая скорость расчётов без потери точности результатов расчёта.

Для корректного учёта нагрузочного режима сети доступно задание доаварийных напряжений в узлах, рассчитанных в комплексах по расчёту режимов работы электрических сетей. При задании данных напряжений, программа автоматически произведёт модификацию сети для обеспечения требуемого уровня напряжений

в узлах в доаварийном режиме. Также напряжения можно задать с учётом имеющихся повреждений в сети, это может быть полезно для моделирования нагрузочного режиме в неполнофазном режиме работы линии.

К основным преимуществам расчётного ядра также следует отнести функцию задания схем соединения обмоток трансформатора. Доступны все сочетания с использованием схем «звезда», «звезда с заземлением», «треугольник» для каждой стороны напряжения. При этом можно задавать как глухое заземление, так и через резистор.

Важнейшей особенностью вычислительного ядра является учёт наличия устройств FACTS (гибкие системы передачи переменного тока). Таким оборудованием, например, является вставка постоянного тока (ВПТ), статический тиристорный компенсатор (СТК), нелинейный элемент (НЭ) и др. В используемых программных средствах на сегодняшний день либо сложно, либо совсем невозможно произвести корректный учёт наличия такого оборудования в сети, однако оно есть в реальных сетях и может оказывать существенное влияние на замеры электрических величин. В ПВК «АРУ РЗА» помимо наличия среди объектов сети моделей ВПТ, СТК, НЭ, также доступен объект сети «источник тока», с помощью которого можно смоделировать другие устройства FACTS, которых нет в стандартном наборе ветвей.

Вызов функций по расчёту электрических величин объектов сети доступен в графическом редакторе. Также пользователю доступен пакетный режим расчётов в модуле команд управления и расчётов сети (К.У.Р.С., рис. 4).

Модуль К.У.Р.С. содержит в себе весь спектр команд по расчёту электрических величин, доступных с помощью графического редактора, а также дополнительные функции по расчёту уставок ступенчатых защит. К отличительным особенностям модуля следует также отнести возможность изменять модель сети на время расчёта, формировать различные подрежимы сети для одновременного расчёта параметров в нескольких схемно-режимных состояниях.

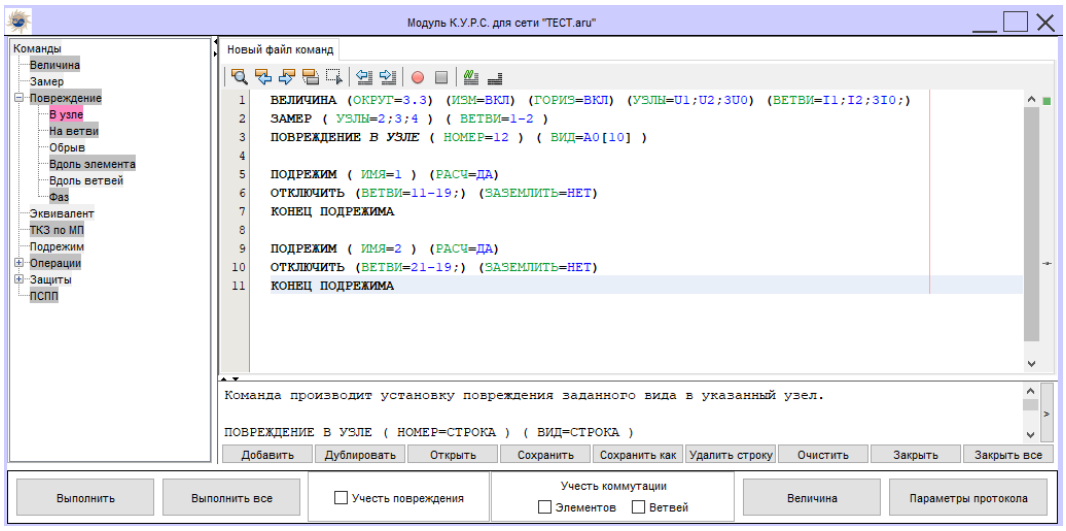


Рис. 4. Создание файла команд в модуле К.У.Р.С.

Помимо этого, в модуле К.У.Р.С. реализована функция формирования производной схемы прямой последовательности для учёта имеющейся в сети несимметрии, которая может быть создана путём задания повреждений в объектах сети. Данная функция необходима для взаимодействия с программными комплексами по расчёту электрических режимов и динамической устойчивости, так как в данных комплексах используется только схема прямой последовательности, а в ПВК «АРУ РЗА» используется схема прямой, обратной и нулевой последовательности.

Дополнительные возможности вычислительного ядра реализованы в дополнительных модулях. Такими модулями являются модуль по расчёту ударных токов и тепловых импульсов, а также модуль определения места повреждения (ОМП).

Модуль расчёта ударных токов и тепловых импульсов позволяет при коротком замыкании в рассматриваемой точке сети определять для ветвей значения протекающих периодических токов КЗ в начальный момент времени, ударных токов КЗ, накопленного теплового импульса к указанному моменту времени, а также значение термически эквивалентного тока. Таким образом, данный модуль может быть полезен при необходимости проверки или выбора электрооборудования. При проведении расчётов теплового импульса может быть учтён реальный процесс изменения сопротивления генераторов исходя из постоянной времени затухания апериодической составляющей генератора и момента времени отключения.

Модуль определения места повреждения предназначен для поиска места повреждения на линии исходя из замеров напряжений в узлах и токов в ветвях. При поиске повреждения рассматриваются все возможные варианты повреждений, а также производится фильтрация введённых пользователем замеров для отсеивания некорректных значений в расчётном режиме.

Расчёт уставок устройств РЗА

Одной из важнейших задач в электроэнергетике является расчёт уставок устройств РЗА.

Для расчёта уставок ступенчатых защит в модуле К.У.Р.С. реализован весь спектр необходимых расчётных условий. Доступен расчёт токовых и дистанционных защит. Методика расчёта уставок ступенчатых защит реализована в соответствии с руководящими указаниями по релейной защите.

В модуле доступны команды для расчёта уставок по условиям отстройки от КЗ, от неполнофазного режима работы, от тока небаланса и от нагрузки. Согласование защит реализовано как при перемещении точки повреждения вдоль указанных ветвей или элементов для поиска конца зоны срабатывания, так и при КЗ в указанной точке сети для вывода согласуемой защиты на грань срабатывания. Чувствительность для токовых защит проверяется по уставке, реле направления мощности и реле напряжения (в случае задания соответствующих параметров). Для дистанционных защит определяется чувствительность по уставке (характеристике), по току точной работы и устройства блокировки от качаний.

Реализованы модели токовой защиты нулевой последовательности (ТЗНП), токовой защиты обратной последовательности (ТЗОП) и максимальной токовой защиты (МТЗ). Характеристики дистанционных защит реализованы для защит на электромеханической базе (ЭПЗ-1636, ДЗ-503, ПЗ-5, БРЭ-2801), на микроэлемент-

ной базе (ПДЭ-2001, ШДЭ-2801) и на микропроцессорной базе (Micom P44x, REL670, ШЭ2607, Сириус-3ЛВ). Доступно задание универсальной дистанционной защиты, с возможностью конфигурирования характеристик срабатывания по ступеням.

Уставки ступенчатых защит можно привязать к модели сети путём ведения фонда устройств РЗ. Значения уставок из фонда могут быть использованы при выборе уставок других защит, проверке чувствительности защиты и анализе срабатывания выбранного набора защит.

Для расчёта уставок основных защит реализованы модули, позволяющие пошагово рассчитывать уставки всех необходимых органов (рис. 5). Данные модули реализованы в соответствии с методическими указаниями по расчёту уставок от производителей устройств РЗ. На текущий момент реализованы модули для расчёта дифференциальной защиты шин (ШЭ2607 065, Siemens 7UT63), дифференциальной защиты линии (Micom P54x, GE L90, ABB RED670, Siemens 7SD52), дифференциально-фазной защиты линии (ДФЗ-2, ШЭ2607 081) и направленной высокочастотной защиты линии (ШЭ2607 031, ПДЭ-2802).

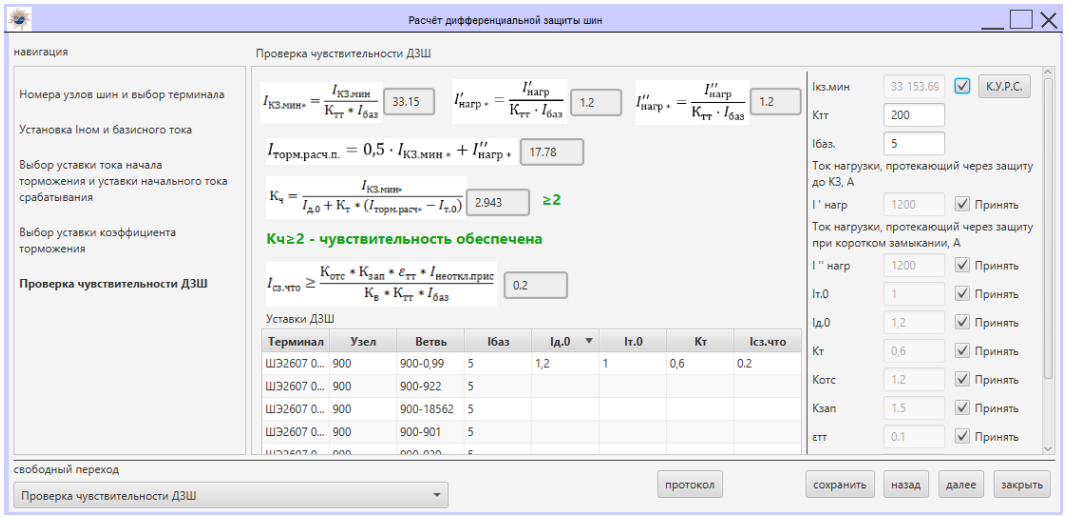


Рис. 5. Шаг расчёта уставок ДЗШ на базе терминала ШЭ2607 065

Особенность модулей по расчёту уставок основных защит заключается в проведении полного расчёта, с возможностью изменения исходных данных и формированием подробной пояснительной записки, без дополнительного редактирования спебциалистом РЗА. Исходные данные, которые могут быть получены из текущей модели сети будут загружены автоматически. Также в тех шагах, где необходим ввод значений электрических величин, определяемых среди различных схемно-режимных модификаций сети, реализован автоматический выбор расчётного режима с точки зрения выбора необходимого значения.

Для расширения покрытия спектра задач, стоящих перед специалистом РЗА, реализован модуль автоматизированного формирования бланков параметрирования МП защит. Данный модуль предоставляет пользователю интерфейс для удобного заполнения значений в бланке, проверки правильности заполнения значений,

а также формирования бланка на основании заполненного шаблона в формате, предоставляемым производителем рассматриваемого терминала защит.

Анализ срабатывания устройств РЗ

В результате окончания выбора уставок РЗ следует проверить корректность работы устройств РЗ. Для этого пользователь ПВК «АРУ РЗА» может произвести расчёт коэффициентов чувствительности защит и на основании данных коэффициентов сделать вывод о корректности работы устройств РЗ. Однако поочередный расчёт чувствительности защит может занять много времени и не позволяет видеть процесс в динамике. Для упрощения задачи анализа действия ступенчатых устройств РЗ в ПВК «АРУ РЗА» реализован модуль анализа срабатывания устройств РЗ (рис. 6). Данный модуль позволяет определять состояния выбранного набора защит на основании расчётных и нормативных значений коэффициентов чувствительности в течении времени, учитывать модификации в сети, сформированными защитами. Процесс расчёта является итеративным, итерации формируются на основании выдержек времени ступеней защит, добавленных в анализ.

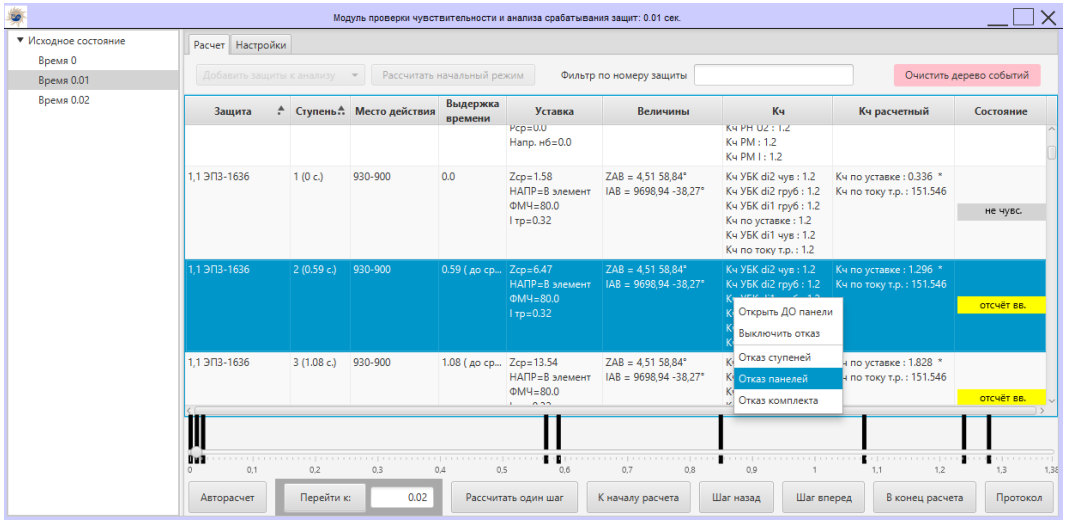


Рис. 6. Окно модуля анализа срабатывания защит

В каждой итерации ступень защиты принимает одно из следующих состояний: «не чувст.» – расчётный коэффициент чувствительности меньше требуемого; «отсчёт вв» – расчётный коэффициент чувствительности меньше требуемого, ступень производит отсчёт выдержки времени; «откл.» – ступень произвела отключение контролируемой ветви; «отказ» – отказ срабатывания защит, задаётся пользователем; «сброшена вв» – в текущей итерации чувствительность ступени снизилась и защита сбросила выдержку времени; «откл. ненормат.» – ненормативное отключение.

В процессе расчёта пользователь может изменять начальные расчётные условия, т. е. моделировать развитие аварии, добавлять дополнительные коммутации.

С помощью данного модуля специалист может анализировать дальнее резервирование защит, определять за какое время защиты локализуют повреждение, определять чувствительность группы защит.

Заключение

Отечественная разработка АО «НТЦ ЕЭС» является уникальной [3] за счёт полной независимой и самостоятельной разработки, включена в единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных. Конкурентные программные комплексы отечественного производства на сегодняшний день не имеют аналогичного функционала в рамках одной программной единицы. Программные средства иностранного производства не учитывают специфики отечественных электрических сетей, не имеют востребованного набора электрооборудования и устройств РЗ, а также имеют более высокую стоимость.

ПВК «АРУ РЗА» позволяет покрыть широкий спектр задач, стоящих перед специалистом в области РЗА, которые обычно решаются путём работы с множеством программных комплексов, либо путём «ручных» расчётов. Наличие большого числа дополнительных модулей и функций в программе наиболее удобно для пользователя, так как исключаются процессы по переносу информации из одних источников в другие, отпадает необходимость в закупке дополнительных программных средств. Разработанное вычислительное ядро комплекса позволяет добавлять новые функции, благодаря которым существенно упрощается работа специалиста в области РЗА.

Реализован сайт ПВК «АРУ РЗА» (www.arurza.ru), на котором доступны презентации, последние новости, демоверсия, удаленный доступ к полной версии ПВК, обратная связь с заказчиками.

Также отметим, что ПВК «АРУ РЗА» может работать под операционными системами Linux, разработанными в РФ, что соответствует требованиям Приказа Минкомсвязи России №486 от 20.09.2018 «Об утверждении методических рекомендаций по переходу государственных компаний на преимущественное использование отечественного программного обеспечения, в том числе отечественного офисного программного обеспечения».

Список литературы

1. *Абакумов С. А., Виштибеев А. В., Гаязов С. Е., Марюшко Е. А., Саввин Д. Н.* Программно-вычислительный комплекс для расчёта токов короткого замыкания и выбора уставок РЗА – ПВК АРУ РЗА // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2016, № 2. – С. 84–90.
2. *Абакумов С. А., Виштибеев А. В., Гаязов С. Е., Марюшко Е. А., Саввин Д. Н.* Методика автоматизированного расчёта ударного тока короткого замыкания в ПВК «АРУ РЗА» для проверки электроэнергетического оборудования. // Релейная защита и автоматизация, 2017, № 1. – С. 48–51.
3. *Абакумов С. А., Виштибеев А. В., Гаязов С. Е., Саввин Д. Н., Надобная Е. А.* Свидетельство о гос. регистрации программы для ЭВМ «Программно-вычислительный комплекс для автоматизированного расчёта уставок релейной защиты и автоматики. Версия 5.0 (ПВК АРУ РЗА 5.0) № 2019663105 от 10 октября 2019 г.».

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

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

Виштибеев Алексей Владимирович, канд. техн. наук, доцент, заведующий отделом развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).
E-mail: VishtibeevAV@nsk.so-ups.ru

Гаязов Ставро Евгеньевич, инженер-программист отдела развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).
E-mail: GayazovSE@nsk.so-ups.ru

Надобная Евгения Анатольевна, инженер отдела развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).
E-mail: NadobnayaEA@yandex.ru

Саввин Дмитрий Николаевич, ведущий инженер отдела развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).
E-mail: SavvinDN@nsk.so-ups.ru

РЕЖИМНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СИЛОВОГО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

УДК 621.314

А. С. Лямов, С. В. Смоловик, А. Л. Тупицина

Исследование токов короткого замыкания турбогенератора с расщепленной обмоткой статора

Рассмотрены отличия уравнений переходных процессов турбогенераторов с расщепленной обмоткой статора от классических уравнений синхронной машины. Важной задачей является исследование процессов при коротких замыканиях (КЗ) на выводах обмоток, что необходимо для оценки требований к генераторным выключателям. В большинстве распространенных расчетных комплексов (*RusTab, EMTP*) модель генератора с расщепленной обмоткой статора отсутствует, и обычным расчетным приемом является моделирование с помощью представления данного генератора двумя независимыми трёхфазными машинами. Целью статьи является анализ результатов расчетов переходных процессов, возникающих при внезапном трёхфазном КЗ на выводах генератора с расщепленной обмоткой статора и сопоставление некоторых результатов с аналогичными переходными процессами при моделировании генератора с расщепленной статорной обмоткой двумя независимыми генераторами. Показано, что такое моделирование не является приемлемым, и наибольшие погрешности возникают при определении токов при КЗ из режима холостого хода и напряжений на выводах свободной от замыкания обмотки в режиме короткого замыкания.

Ключевые слова: синхронный генератор, расщепленная обмотка статора, трёхфазное короткое замыкание.

Статья посвящена анализу переходных процессов при коротких замыканиях на выводах турбогенератора большой единичной мощности с расщепленной обмоткой статора. Стремление к увеличению единичной мощности синхронных турбогенераторов при сохранении частоты вращения 3 000 оборотов в минуту привело к созданию филиалом «Электросила» ПАО «Силовые машины» линейки турбогенераторов серии Т3В с полной водяной системой охлаждения. Дистиллированной водой охлаждаются обмотка статора, сердечник статора и обмотка возбуждения. Это решение позволило создать компактную электрическую машину с удельным расходом материалов, сниженным до показателя 0,517 кГ/кВт. Генераторы этой конструкции установлены и предполагаются к установке на Нововоронежской АЭС-2, Ленинградской АЭС-2 и Белорусской АЭС. Для снижения величин рабочих и, особенно, аварийных токов статора обмотка статора выполнена расщепленной со сдвигом напряжений по фазе на 30° эл. Конструктивно обмотки статора выполнены таким образом, что образуют в воздушном зазоре машины совпадающие по фазе первые гармоники индукции магнитного поля. Ротор генератора с расщепленной обмоткой статора подобен ротору обычной трёхфазной машины, и электромагнитные процессы роторных контуров описываются обычным набором параметров. Наиболее существенным отличием является наличие взаимной индуктивности по магнитным потокам рассеяния статора и основному магнитному потоку. Параметры генератора приведены в табл. 1. За базисные величины приняты номинальная мощность одной обмотки (666,67 МВ·А) и номинальное напряжение статора (24 кВ).

Таблица 1

Параметры турбогенератора для расчёта токов короткого замыкания и электромеханических переходных процессов

	Наименование параметра	Обознач.	Значение
1	Синхронное индуктивное сопротивление в продольной оси, о.е.	x_d	2,32
2	Синхронное индуктивное сопротивление в поперечной оси, о.е.	x_q	2,32
3	Переходное индуктивное сопротивление, о.е.	x'_d	0,36
4	Сверхпереходное индуктивное сопротивление в продольной оси, о.е.	x''_d	0,23
5	Сверхпереходное индуктивное сопротивление в поперечной оси, о.е.	x''_q	0,22
6	Индуктивное сопротивление обратной последовательности, о.е.	x_2	0,25
7	Индуктивное сопротивление нулевой оследовательности, о.е.	x_0	0,13
8	Эквивалентное индуктивное сопротивление пазового рассеяния обмотки статора, о.е.	x_n	0,16
9	Эквивалентное индуктивное сопротивление пазового рассеяния для одной работающей обмотки статора, о.е.	x_{nk}	0,106
10	Индуктивное сопротивление рассеяния лобовых частей обмотки статора, о.е.	x_l	0,068
11	Эквивалентное индуктивное сопротивление взаимоиндукции между двумя трёхфазными системами, о.е.	x_{12}	0,054
12	Индуктивное сопротивление взаимоиндукции, о.е.	x_{ad}	2,092
13	Индуктивное сопротивление рассеяния обмотки возбуждения, о.е.	x_f	0,14
14	Индуктивное сопротивление рассеяния демпферных контуров (ненасыщенное), о.е.	x_{kd}	0,041
15	Постоянная времени обмотки возбуждения при прочих разомкнутых в оси *d* контурах, с	T_{d0}	8,97
16	Постоянная времени обмотки возбуждения при разомкнутой статорной обмотки в оси *d*, с	T'_{d0}	5,38
17	Постоянная времени демпферных контуров при прочих разомкнутых в оси *d* контурах, с	T''_{d0}	0,05
18	Постоянная времени демпферных контуров при прочих разомкнутых в оси *q* контурах, с	T''_{q0}	0,01
19	Постоянная времени обмотки возбуждения при трёхфазном коротком замыкании обмотки статора, с	T'_d	1,4
20	Постоянная времени периодической составляющей сверхпереходного тока при трёхфазном коротком замыкании обмотки статора, с	T''_d	0,035
21	Постоянная времени апериодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания, с	T_a	0,4
22	Моменты инерции, кГм^2: – генератора – турбины	J	 20 100 110 200

Индуктивные сопротивления генератора повышены, а величина собственной механической инерционной постоянной ротора агрегата снижена и составляет $T_J = 1{,}49$ с. За счёт значительной механической инерции паровой турбины результирующее значение T_J составляет 9,64 с.

Необходимо отметить определенное несоответствие параметров, приведённых в табл. 1: при расчёте величин переходных и сверхпереходных индуктивных сопротивлений логично исходить из заданных в явном виде сопротивлений рассеяния контура возбуждения и демпферных контуров. При этом величина переходного сопротивления x'_{d2} совпадает с приведённым в табл. 1 только для случая одинаковой загрузки обеих обмоток; в случае работы одной обмотки эта величина падает до $x'_{d1} = 0{,}305$ о.е. Приведённые в табл. 1 величины сверхпереходных сопротивлений оказываются заниженными для условий работы обеих обмоток. Использование сопротивлений рассеяния роторных контуров даёт: для одинаковой загрузки обмоток $x''_d = 0{,}2592$ о.е. и $x''_q = 0{,}2682$ о.е., а для варианта работы одной обмотки снижаются до значений $x''_d = 0{,}205$ о.е. и $x''_q = 0{,}2142$ о.е, что заметным образом не совпадает с данными табл. 1. Поэтому в расчётах приняты величины переходных и сверхпереходных индуктивных сопротивлений, найденные на основе использования сопротивлений рассеяния роторных контуров, а запись уравнений предусматривает учёт режимов работы обмоток, что показано ниже.

Для генераторов большой единичной мощности важной задачей является исследование процессов при коротких замыканиях на выводах обмоток, что необходимо для оценки требований к генераторным выключателям (рис. 1). Расщепленные обмотки присоединены к повышающему трансформатору. Параметры группы трёх однофазных трансформаторов ОРДЦ-533000/330-У1, приведённые к мощности блока, приняты следующими: $x_{ВН} = 0$ о.е, $x_{НН1} = x_{НН2} = 0{,}21$ о.е. Связи трёхфазных систем через расщепленные обмотки повышающего трансформатора усложняют протекание переходных процессов. Индуктивное сопротивление связи с приёмной системой принято равным $x_С = 0{,}15$ о.е.

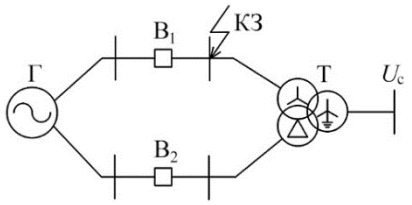


Рис. 1. Схема подключения генератора Т3В-1200 к сети

Уравнения переходных процессов синхронной машины с расщепленными обмотками записываются следующим образом [1, 2]:

$$\left.\begin{aligned} &\frac{1}{\omega_c}\frac{d\psi_{d1}}{dt} + (1+s)\psi_{q1} + R_{a1}\cdot i_{d1} = -u_{d1,} \\ &-\frac{1}{\omega_c}\frac{d\psi_{q1}}{dt} + (1+s)\psi_{d1} - R_{a1}\cdot i_{q1} = u_{q1.} \end{aligned}\right\} \quad (1)$$

И аналогично для второй системы обмоток. Выражения для потокосцеплений контуров записываются следующим образом:

$$\left.\begin{aligned} \psi_{d_1} &= x_d i_{d_1} + (x_{12} + x_{ad}) i_{d_2} + x_{ad} i_r + x_{ad} i_{rd,} \\ \psi_{d_2} &= x_d i_{d_2} + (x_{12} + x_{ad}) i_{d_1} + x_{ad} i_r + x_{ad} i_{rd,} \\ \psi_{q_1} &= x_q i_{q_1} + (x_{12} + x_{aq}) i_{q_2} + x_{aq} i_{rq,} \\ \psi_{q_2} &= x_q i_{q_2} + (x_{12} + x_{aq}) i_{q_1} + x_{aq} i_{rq.} \end{aligned}\right\} \quad (2)$$

В выражениях (2) синхронные сопротивления по продольной и поперечной осям приняты равными:

$$x_d = x_q = x_{nk} + x_l + x_{ad}, \tag{3}$$

наличие слагаемого x_{12} во вторых членах выражений (2) позволяет учесть влияние обмоток друг на друга в различающихся режимах работы.

Уравнения связи потокосцеплений роторных контуров с токами и уравнения движения ротора записываются традиционным образом [3]. Для примера приведено уравнения потокосцепления контура возбуждения:

$$\Psi_r = x_{ad}(i_{d1} + i_{d2}) + (x_{ad} + x_f)i_r + x_{ad}i_{rd}. \tag{4}$$

Следует отметить, что в большинстве распространенных расчётных комплексов (*RusTab, EMTP, Matlab/Simulink*) модель генератора с расщепленной обмоткой статора с учётом индуктивных связей между обмотками отсутствует, и обычным расчётным приёмом является моделирование с помощью представления данного генератора двумя независимыми трёхфазными машинами, подключенными к трансформатору с расщепленной обмоткой генераторного напряжения. Целью настоящей статьи является анализ результатов расчётов переходных процессов генератора с расщепленной обмоткой статора при трёхфазном коротком замыкании на стороне генераторного напряжения и сопоставление с результатами расчётов по схеме с двумя независимыми генераторами. Рассмотрены короткие замыкания из режимов холостого хода и номинальной нагрузки.

На рис. 2–6 представлены результаты расчётов коротких замыканий на выводах одной из трёхфазных обмоток.

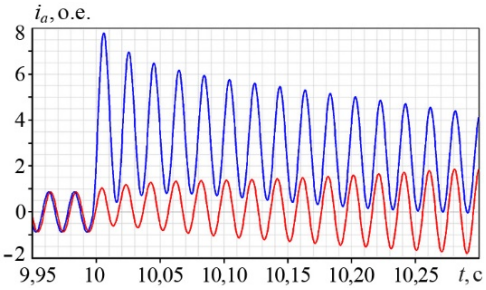


Рис. 2. Ток фазы *А* генератора при трёхфазном КЗ на выводах одной из статорных обмоток при максимальной апериодической составляющей – синяя кривая, ток фазы *А* второй обмотки – красная кривая (режим номинальной нагрузки)

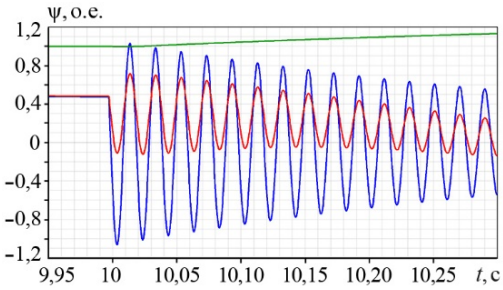


Рис. 3. Потокосцепление по оси *d* генератора при трёхфазном КЗ на выводах одной из статорных обмоток при максимальной апериодической составляющей тока аварийной фазы – синяя кривая, потокосцепление по оси *d* второй обмотки – красная кривая, потокосцепление контура возбуждения – зеленая кривая (режим номинальной нагрузки)

Необходимо отметить довольно слабое влияние короткого замыкания на выводах одной из обмоток на токи другой системы обмоток. Обусловлено это тем, что среднее значение потокосцепления Ψ_{d2} второй системы обмоток падает (рис. 3), появляется периодическая составляющая, соответствующая апериодической слагающей тока, но амплитуда тока возрастает незначительно. Потокосцепление контура возбуждения Ψ_r растет под действием форсирования возбуждения.

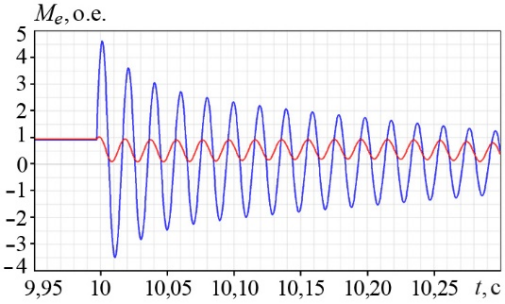


Рис. 4. Электромагнитные моменты статорных обмоток при трёхфазном КЗ: аварийная обмотка – синяя кривая, вторая обмотка – красная кривая

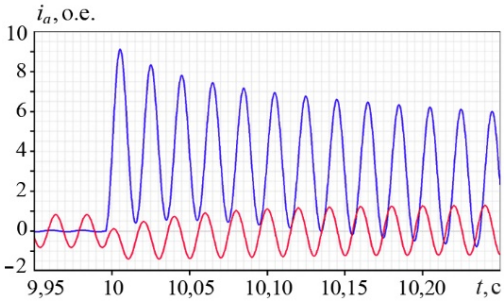


Рис. 5. Ток фазы *A* генератора при трёхфазном КЗ на выводах одной из статорных обмоток при максимальной апериодической составляющей – синяя кривая, ток фазы *A* второй обмотки – красная кривая (режим холостого хода аварийной обмотки)

Сопоставление данных результатов с результатами расчёта по схеме с двумя независимыми генераторами показывает, что моделирование короткого замыкания с помощью двух независимых генераторов из режима номинальной нагрузки даёт вполне приемлемые результаты: максимальные величины токов практически совпадают (7,72 о.е. против 7,8 о.е. при использовании модели генератора с расщепленной обмоткой). Характерной особенностью мощных генераторов является большая величина постоянной времени затухания апериодических составляющих токов статора, что обусловливает длительное отсутствие перехода статорного тока через нулевые значения (в обоих случаях моделирования около 0,25 с). Наибольшая погрешность имеет место при вычислении электромагнитного момента (около 5 %).

Существенная разница возникает при моделировании короткого замыкания из режима холостого хода одной их обмоток (одного из генераторов).

Напряжение на отключенной от сети обмотки равно ЭДС воздушного зазора, так как подключенная к трансформатору обмотка работает при номинальном напряжении и номинальном токе. За счёт повышенного напряжения ток короткого замыкания увеличен до 9,12 о.е., что на 20 % выше тока короткого замыкания при моделировании короткого замыкания из режима холостого хода одного из независимо работающих генераторов. Это подтверждает необходимость использования разработанной модели при расчётах токов КЗ генераторов подобной конструкции.

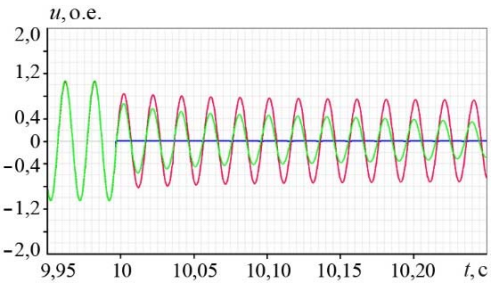


Рис. 6. Изменение напряжений на выводах обмоток генератора с расщепленной обмоткой статора при трёхфазном КЗ (зеленая и синяя кривые) и на выводах обмоток генераторов при моделировании двумя независимыми генераторами (красная и синяя кривые)

Наибольшие отличия имеют место также в расчёте напряжений на выводах неаварийной обмотки. Так, на рис. 6 приведены результаты расчёта напряжений на выводах обмоток при трёхфазном КЗ на одной из них из режима номинальной

нагрузки. Понижение напряжения на удаленном от места аварии генератора в случае моделирования независимыми машинами обусловлено возникновением замыкания и параметрами схемы; в случае использования модели генератора с расщепленной обмоткой статора дополнительным фактором является «размагничивание» машины токами аварийной обмотки. За счёт этого напряжение на второй обмотке снижается в большей степени.

Выводы

Реализована математическая модель турбогенератора с расщепленной обмоткой статора в блоке с повышающим трансформатором, предназначенная для анализа токов при замыканиях на стороне генераторного напряжения. Результаты моделирования сопоставлены с результатами, полученными на основе представления данного генератора двумя независимыми трёхфазными машинами, подключенными к трансформатору с расщепленной обмоткой генераторного напряжения.

Выполнение оценки амплитудных значений и затухания токов на основе представления генератора с расщепленной обмоткой статора двумя независимыми синхронными машинами в ряде режимов работы приводит к недопустимым погрешностям, превышающим 20 %. Заметные погрешности (до 18 %) возникают при расчёте напряжений на выводах свободной от замыкания обмотки в режиме короткого замыкания. Поэтому математическое моделирование электромагнитных переходных процессов при коротких замыканиях на выводах генератора с расщепленной обмоткой статора необходимо выполнять на основе предлагаемой модели.

Список литературы

1. *Гришин Н. В.* Уравнения режимных задач шестифазных турбогенераторов предельной мощности. // Научно-технические ведомости СПбПУ, 2016, № 2 (243). – С. 16–23.
2. *Гришин Н. В.* Схемы замещения для решения режимных задач шестифазных турбогенераторов предельной мощности. // Научно-технические ведомости СПбПУ, 2016, № 2 (243). – С. 62–71.
3. *Важнов А. И.* Переходные процессы в машинах переменного тока. – Л.: Энергия, Ленингр. отд-ние, 1980. – 256 с.

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

E-mail: aleksandrliamov@yandex.ru

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

E-mail: smolovik@ntcees.ru

Тупицина Анна Леонидовна, студент Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: tupitsina_a@ntcees.ru

УДК 621.316.728

А. И. Денисенко, А. С. Лямов, С. В. Смоловик, А. Л. Тупицина

Регулировочные характеристики статического синхронного продольного компенсатора

Целью работы является исследование влияния статического синхронного продольного компенсатора (ССПК) на режимы работы одиночной электропередачи для последующего применения разработанных моделей в условиях реальных электрических сетей. За последнее десятилетие появились новые устройства FACTS последовательного включения, которые являются более экономичными и удобными в применении, чем устройства FACTS последовательного включения первых поколений, таких как устройства продольной ёмкостной компенсации, в том числе с тиристорным управлением. В большинстве регионов строительство новых воздушных линий электропередачи становится все более сложным, что повышает возможности применения устройств FACTS последовательного включения как для увеличения пропускной способности линий, так и повышения качества управления потоками мощности в сложных схемно-режимных условиях.

Ключевые слова: статический синхронный продольный компенсатор, электроэнергетическая система, линия электропередачи.

Устройства FACTS последовательного включения, основанные на использовании силовой электроники, эксплуатируются в электроэнергетических системах в течение почти трёх десятилетий [1–3]. Их применение в основном было ограничено повышением пропускной способности протяженных линий электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения. За последнее десятилетие появились новые устройства FACTS последовательного включения, которые являются более экономичными и удобными в применении, чем устройства FACTS последовательного включения первых поколений, таких как устройства продольной ёмкостной компенсации, в том числе с тиристорным управлением. Кроме того, в большинстве регионов строительство новых воздушных линий электропередачи становится все более сложным, что повышает возможности применения устройств FACTS последовательного включения как для увеличения пропускной способности линий, так и повышения качества управления потоками мощности в сложных схемно-режимных условиях. Целью настоящей работы является исследование влияния статического синхронного продольного компенсатора на режимы работы одиночной электропередачи для последующего применения разработанных моделей в условиях реальных электрических сетей. Методика моделирования ССПК приведена в [4]. Схема ССПК приведена на рис. 1. Вектор напряжения ССПК находится под прямым углом к вектору тока линии и либо компенсирует часть падения напряжения на индуктивном сопротивлении линии, либо увеличивает его.

В качестве примера рассмотрена линия электропередачи напряжением 500 кВ, длиной 450 км. За базисную мощность принята мощность генератора, подключенного к линии (P = 800 МВт, cos φ = 0,9). Расчётная схема электропередачи с ССПК приведена на рис. 2.

Процесс изменения режима работы электропередачи под действием ССПК иллюстрируется рис. 3–8. Расчёты выполнены для мощности ССПК равной 0,2 о.е. Устройство регулирует только реактивную мощность; управляющим воздействием

является изменение уставки по току на ±0,4 о.е. Коэффициент усиления по каналу отклонения тока ССПК принят равным K_{0i} = –10 единиц изменения выходного напряжения на единицу отклонения тока.

$$\Delta I_m = \frac{K_{0i}(I_m - I_{уст})}{1+pT_i}, \quad (1)$$

d, q – составляющие ЭДС ССПК вычисляются с использованием следующих передаточных функций:

$$\Delta E_{q\text{ссп}к} = \frac{\Delta I_m \cdot x_{\text{ссп}к} \cdot I_d}{1 + pT_{\text{ссп}к}}, \quad (2)$$

$$\Delta E_{d\text{ссп}к} = \frac{-\Delta I_m \cdot x_{\text{ссп}к} \cdot I_q}{1 + pT_{\text{ссп}к}}, \quad (3)$$

где $I_{уст}$ – величина уставки по току;

K_{0i} – коэффициент регулирования по отклонению тока линии (K_{0i} = –10 … –100),

T_i – постоянная времени канала отклонения тока (T_i = 0,01 с),

$T_{ссп к}$ – постоянная времени преобразователей ССПК,

$x_{ссп к}$ – индуктивное сопротивление трансформатора ССПК ($x_{ссп к}$ = 0,04 о.е.),

I_d, I_q – *d*-, *q*-составляющие тока электропередачи.

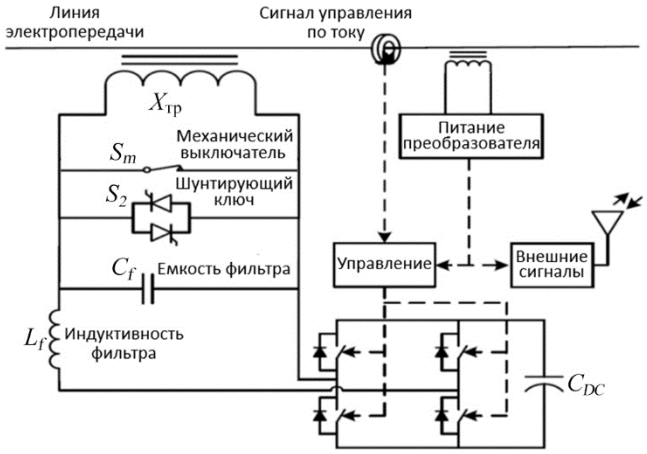


Рис. 1. Схема ССПК

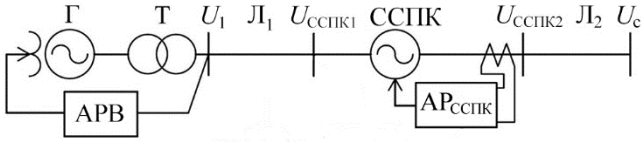


Рис. 2. Схема электропередачи с ССПК, АР$_{ССПК}$ – автоматический регулятор

С учётом величины индуктивного сопротивления последовательного трансформатора ССПК, указанного в (2), (3), максимальное значение выходного напряжения при K_{0i} = –10 в установившемся режиме будет составлять около 80 % максимального. В ходе переходных режимов ряд переменных достигают ограничений. На каждом из приведённых ниже рисунков сопоставлены графики изменения переменных при различных знаках изменения уставки по току.

При изменении уставки в сторону увеличения тока (рис. 3) электромагнитная мощность скачком возрастает (красная кривая), ротор генератора начинает тормозиться и после колебаний занимает новое положение при уменьшенном значении угла δ (синяя кривая). После затухания колебаний величина электромагнитной мощности восстанавливается, поскольку определяется мощностью первичного двигателя генератора. При отработке задания на снижение тока электромагнитная мощность быстро уменьшается, а угол возрастает (соответственно, фиолетовая и зеленая кривые).

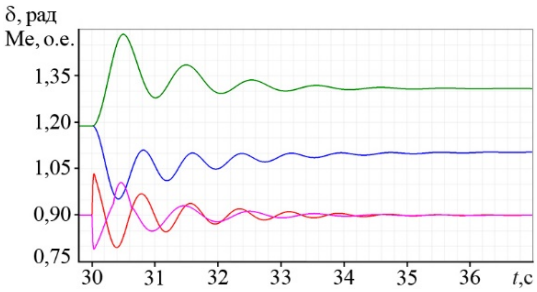


Рис. 3. Изменение угла ротора генератора и электромагнитной мощности при изменении уставки ССПК по току:
синяя и красная кривые – +0,4 о.е.,
зеленая и фиолетовая – –0,4 о.е.

Скачкообразное изменение уставки ССПК приводит к появлению продольной составляющей ЭДС, что, в свою очередь, приводит к переходу на измененную характеристику мощности электропередачи. Рассмотренные изменения уставок соответствуют положениям управляющей ЭДС ССПК ($\Delta E_{\text{сспк}}$) – отстающей от вектора тока линии на 90° при положительном изменении уставки и опережающей на 90° при отрицательном изменении. Изменение знака уставки по току приводит к изменению положения вектора управляющей ЭДС на 180°. При использовании в качестве координатной системы осей q, d генератора в случае положительного изменения уставки вектор $\Delta E_{\text{сспк}}$ расположен в третьем квадранте, при отрицательном – в первом. Ниже это положение иллюстрируется векторными диаграммами.

Изменение режима работы электропередачи при изменении уставки в сторону увеличения тока (+0,4 о.е.) дополнительно иллюстрируется векторной диаграммой рис. 4. Переменные с одним штрихом соответствуют установившемуся режиму работы до введения управляющего воздействия, с двумя штрихами – после соответствующего изменения уставки. Напряжение U_2 с одним и двумя штрихами – это напряжение на стороне ССПК со стороны передающей системы ($U_{\text{сспк1}}$ на рис. 2). Вектор управляющего напряжения ССПК dE расположен в третьем квадранте.

Дополнительное напряжение ССПК компенсирует часть падения напряжения на сопротивлении линии электропередачи. В результате угол между напряжением приёмной системы U_{c}'' и поперечной осью генератора сокращается, вектор тока также сдвигается в сторону поперечной оси ротора генератора.

При противоположном изменении уставки дополнительное напряжение ССПК увеличивает падение напряжения на сопротивлении линии (рис. 5). Вектор ЭДС dE расположен в первом квадранте.

Изменение тока, протекающего через трансформатор ССПК, в указанных двух случаях иллюстрируется рис. 6.

Под действием добавочного напряжения ток линии при увеличении уставки в начале процесса возрастает, затем снижается, поскольку изменяется баланс реактивных мощностей линии (рис. 6). При обратном изменении уставки ток вначале снижается, затем возрастает.

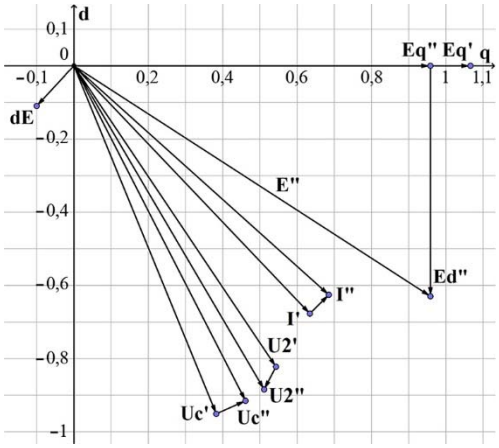


Рис. 4. Векторная диаграмма, характеризующая изменение режима работы электропередачи при отработке задания на увеличение тока (+0,4 о.е.)

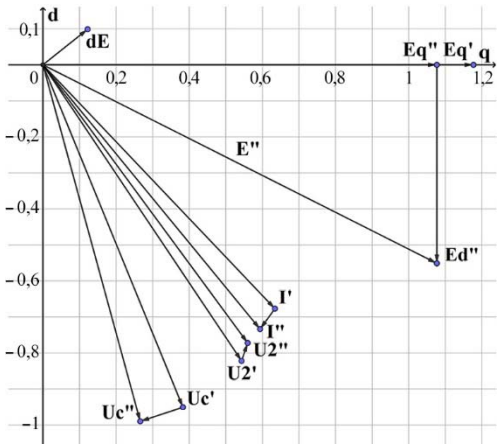


Рис. 5. Векторная диаграмма, характеризующая изменение режима работы электропередачи при отработке задания на уменьшение тока (–0,4 о.е.)

Необходимо обратить внимание на различие частот колебаний переменных при различных знаках изменения уставки: в случае компенсации части падения напряжения на индуктивном сопротивлении линии частоты колебаний возрастают (рис. 3, 6, 7), поскольку «сокращается» эквивалентная длина линии электропередачи; при увеличении падения напряжения частота колебаний снижается.

Изменение напряжений на выводах последовательного трансформатора при изменениях уставки иллюстрируется рис. 7.

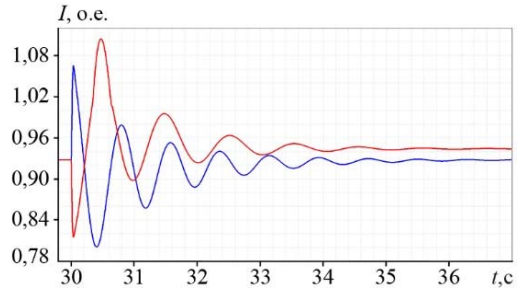


Рис. 6. Изменение тока, протекающего через трансформатор ССПК, при изменении уставки по току: синяя кривая – +0,4 о.е., красная – –0,4 о.е.

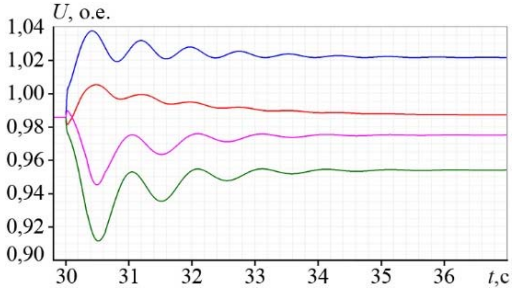


Рис. 7. Изменение напряжений на выводах трансформатора ССПК при изменении уставки ССПК по току: синяя (со стороны передающей системы) и красная (со стороны приёмной системы) кривые – +0,4 о.е., зеленая и фиолетовая – –0,4 о.е.

Можно отметить, что ССПК при увеличении уставки по току повышает оба напряжения – в большей степени напряжение на стороне передающей системы, в меньшей степени – на стороне приёмной системы; при понижении уставки – в наибольшей степени снижает напряжение на стороне передающей системы.

При рассмотренных видах регулирования изменяется только реактивная мощность ССПК; её изменение в двух рассмотренных случаях иллюстрируется рис. 8. При отрицательном изменении уставки за счёт снижения напряжения на зажимах

ССПК ток линии увеличивается, что приводит к возрастанию абсолютной величины реактивной мощности и достижению ограничения.

Дополнительная иллюстрация влияния регулирования может быть получена на основе оценки изменения некоторых параметров режима работы линии при внесении ЭДС ССПК за счёт изменения уставки устройства по току при увеличении мощности устройства. Результаты представлены на рис. 9 и 10.

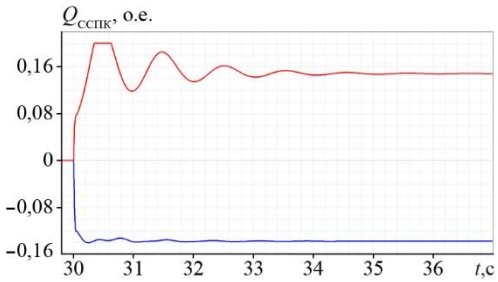


Рис. 8. Изменение реактивной мощности ССПК при изменении уставки ССПК по току: синяя кривая – +0,4 о.е., красная кривая – –0,4 о.е.

При компенсации части падения напряжения угол электропередачи снижается (приблизительно на 27 % начального значения угла на линии), при увеличении падения напряжения – возрастает почти на 40 %.

Красные кривые на рис. 9, 10 характеризуют возможности устройства с точки зрения форсирования (ограничения) тока линии.

Зеленые кривые иллюстрируют изменение тока в рассмотренной схеме после затухания переходного процесса, вызванного изменением уставки.

Величина тока линии в первом случае (рис. 9) незначительно уменьшается, во втором – возрастает. Это происходит за счёт соответствующего изменения напряжений в точке подключения ССПК (в первом случае напряжение повышается, во втором понижается, что иллюстрируется рис. 7).

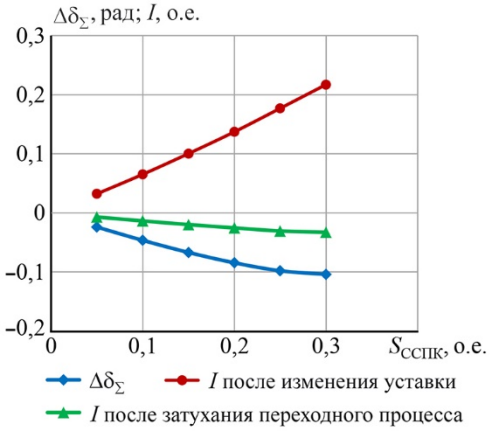


Рис. 9. Изменение угла электропередачи и тока линии при введении сигнала на компенсацию падения напряжения линии

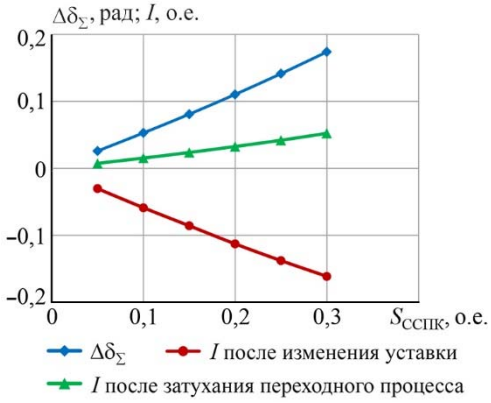


Рис. 10. Изменение угла электропередачи и тока линии при введении сигнала на увеличение падения напряжения линии

Выводы

1. Разработана методика моделирования устройства ССПК в условиях одиночной электропередачи.

2. Установлены основные закономерности изменения режима работы электропередачи при действии ССПК. Получены зависимости, иллюстрирующие влияние устройства на изменение режима работы электропередачи. Показано, что дополни-

тельная реактивная мощность, генерируемая или потребляемая устройством, заметно влияет на режим напряжений в точках подключения.

3. Необходимо продолжение исследований по оценке эффективности применения устройства в условиях сложно-замкнутых сетей и выявлению возможных ограничений, обусловленных изменением напряжений на выводах устройства.

Список литературы

1. *Hingorani N. G., Gyugyi L*. Understanding FACTS, IEEE Press, N.Y., 2000, 428 pp.
2. *Eremia M*. Advanced Solutions in Power Systems, IEEE Press, 2016, 1063 pp.
3. *Беляев А. Н., Хазов М. А., Черняев П. В*. Исследование режимов и устойчивости межсистемной связи на основе гибкой линии электропередачи переменного тока с управляемой продольной и поперечной компенсацией // Научно-технические ведомости СПбПУ. Естественные и инженерные науки, 2017, Т. 23, № 4. – С. 74–88.
4. *Лямов А. С., Смоловик С. В., Солодянкин С. А., Тупицина А. Л., Шишкин А. С.* Исследование влияния быстродействующих устройств режимного регулирования на показатели устойчивости // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2018, № 1. – С. 35–44.

Денисенко Артем Игоревич, студент Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: art1998den@yandex.ru

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

E-mail: aleksandrliamov@yandex.ru

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

E-mail: smolovik@ntcees.ru

Тупицина Анна Леонидовна, студент Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: tupitsina_a@ntcees.ru

УДК 621.314

М. А. Шакиров, А. А. Ткачук

Универсальные характеристики магнитного потока в броневом трансформаторе

Показано, что в броневом реальном трансформаторе, в отличие от идеализированного с бесконечной проницаемостью стали, в толще первичной обмотки имеет место *Ф*-квазиинвариантная поверхность. Эта поверхность охватывает магнитный поток, почти не изменяющийся при вариации нагрузки. Строгая *Ф*-инвариантность соблюдается только в их средних частях, т. е. в местах пересечения этих поверхностей с плоскостью симметрии трансформатора. Этим объясняется паукообразный характер семейства кривых магнитного потока, соответствующих различным нагрузкам. Их универсальность проявляется в том, что они не зависят от числа витков обмоток и, следовательно, от коэффициента трансформации. Форма семейства определяется исключительно геометрией обмоток и магнитопровода, а также от того, какая из обмоток, внутренняя или внешняя, является первичной. Паукообразность семейства наглядно объясняет различие в величине потоков стержня и боковых ярем в рабочем режиме и явление возникновения сверх- и антипотоков (в сравнении с потоком ХХ) в этих местах при коротких замыканиях. Подтверждается достоверность физико-математических идей, лежащих в основе 4Т-образной схемы замещения, как модели, наиболее полно отображающей перечисленные свойства магнитного потока в броневом трансформаторе. Полученные результаты важны для правильного понимания рабочего процесса трансформаторов, а также для совершенствования методов их проектирования.

Ключевые слова: трансформатор, первичная и вторичная обмотки, магнитный поток, схема замещения, короткое замыкание, холостой ход, функция потока.

Силовые трансформаторы являются важнейшими составляющими комплекса электротехнических объектов, обеспечивающих работу современных электроэнергетических систем во всем мире. Этим объясняется большой интерес к разрешению проблем, связанных с повышением их электродинамической стойкости, что является центральной темой электротехнических конференций, включая сессии СИГРЕ и МОК, посвященных силовым трансформаторам [1]. В [2–7] показано, что в официальной теории трансформаторов сложилась тупиковая ситуация из-за недопустимости в ее рамках «использовать понятие $\mu_{сталь} = \infty$, особенно, если речь идет о физическом понимании работы трансформатора» [8]. Объясняют это тем, что поскольку в этом случае «*ток* холостого хода (*ХХ)* или *намагничивающий ток*» равен нулю, то якобы в этом случае невозможно и существование «*создаваемого им основного магнитного потока* Φ_0 *в магнитопроводе*», а вместе с этим и работа трансформатора с наилучшей сталью ($\mu_{сталь} = \infty$). Как видно, при таком подходе, излагаемом в современных учебниках [9–12], когда в качестве первопричины действия трансформатора рассматривается «*намагничивающий ток*», заложена противоречивая установка – будто бы трансформатор с идеальной сталью ($\mu_{сталь} = \infty$) работать не может.

Выход из тупика состоит в использовании новой парадигмы, опирающийся на принцип передачи энергии в окне трансформатора посредством вектора Пойнтинга $\mathbf{\Pi}_\delta$, направленного от обмотки к обмотке в промежутке δ между ними, что наиболее очевидным образом проявляется в трансформаторе с $\mu_{сталь} = \infty$, поскольку в этом случае составляющие вектора Пойнтинга, ответвляющиеся от обмоток в железо,

равны нулю ($\mathbf{\Pi}_{Fe} = 0$). Работа трансформатора при $\mu_{сталь} = \infty$ протекает в наилучших условиях, что подтверждается, в частности, формулой передачи активной мощности P в броневом трансформаторе с тонкими обмотками в виде $P = \lambda_0 \Phi_1 \Phi_2 \sin\theta$, где θ – фазовый угол между потоками в стержне (Φ_1) и боковом ярме (Φ_2) броневого трансформатора; λ_0 – коэффициент, зависящий от геометрии трансформатора и частоты сети [2]. По своей структуре эта и другие формулы не оставляют места домыслам о «*необходимости существования общего магнитного потока* $\dot{\Phi}_0$ «для работы трансформатора. Постоянно критикуемым из-за отсутствия физического обоснования Т-, П- и Г-образным схемным моделям новая парадигма противопоставляет математически выверенную 4Т-образную схему замещения [3], названную так благодаря отображению на ней магнитных потоков в четырёх участках магнитопровода (в стержне, двух частях торцевого и боковом ярмах). Если $\mu_{сталь} \neq \infty$, то наряду с $\mathbf{\Pi}_\delta$ имеют место составляющие вектора Пойнтинга, направленные от обмоток в железо ($\mathbf{\Pi}_{Fe} \neq 0$) и определяющие утечку мощности на покрытие активных и реактивных потерь в стали, признаком чего является появление тока ХХ ($\dot{I}_0 \neq 0$), определяющего степень *некачественности* стали. Роль стального магнитопровода состоит в усилении потока мощности от первичной обмотки ко вторичной за счёт сильного ослабления его ответвления от обмоток в магнитопровод (а при $\mu_{сталь} = \infty$ и полного его обнуления).

Новая парадигма подтверждается натурными и численными экспериментами [6, 7] по выявлению *сверх*- и *антипотоков КЗ*, возникающих в отдельных участках магнитопровода в режиме КЗ в сравнении с потоком ХХ $\dot{\Phi}_0$ в них. Эти явления естественным образом вытекают из недавно открытой особенности распределения векторного потенциала в трансформаторе, состоящей в наличии *А-инвариантной* (или *Ф-инвариантной*) *поверхности* в толще его первичной обмотки, т. е. такой *характеристической* поверхности, внутри которой магнитный поток Φ не зависит от нагрузки. Свойство *Ф*-инвариантности в идеализированном трансформаторе ($\mu_{сталь} = \infty$) имеет строгое математическое обоснование, полученное в [4].

Цель данной работы – выяснить, в какой мере *Ф-инвариантность* проявляется в реальных трансформаторах, т. е. при учёте реактивных и активных потерь в стали его магнитопровода, а также найти физическое обоснование этого явления, что, в конечном итоге, важно для оценки магнитной перегрузки и динамической стойкости трансформаторов в аварийных режимах их работы. Для построения и анализа магнитных полей использовался отечественный пакет программ *ELCUT*. Распределения потоков представлены для их действующих значений при тех же допущениях, что и для идеализированного броневого трансформатора с осевой симметрией [2]:

- сопротивления обмоток трансформатора постоянному току $R_1 = R_2 = 0$;
- высота обмоток совпадает с высотой окна.

Идеализированный броневой трансформатор. Для сопоставлений с реальным необходимо иметь описание распределения магнитного потока в идеализированном трансформаторе ($\mu_{сталь} = \infty$). В качестве примера рассмотрим трансформатор броневого типа с кольцевым ярмом (рис. 1, *а*). Внутренняя *а*-обмотка имеет w_a витков, а внешняя *b*-обмотка имеет w_b витков. Его 4Т-образная схема замещения приведена

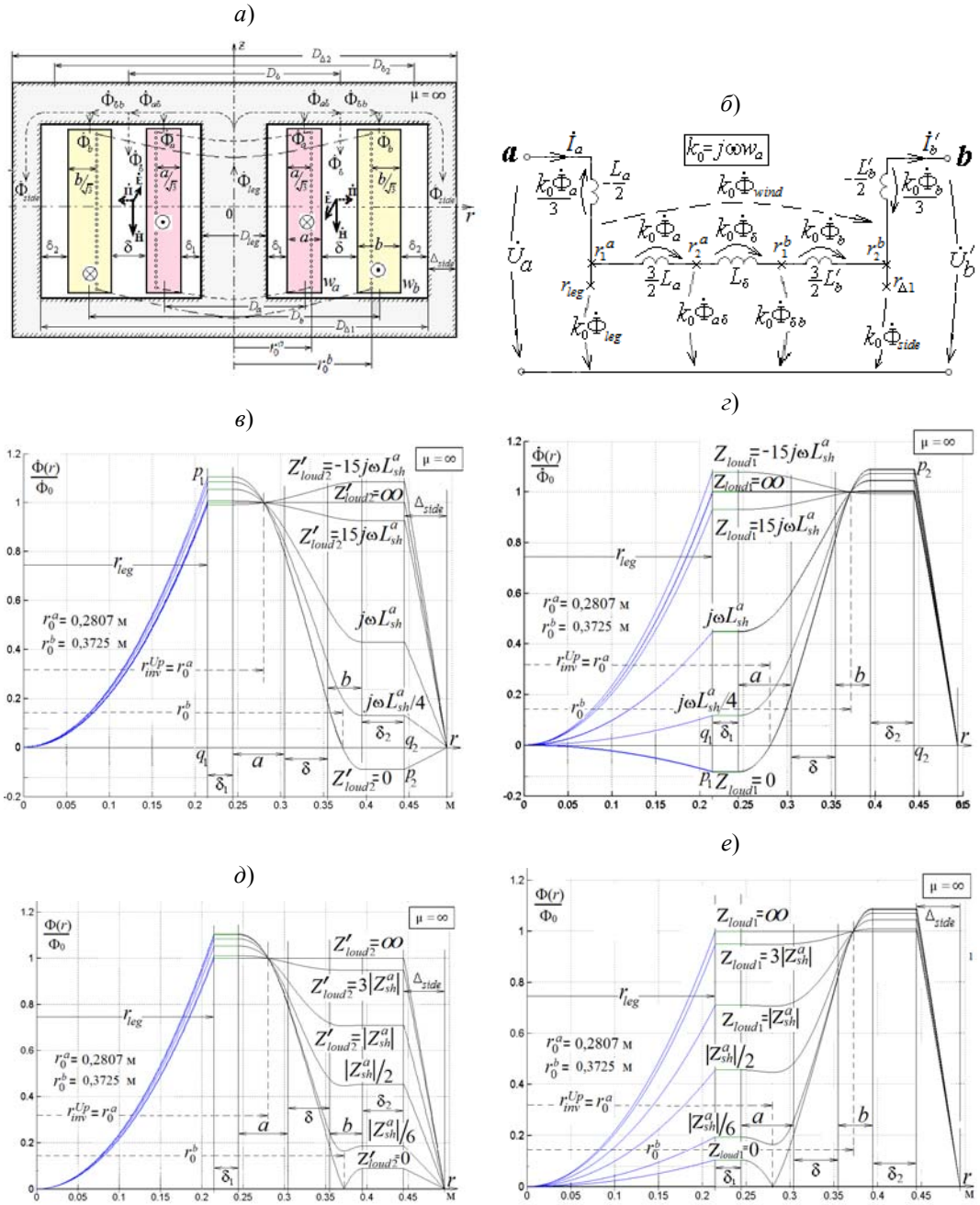


Рис. 1. Идеализированный броневой трансформатор:
обозначения магнитных потоков (*а*); 4Т-образная схема замещения с отображением этих потоков (*б*); кривые $\dot{\Phi}(r)/\dot{\Phi}_0$ при чисто реактивных нагрузках в случае, когда первичной является внутренняя обмотка (*в*) и когда первичной является внешняя обмотка (*г*); кривые $\Phi(r)/\Phi_0$ при чисто активных нагрузках в случае, когда первичной является внутренняя обмотка (*д*) и когда первичной является внешняя обмотка (*е*)

на рис. 1, *б* [3]. Коэффициент трансформации $n = w_a / w_b$. На этой схеме все индуктивности, а также токи и напряжения, представлены приведёнными к числу витков w_a внутренней *a*-обмотки. При холстом ходе $\dot{U}'_b = n\dot{U}_b = \dot{U}_a$. Поток ХХ:

$$\dot{\Phi}_0 = \frac{\dot{U}_a}{j\omega w_a} = \frac{\dot{U}_b}{j\omega w_b} = \frac{\dot{U}'_b}{j\omega w_a}. \quad (1)$$

Токи в любом режиме связаны соотношениями:

$$\dot{I}_b = n\dot{I}_a; \quad \dot{I}'_b = \frac{\dot{I}_b}{n} = \dot{I}_a. \quad (2)$$

Пример. Габариты трансформатора: $D_{leg} = 430$ мм; высота окна $h = 870$ мм; $D_\delta = D_{12} = 660$ мм. Геометрические данные: $\delta_1 = 30$ мм; $a = 60$ мм; $\delta = 50$ мм; $b = 40$ мм; $\delta_2 = 50$ мм; $D_a = 550$ мм; $D_\delta = D_{12} = 660$ мм; $D_b = 750$ мм. Радиусы граничных поверхностей стержня, обмоток и бокового ярма:

$$r_{leg} = 215 \text{ мм}; \quad r_1^a = 245 \text{ мм}; \quad r_2^a = 305 \text{ мм}; \quad r_1^b = 355 \text{ мм}; \quad r_2^b = 395 \text{ мм};$$

$$r_{\Delta 1} = \frac{D_{\Delta 1}}{2} = 445 \text{ мм}; \quad r_{\Delta 2} = \frac{D_{\Delta 2}}{2} = \sqrt{r_{leg}^2 + r_{\Delta 1}^2} \approx 495 \text{ мм}.$$

Индуктивность КЗ L_{sh}^a для идеализированного трансформатора, приведённая к внутренней *a*-обмотке, рассчитывается с помощью соотношений [3]:

$$L_{sh}^a = L_a + L_\delta + L'_b; \quad L_a = \frac{\mu_0 \pi (D_a + a/2) a}{3h} w_a^2, \quad (3)$$

$$L_\delta = \frac{\mu_0 \pi D_\delta \delta}{h} w_a^2; \quad L'_b = \frac{\mu_0 \pi (D_b - b/2) b}{3h} w_a^2. \quad (4)$$

Чтобы получить аналогичные величины, приведённые к внешней *b*-обмотке (L_{sh}^b, L'_a, L'_δ, L_b), соотношения (3), (4) надо поделить на $n^2 = (w_a / w_b)^2$. Далее понадобятся следующие величины для рассматриваемого примера:

$$\frac{L_a}{L_{sh}^a} = \frac{L'_a}{L_{sh}^b} = 0{,}2135; \quad \frac{L_\delta}{L_{sh}^a} = \frac{L'_\delta}{L_{sh}^b} = 0{,}6074; \quad \frac{L'_b}{L_{sh}^a} = \frac{L_b}{L_{sh}^b} = 0{,}1791. \quad (5)$$

Принимая, как обычно, $D_a \approx D_b \approx D_\delta$, приближенно имеем:

$$\frac{L_a}{L_{sh}^a} = \frac{L'_a}{L_{sh}^b} \approx \frac{a}{a + 3\delta + b}; \quad \frac{L_\delta}{L_{sh}^a} = \frac{L'_\delta}{L_{sh}^b} \approx \frac{3\delta}{a + 3\delta + b}; \quad \frac{L'_b}{L_{sh}^a} = \frac{L'_\delta}{L_{sh}^b} \approx \frac{b}{a + 3\delta + b}. \quad (6)$$

Как видно, соотношения (5)–(6) не зависят от коэффициента трансформации *n* и числа витков обмоток; они определяются только ширинами *a*-, *b*-обмоток и зазором δ между ними.

В идеализированном трансформаторе отсутствуют потоки в зазорах δ_1, δ_2, а также за пределами магнитопровода, поэтому бак на рис. 1, *а* не показан. На схеме (рис. 1, *б*) крестиками выделены узлы, соответствующе радиусам r_{leg}, r_1^a, r_2^a, r_1^b, r_2^b, $r_{\Delta 1}$ цилиндрических поверхностей, между которыми существуют указанные потоки. Это *то-*

пологическое свойство 4Т-образной схемы замещения позволяет по ней предсказать существование *Ф*-инвариантных поверхностей, внутри которых поток независимо от нагрузки совпадает с потоком ХХ $\dot{\Phi}_0$ [4]. Если первичной является внутренняя *a*-обмотка, то расположенная внутри неё цилиндрическая *Ф*-инвариантная поверхность имеет радиус (рис. 1, *а*)

$$\boxed{r_0^a \approx r_1^a + \frac{a}{\sqrt{6}}\sqrt{1+\frac{r_1^a}{r_2^a}} \approx r_1^a + \frac{a}{\sqrt{3}}}\ ; \qquad \dot{\Phi}(r)\Big|_{r=r_0^a} = \dot{\Phi}_0 . \tag{7}$$

В случае, когда первичной является внешняя *b*-обмотка, расположенная внутри неё цилиндрическая *Ф*-инвариантная поверхность имеет радиус (рис. 1, *а*)

$$\boxed{r_0^b \approx r_2^b - \frac{b}{\sqrt{6}}\sqrt{1+\frac{r_2^b}{r_1^b}} \approx r_2^b - \frac{b}{\sqrt{3}}}\ ; \qquad \dot{\Phi}(r)\Big|_{r=r_0^b} = \dot{\Phi}_0 . \tag{8}$$

Смысл этих *характеристических* поверхностей и их радиусов наглядно поясняется семействами кривыми распределения функции потока на рис. 1, *в* (для случая, когда первичной является внутренняя *a*-обмотка) и рис. 1, *г* (для случая, когда первичной является внешняя *b*-обмотка), построенными по формулам для векторного потенциала *A*(*r*) [4] и учётом зависимости $\dot{\Phi}(r) = 2\pi r\dot{A}(r)$. Из них следует, что *характеристическая* поверхность радиуса r_0^b одновременно играет роль *нуль-поверхности* в режиме КЗ *b*-обмотки, как охватывающая нулевой поток в этом режиме (рис. 1, *в*) и следовательно определяющая *линию раздела потоков* в окне при КЗ внешней *b*-обмотки. Точно также *характеристическая* поверхность радиуса r_0^a становится *нуль-поверхностью* в режиме КЗ *a*-обмотки (рис. 1, *г*), и *линия раздела потоков* при КЗ в этом случае оказывается внутри *a*-обмотки.

Замечание 1. Оба эти утверждения (вместе с графиками (рис. 1, *в*, *г*) опровергают представления, навязываемые официальной теорией, о прохождении *нуль-поверхности* в режиме КЗ в промежутке между обмотками. В [4] весьма подробно исследована тема *дрейфа линии раздела потоков* внутри вторичной обмотки при вариации её реактивной нагрузки, а также условия выхода этой линии за пределы обмотки.

Замечание 2. На кривых (рис. 1, *в*), соответствующих случаю, когда первичной является *a*-обмотка ($\dot{U}_{\text{входн}} = \dot{U}_a$), нагрузка *b*-обмотки представлена в виде, приведённом к числу витков *a*-обмотки, и обозначена как $Z'_{loud\,2} = n^2 Z_{loud\,2}$, причем она задана в долях сопротивления КЗ $Z_{sh}^a = j\omega L_{sh}^a$. Таким же образом, т. е. в долях Z_{sh}^a, представлена (обозначенная как $Z_{loud\,1}$) нагрузка на кривых (рис. 1, *г*), соответствующих случаю, когда $\dot{U}_{\text{входн}} = \dot{U}_b$, т. е. приведённой по-прежнему к числу витков *a*-обмотки. Очевидно её можно представить также в виде, приведённом к числу витков *b*-обмотки:

$$Z'_{loud\,1} = \frac{Z_{loud\,1}}{n^2}\ ; \tag{9}$$

в частности, вместо надписи $Z_{loud1} = 15 j\omega L_{sh}^{a}$ на рис. 1, *г* можно было бы написать *равноправное* обозначение:

$$Z'_{loud\,1} = \frac{15 j\omega L_{sh}^{a}}{n^2} = 15 j\omega L_{sh}^{b}.$$

Замечание 3. На кривой рис. 1, *в* при $Z'_{loud\,2} = 0$ наглядно представлены сверх- и антипотоки в режиме КЗ внешней *b*-обмотки. Отрезок $p_1 q_1 = 1{,}105$ характеризует сверхпоток КЗ в стержне, а отрезок $p_2 q_2 = -0{,}088$ – антипоток КЗ в боковом ярме, отнесенные к потоку ХХ, что согласуется с их расчётом по формулам [2, 4]:

$$p_1 q_1 = 1 + \frac{L_a}{2L_{sh}^{a}} = 1 + \frac{0{,}2135}{2} = 1{,}1067, \tag{10}$$

$$p_2 q_2 = -\frac{L'_b}{2L_{sh}^{a}} = -\frac{0{,}1791}{2} = -0{,}0895. \tag{11}$$

При произвольной нагрузке фазы магнитных потоков в участках идеализированного магнитопровода будут отличаться *между собой* и от *значений* 0° и ±180°, как это имеет место при чисто реактивных нагрузках (благодаря чему на рис. 1, *в, г* кривые построены для комплексных величин $\dot{\Phi}(r)/\dot{\Phi}_0$). Поэтому в общем случае, когда $Z_{loud2} = R_{loud2} \pm jX_{loud2}$, приходится переходить к построению зависимостей для модуля:

$$\left|\frac{\dot{\Phi}(r)}{\dot{\Phi}_0}\right| = \frac{\Phi(r)}{\Phi_0}, \tag{12}$$

как показано на рис. 1, *д*, *е* для чисто активной нагрузки. Как видно, в этом случае ни при какой активной нагрузке кривые не касаются оси абсцисс, и, стало быть, при активной нагрузке *линии раздела потоков* не существуют.

Замечание 4. Формулы (10) и (11) вместе с (6)–(8) показывают, что кривые распределения потоков (рис. 1) носят *универсальный характер*. Это означает, что их форма зависит от геометрии и взаимного положения обмоток в окне трансформатора, а также от величины нагрузки, но не зависит от числа витков обмоток и, следовательно, от коэффициента трансформации *n* и, стало быть, от того, является ли *идеализированный* трансформатор повышающим или понижающим. Это замечание упрощает применение программы *ELCUT* для построения этих же кривых для реального трансформатора.

Физическое обоснование *Ф*-инвариантности в идеализированном трансформаторе. Пусть первичной является внутренняя *a*-обмотка и напряжение на ней $\dot{U}_a$ = const (рис. 1, *а*). Поскольку в этом случае $j\omega\dot{\Psi}_a = \dot{U}_a$, то и потокосцепление внутренней *a*-обмотки $\dot{\Psi}_a = \text{const}$, т. е. является величиной, не зависящей от нагрузки Z_{loud2}. С другой стороны, как показано в [3], потокосцепление $\dot{\Psi}_a$ можно представить в функции двух потоков (рис. 1, *а*):

$$\dot{\Psi}_a = w_a \dot{\Phi}_{leg} - \frac{w_a \dot{\Phi}_a}{3} = w_a \left(\dot{\Phi}_{leg} - \frac{\dot{\Phi}_a}{3} \right). \tag{13}$$

Отсюда вытекает, что несмотря на то, что $\dot{\Phi}_{leg} = \dot{\Phi}_{leg}(Z_{loud2})$ и $\dot{\Phi}_a = \dot{\Phi}_a(Z_{loud2})$, их комбинация

$$\left(\dot{\Phi}_{leg} - \frac{\dot{\Phi}_a}{3} \right)_{\dot{U}_a = \text{const}} = \frac{\dot{U}_a}{j\omega w_a} = \dot{\Phi}_0 = \text{const}, \tag{14}$$

и, стало быть, если мы найдем область (зону), поток в которой равен ($\dot{\Phi}_{leg} - \dot{\Phi}_a / 3$), то поток этой зоны будет инвариантным по отношению к нагрузке Z_{loud2}. Следующий этап нашего обоснования – поиск «*подзоны*», где протекает поток $\dot{\Phi}_a / 3$, «*соседствующий*» с потоком стержня $\dot{\Phi}_{leg}$. Легко проверить, что такой поток как раз протекает в подзоне *a*-обмотки между её внутренней поверхностью (радиуса r_1^a) и поверхностью радиуса $r_0^a \approx r_1^a + a/\sqrt{3}$ внутри неё, поскольку

$$\int_{r_1^a}^{r_1^a + \frac{a}{\sqrt{3}}} \mu_0 \dot{H}_a(r) \cdot 2\pi r dr = \int_{r_1^a}^{r_1^a + \frac{a}{\sqrt{3}}} \mu_0 \left(\frac{w_a \dot{I}_a}{h} \frac{(r - r_1^a)}{a} \right) \cdot 2\pi r dr = \frac{\mu_0 2\pi r_1^a a}{h} \cdot \frac{w_a \dot{I}_a}{6} = \frac{\dot{\Phi}_a}{3}, \tag{15}$$

где учтено, что поток сквозь толщу *a*-обмотки равен [3]:

$$\dot{\Phi}_a \approx \frac{3}{2} \frac{L_a \dot{I}_a}{w_a} = \frac{\mu_0 2\pi r_1^a a}{h} \cdot \frac{w_a \dot{I}_a}{2}. \tag{16}$$

Поток $\dot{\Phi}_a / 3$ *соседствует* с потоком $\dot{\Phi}_{leg}$, поскольку поток в пристержневой δ_1-зоне равен нулю. Учитывая принятое и показанное на рис. 1, *а* их условное положительное направление, для функции потока на поверхности радиуса r_0^a можем написать:

$$\dot{\Phi}(r)\Big|_{r=r_0^a} = \left(\dot{\Phi}_{leg}(Z_{loud2}) - \frac{\dot{\Phi}_a(Z_{loud2})}{3} \right) = \dot{\Phi}_0, \tag{17}$$

что совпадает со смыслом *Ф*-инвариантности (14) и (7). Соотношения (13), (14) и (16) явно отображены на схеме замещения (рис. 1, *б*).

Примечание 1. Если первичной является внешняя *b*-обмотка, находящаяся под напряжением $\dot{U}_b = \text{const}$ или $\dot{U}'_b = n\dot{U}_b = \text{const}$ (рис. 1, *б*), то для её приведённого потокосцепления имеем $j\omega\dot{\Psi}'_b = \dot{U}'_b = \text{const}$. Кроме того [3]:

$$\dot{\Psi}'_b = w_a \dot{\Phi}_{side} + \frac{w_a \dot{\Phi}_b}{3} = w_a \left(\dot{\Phi}_{side} + \frac{\dot{\Phi}_b}{3} \right) = \frac{\dot{U}'_b}{j\omega} = \text{const} \tag{18}$$

и, следовательно, несмотря на то, что $\dot{\Phi}_{side} = \dot{\Phi}_{side}(Z_{loud1})$ и $\dot{\Phi}_b = \dot{\Phi}_b(Z_{loud1})$, где Z_{loud1} – нагрузка со стороны *a*-обмотки, их комбинация

$$\left(\dot{\Phi}_{side}+\frac{\dot{\Phi}_b}{3}\right)_{\dot{U}'_b=\text{const}}=\frac{\dot{U}'_b}{j\omega w_a}=\dot{\Phi}_0=\text{const}. \quad (19)$$

Величина $\dot{\Phi}_b/3$ совпадает с потоком, протекающем в подзоне *b*-обмотки между её внешней поверхностью (радиуса r_2^b) и поверхностью радиуса $r_0^b \approx r_2^b - b/\sqrt{3}$, поскольку

$$\int\limits_{r_2^b-\frac{b}{\sqrt{3}}}^{r_2^b}\mu_0\dot{H}_b(r)\cdot 2\pi r dr=\int\limits_{r_2^b-\frac{b}{\sqrt{3}}}^{r_2^b}\mu_0\left(\frac{w_a\dot{I}_a}{h}\frac{(r_2^b-r)}{b}\right)\cdot 2\pi r dr=\frac{\mu_0 2\pi r_2^b b}{h}\cdot\frac{w_a\dot{I}_a}{6}=\frac{\dot{\Phi}_b}{3}, \quad (20)$$

где $\dot{\Phi}_b$ – поток сквозь толщу *b*-обмотки [3]:

$$\dot{\Phi}_b\approx\frac{3}{2}\frac{L'_b\dot{I}_a}{w_a}=\frac{\mu_0 2\pi r_2^b b}{h}\cdot\frac{w_a\dot{I}_a}{2}. \quad (21)$$

Поток $\dot{\Phi}_b/3$ *соседствует* с потоком $\dot{\Phi}_{side}$, поскольку поток в приярменной δ_2-зоне равен нулю. Учитывая их условное положительное направление (рис. 1, *а*) для функции потока $\dot{\Phi}(r)\big|_{r=r_0^b}$ на поверхности радиуса r_0^b можем написать:

$$\dot{\Phi}(r)\big|_{r=r_0^b}=\left(\dot{\Phi}_{side}(Z_{loud1})+\frac{\dot{\Phi}_b(Z_{loud1})}{3}\right)=\dot{\Phi}_0, \quad (22)$$

что совпадает со смыслом *Ф*-инвариантности (19) и (8). Соотношения (18), (19) и (21) явно отображены на схеме замещения (рис. 1, *б*).

Реальный трансформатор при реактивной нагрузке ($\mu_{\text{сталь}}=\text{const}\neq\infty$). В отличие от идеализированного этот трансформатор изображен на рис. 2, *а* с цилиндрическим электромагнитным экраном (баком) на расстоянии $\Delta=150$ мм от его магнитопровода. Магнитные потоки представлены при допущении, что линии магнитного поля в окне параллельны оси стержня, что близко к действительным картинам полей, построенных с помощью *ELCUT* для режимов КЗ броневых трансформаторов при $\mu_{\text{сталь}}=100\mu_0$ и $\mu_{\text{сталь}}=10\mu_0$ в [7] при высоте обмоток, равных высоте окна.

В отличие от схемной модели на рис. 1, *б* к 4Т-образной схеме замещения реального трансформатора (рис. 2, *б*) добавлены четыре поперечные ветви *намагничивания* с линейными индуктивностями L_{leg}, $L_{a\delta}$, $L'_{\delta b}$, L'_{side}, отображающими магнитные сопротивления участков стали из-за $\mu_{\text{сталь}}\neq\infty$, к которым последовательно присоединены четыре *индуктивности рассеяния* ($L_{\delta 1}$, L_a^{o}, $L_b'^{\text{o}}$, $(L'_\Delta+L'_{\delta 2})$) для учёта потоков, вытесненных из стали. Активные потери в стали на этом этапе не рассматриваются.

Симметрия конструкции трансформатора относительно его *поперечной* средней плоскости ($z=0$) позволяет утверждать, что в этой плоскости должны существовать *Ф*-инвариантные *окружности.* К этому выводу можно также прийти исходя из преобразований схемы (рис. 2, *б*) при замене эквивалентными ветвями её отрицательных индуктивностей и параллельных им поперечных индуктивных ветвей.

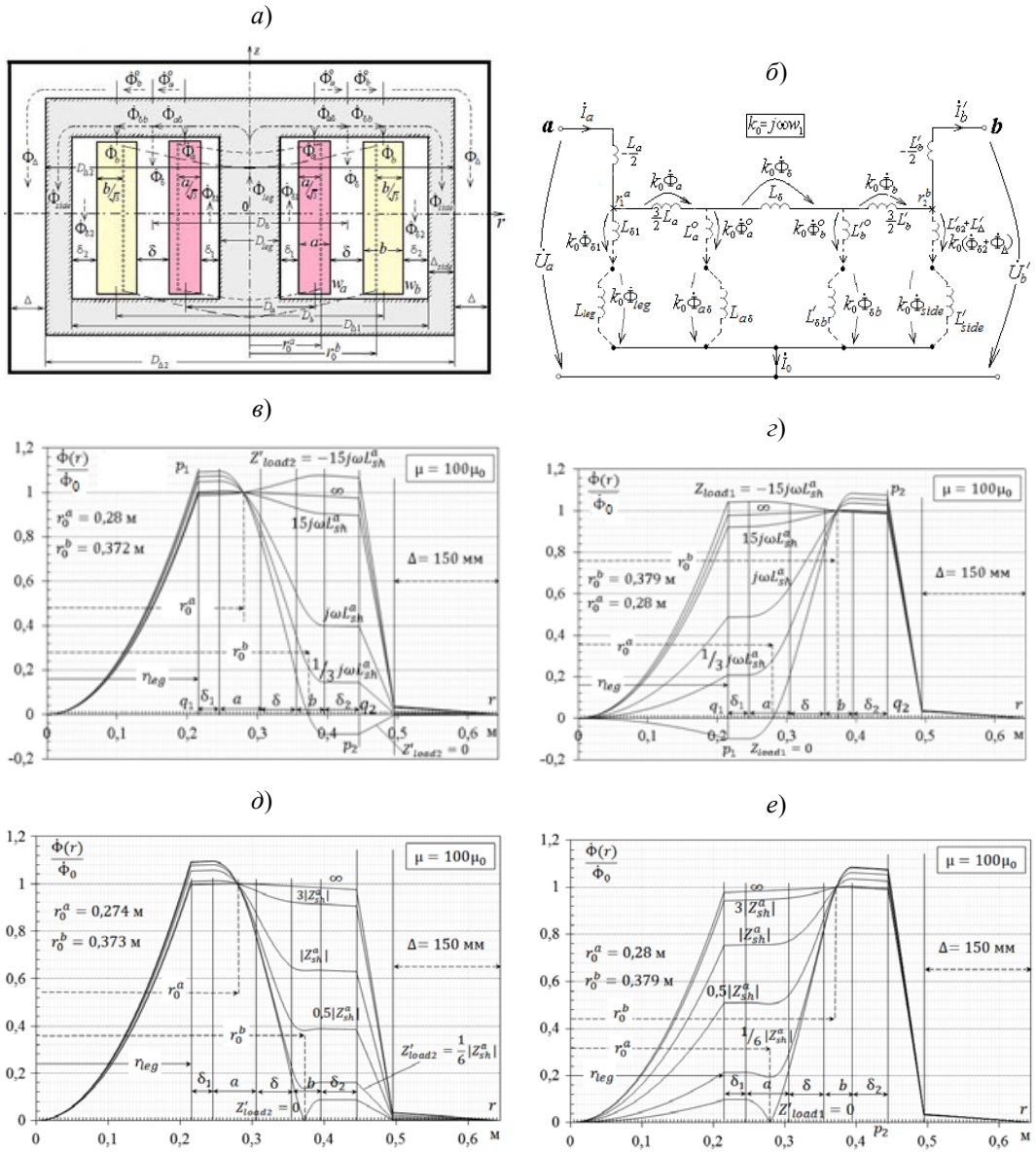


Рис. 2. Реальный броневой трансформатор ($\mu_{сталь} = 100\mu_0$):
обозначения магнитных потоков, включая потоки между магнитопроводом и баком (*а*);
4Т-образная схема замещения с отображением всех потоков (*б*); кривые $\dot{\Phi}(r)/\dot{\Phi}_0$
в плоскости $z = 0$ при чисто *реактивных* нагрузках в случае, когда первичной является
внутренняя обмотка (*в*) и когда первичной является внешняя обмотка (*г*); кривые $\Phi(r)/\Phi_0$
в плоскости $z = 0$ при чисто *активных* нагрузках в случае, когда первичной является
внутренняя обмотка (*д*) и когда первичной является внешняя обмотка (*е*)

Это подтверждается кривыми распределения функции потока $\dot{\Phi}(r)/\dot{\Phi}_0$ при $\mu_{сталь} = 100\mu_0$ в *средней плоскости* трансформатора, построенными с помощью *ELCUT* для случаев чисто реактивных нагрузок (рис. 2, *в, г*). Использована методика построения магнитного поля, аналогичная приведённой в [5]. На поверхности

бака, как и на оси *z*, векторный потенциал принимается равным нулю ($A_{\text{бак}} = 0$). Отмеченная в замечании 4 универсальность кривых $\dot{\Phi}(r)/\dot{\Phi}_0$ позволяет задаваться при их построении любым числом витков w_a и коэффициентом трансформации $n = w_a / w_b$, в том числе, например, значением $n = w_a / w_b = 1$. Получены *характеристические* радиусы $r_o^a = 0{,}276$ м, $r_o^b = 0{,}372$ м (рис. 2, *в, г*), что практически совпадает с их значениями на рис. 1, *в, г*.

Реальный трансформатор при чисто активной нагрузке. В данной работе впервые сделан важный шаг по наблюдению кривых распределения магнитного потока в *реальном* трансформаторе при чисто активной нагрузке. Для этого в программе *ELCUT* необходимо задавать комплексные токи обмоток $\dot{I}_a$ и $\dot{I}_b'$ предварительно рассчитанные по найденным с её же помощью индуктивностям L_a, L_b, M обмоток для принятого значения $\mu_{\text{сталь}} = \text{const} \neq \infty$ (здесь, как и выше, без учёта активных потерь в стали) и заданном значении активного сопротивления нагрузки. В качестве примера на рис. 2, *д, е* эти кривые представлены для случая $\mu_{\text{сталь}} = 100\mu_0$. Как видно характер кривых одинаков с кривыми (рис. 1, *д, е*), причем радиусы r_0^b и r_0^b при этом значении $\mu_{\text{сталь}}$ практически совпадают.

Замечание 5. Из допущения о параллельности линий магнитного поля в окне оси стержня следует ожидать, что при значительных величинах $\mu_{\text{сталь}}$ (например, при $\mu_{\text{сталь}} \geq 100\mu_0$) *Ф*-инвариантные окружности будут находиться на *почти Ф*-инвариантных *цилиндрических поверхностях*. Это подтверждается кривыми $\Phi(r)/\Phi_0$ для случая $\mu_{\text{сталь}} = 100\mu_0$, построенными с помощью программы *ELCUT* для поперечной плоскости $z = 3h/8$, которые практически совпадают с кривыми (рис. 2) для плоскости $z = 0$ и поэтому здесь не приводятся. Таким образом, при $\mu_{\text{сталь}} = 100\mu_0$ и выше можно говорить о существовании *Ф-квазиинвариантных поверхностей*, радиусы которых можно определять по формулам (7) и (8) для идеализированного трансформатора.

Замечание 6. При $\mu_{\text{сталь}} \geq 100\mu_0$, как и в идеализированном трансформаторе, величины

$$\dot{\Phi}^{\text{xx}}_{r_0^a} \approx \dot{\Phi}^{\text{xx}}_{r_0^b} \approx \dot{\Phi}^{\text{xx}}_{r_{leg}} \approx \dot{\Phi}^{\text{xx}}_{r_{side}} \approx \dot{\Phi}_0 . \tag{23}$$

Поэтому далее при всех $\mu_{\text{сталь}}$ вместо графиков $\dot{\Phi}(r)/\dot{\Phi}_0$ рассматриваются графики функции $\dot{\Phi}(r)/\dot{\Phi}^{\text{xx}}_{r_0^a}$ и $\dot{\Phi}(r)/\dot{\Phi}^{\text{xx}}_{r_0^b}$. Благодаря этому общие точки пересечения кривых, если они существуют, будут иметь координаты (r_0^a, 1) или (r_0^b, 1) соответственно.

Замечание 7. Сказанное в замечании 5 с большой вероятностью можно отнести также к *реальным* силовым трансформаторам с активными потерями в стали в условиях насыщения стали на том основании, что активная составляющая тока XX в силовых трансформаторах весьма мала (на порядок и более) по сравнению с его реактивной составляющей [11, с. 39]. Это позволяет и в общем случае пользоваться

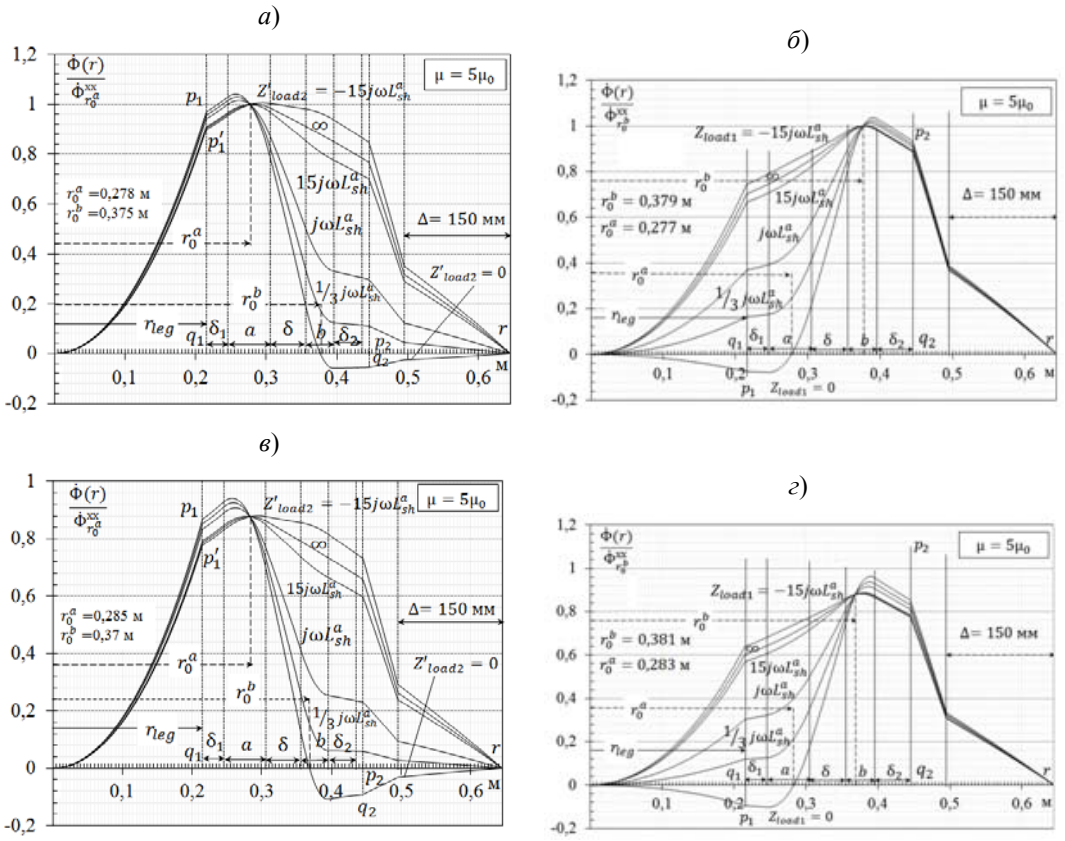


Рис. 3. Кривые распределения магнитного потока в трансформаторе ($\mu_{сталь} = 5\mu_0$) при чисто *реактивных* нагрузках: в плоскости $z = 0$ в случае, когда первичной является внутренняя обмотка (*а*) и когда первичной является внешняя обмотка (*б*); в плоскости $z = 3h/8$ в случае, когда первичной является внутренняя обмотка (*в*) и когда первичной является внешняя обмотка (*г*)

моделью (рис. 2, *б*), в которой *активные* сопротивления, параллельные индуктивностям L_{leg}, $L_{a\delta}$, $L'_{\delta b}$, L'_{side}, опущены. Роль насыщения можно косвенно оценить заданием в программе *ELCUT* весьма заниженного значения $\mu_{сталь}$ [12, с. 271]. Полученные семейства кривых $\Phi(r)$ для рассматриваемого примера при сильно заниженном значении $\mu_{сталь} = 5\mu_0$, построенные как в плоскости $z = 0$, так и в плоскости $z = 3h/8$ (рис. 3), имеют практическое совпадение радиусов r_0^a и r_0^b с их значениями для аналогичных семейств на графиках (рис. 1 и 2).

Заслуживает внимания полученное с помощью программы *ELCUT* семейство кривых потока для вырожденного трансформатора, в котором магнитопровод отсутствует ($\mu_{сталь} = \mu_0$, рис. 4). Оказалось, что и в этом случае имеет место практическое совпадение радиусов r_0^a и r_0^b *Ф*-инвариантных окружностей в плоскостях $z = 0$ и $z = 3h/8$ с их значениями на рис. 1 и 2.

Физическое обоснование *Ф*-инвариантных поверхностей в реальном трансформаторе с учётом активных потерь в стали. При пренебрежении активными сопротивлениями обмоток ($R_a = R_b = 0$), если первичной является внутренняя

а-обмотка и напряжение $\dot{U}_a = \text{const}$ (рис. 2, *а*), то и в общем случае (т. е. с учётом комплексной магнитной проницаемости стали $\dot{\mu}_{\text{сталь}} \neq \infty$) из уравнения $j\omega\dot{\Psi}_a = \dot{U}_a$ следует, что, как и в идеализированном, в реальном трансформаторе потокосцепление внутренней *а*-обмотки $\dot{\Psi}_a = \text{const}$, т. е. не зависит от нагрузки Z_{loud2}. При этом $\dot{\Psi}_a$ можно также представить функцией двух потоков $\dot{\Phi}_{leg}$ и $\dot{\Phi}_a$, однако, в отличие от (13), при построении этой функции необходимо дополнительно учитывать сцепление внутренней *а*-обмотки как с потоком, вытесненным из стержня в его пристержневое пространство δ_1, равное

$$w_a \mu_0 \dot{H}_{leg} s_{\delta 1} = w_a \mu_0 \frac{\dot{\Phi}_{leg} / s_{leg}}{\dot{\mu}_{leg}} s_{\delta 1} = w_a \frac{s_{\delta 1}}{s_{leg}} \cdot \frac{\dot{\Phi}_{leg}}{\dot{\mu}_r}, \tag{24}$$

так и с потоком, вытесненным из стержня в толщу *а*-обмотки, равное

$$w_a \frac{s_a / 2}{s_{leg}} \cdot \frac{\dot{\Phi}_{leg}}{\dot{\mu}_r}, \tag{25}$$

где $\dot{\mu}_r = \dot{\mu}_{leg} / \mu_0$.

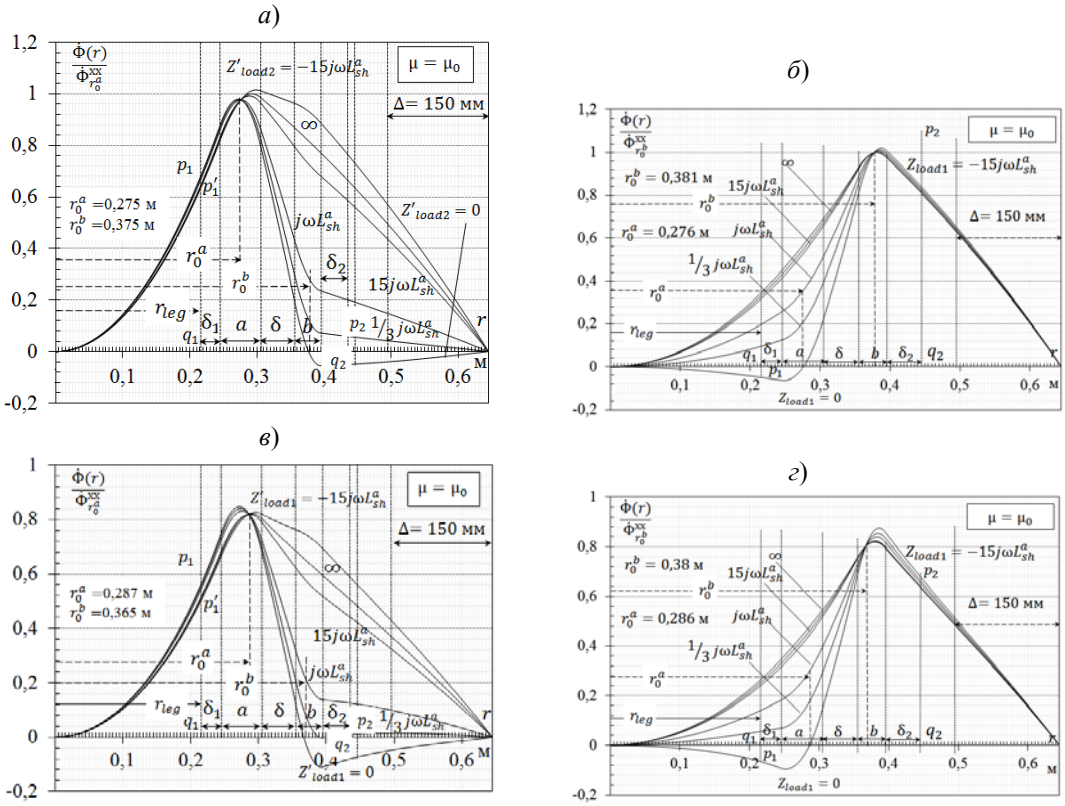


Рис. 4. Распределения магнитного потока в трансформаторе без стали ($\mu_{\text{сталь}} = \mu_0$) при чисто реактивных нагрузках: в плоскости $z = 0$ в случае, когда первичной является внутренняя обмотка (*а*) и когда первичной является внешняя обмотка (*б*); в плоскости $z = 3h/8$ в случае, когда первичной является внутренняя обмотка (*в*) и когда первичной является внешняя обмотка (*г*)

Принимая во внимание, что условные положительные направления этих дополнительных потокосцеплений сонаправлены с потокосцеплением $w_a\dot{\Phi}_{leg}$, можем по аналогии с (13) записать:

$$\dot{\Psi}_a = \left(w_a\dot{\Phi}_{leg} + w_a \frac{\dot{\Phi}_{leg}}{\dot{\mu}_r} \cdot \frac{s_{\delta 1}}{s_{leg}} + w_a \frac{\dot{\Phi}_{leg}}{\dot{\mu}_r} \cdot \frac{s_a / 2}{s_{leg}} \right) - \frac{w_a\dot{\Phi}_a}{3} = \frac{\dot{U}_a}{j\omega} = \text{const} \qquad (26)$$

или

$$\dot{\Phi}_{leg} + \frac{s_{\delta 1}}{s_{leg}} \cdot \frac{\dot{\Phi}_{leg}}{\dot{\mu}_r} + \frac{s_a / 2}{s_{leg}} \cdot \frac{\dot{\Phi}_{leg}}{\dot{\mu}_r} - \frac{\dot{\Phi}_a}{3} = \frac{\dot{U}_a}{j\omega w_a} = \dot{\Phi}_0 = \text{const}, \qquad (27)$$

где $\dot{\Phi}_a$ – поток в толще *a*обмотки, обусловленный распределенным в ней током $\dot{I}_a$ в соответствии с формулой (16). Это соотношение показывает, что хотя $\dot{\Phi}_{leg} = \dot{\Phi}_{leg}(Z_{loud2})$ и $\dot{\Phi}_a = \dot{\Phi}_a(Z_{loud2})$, их комбинация в виде левой части (27) является величиной, не зависящей от нагрузки Z_{loud2}. И стало быть, если мы найдем область (подзону), поток в которой равен левой части (27), то поток в этой зоне будет инвариантным по отношению к нагрузке Z_{loud2}. Не будет большой ошибки, если в уравнении (27) величину $s_a / 2$ заменить на $s_a / \sqrt{3}$, т. е. вместо (27) использовать приближенное выражение:

$$\dot{\Phi}_{leg} + \frac{s_{\delta 1}}{s_{leg}} \cdot \frac{\dot{\Phi}_{leg}}{\dot{\mu}_r} + \frac{s_a / \sqrt{3}}{s_{leg}} \cdot \frac{\dot{\Phi}_{leg}}{\dot{\mu}_r} - \frac{\dot{\Phi}_a}{3} \approx \dot{\Phi}_0 = \text{const}, \qquad (28)$$

что даёт *приближенный* ответ на поставленный вопрос об *Ф*-инвариантной поверхности: она практически совпадает с поверхностью радиуса r_0^a, поскольку все потоки, отображаемые слагаемыми левой части (28), находятся внутри неё, и их *сумма* представляет собой полный поток внутри этой поверхности.

Примечание 2. Если первичной является внешняя *b*-обмотка под напряжением $\dot{U}_b$ = const или $\dot{U}'_b = n\dot{U}_b$ = const (рис. 2, *а, б*), то и в случае $\dot{\mu}_{\text{сталь}} \neq \infty$ из уравнения $j\omega\dot{\Psi}'_b = \dot{U}'_b = \text{const}$ следует, что приведённое потокосцепление $\dot{\Psi}'_b = \text{const}$, т. е. не зависит от нагрузки Z_{loud1} на зажимах *a*-обмотки. Однако, по аналогии с (24), необходимо дополнительно учитывать сцепление внешней *b*-обмотки как с потоком, вытесненным из бокового ярма в его приярменное пространство δ_2, равное

$$w_a\mu_0\dot{H}_{side}s_{\delta 2} = w_a\mu_0 \frac{\dot{\Phi}_{side} / s_{side}}{\dot{\mu}_{side}} s_{\delta 2} = w_a \frac{s_{\delta 2}}{s_{side}} \cdot \frac{\dot{\Phi}_{side}}{\dot{\mu}_r}, \qquad (29)$$

так и её сцепление с потоком, вытесненным из стержня в толщу *a*-обмотки, равное

$$w_a \frac{s_b / 2}{s_{side}} \cdot \frac{\dot{\Phi}_{side}}{\dot{\mu}_r}, \qquad (30)$$

после чего (18) принимает более общий вид:

$$\dot{\Psi}'_b = \left(w_a\dot{\Phi}_{side} + w_a \frac{s_{\delta 2}}{s_{side}} \cdot \frac{\dot{\Phi}_{side}}{\dot{\mu}_r} + w_a \frac{s_b / 2}{s_{side}} \cdot \frac{\dot{\Phi}_{side}}{\dot{\mu}_r} \right) + \frac{w_a\dot{\Phi}_b}{3} = \frac{\dot{U}'_b}{j\omega} = \text{const}, \qquad (31)$$

или

$$\dot{\Phi}_{side} + \frac{s_{\delta 2}}{s_{side}} \cdot \frac{\dot{\Phi}_{side}}{\dot{\mu}_r} + \frac{s_b / 2}{s_{side}} \cdot \frac{\dot{\Phi}_{side}}{\dot{\mu}_r} + \frac{\dot{\Phi}_b}{3} = \frac{\dot{U}'_b}{j\omega w_a} = \dot{\Phi}_0 = \text{const}. \quad (32)$$

Это соотношение показывает, что хотя $\dot{\Phi}_{side} = \dot{\Phi}_{side}(Z_{loud1})$ и $\dot{\Phi}_b = \dot{\Phi}_b(Z_{loud1})$, их комбинация в виде правой части (32) является величиной, не зависящей от нагрузки Z_{loud1} на зажимах *a*-обмотки. И, стало быть, если мы найдем область (зону), поток в которой равен левой части (32), то поток в этой зоне будет инвариантным по отношению к нагрузке Z_{loud1}. Не будет большой ошибки, если в уравнении (32) величину $s_b / 2$ заменить на $s_b / \sqrt{3}$, т. е. вместо (32) использовать приближенное выражение:

$$\dot{\Phi}_{side} + \frac{s_{\delta 2}}{s_{side}} \cdot \frac{\dot{\Phi}_{side}}{\dot{\mu}_r} + \frac{s_b / \sqrt{3}}{s_{side}} \cdot \frac{\dot{\Phi}_{side}}{\dot{\mu}_r} + \frac{\dot{\Phi}_b}{3} \approx \dot{\Phi}_0 = \text{const}, \quad (33)$$

которое даёт ответ на поставленный вопрос об *Ф*-инвариантной поверхности: она практически совпадает с поверхностью радиуса r_0^b, поскольку *сумма* потоков, выражаемых слагаемыми (33), численно равна полному потоку внутри этой поверхности.

Замечание 8. Используемая в учебниках практика демонстрации свойств силового трансформатора на базе трансформатора с *разнесенными* обмотками не корректна, что вытекает из сравнения кривых (рис. 1–4) с распределением потоков в нём (табл. 1). Расчёты выполнены с помощью *ELCUT* для плоского трансформатора с размерами обмоток, зазоров и стержней из **Примера** для случая, когда первичной является *a*-обмотка. Видно, что *Ф*-инвариантная поверхность оказывается не в окне, а внутри стержня, охватываемого вторичной обмоткой при $x = x_0^a$. И линия раздела потоков при КЗ *b*-обмотки находится не в окне, а внутри стержня первичной *a*-обмотки при $x = x_{00}^a$. При этом выполняется главное свойство характеристических поверхностей: $x_0^b = x_{00}^a$ и $x_{00}^b = x_0^a$. Кроме того, при чисто активной нагрузке появляется ещё одна *Ф*-инвариантная поверхность в пределах стержня первичной *a*-обмотки, что для броневого трансформатора недопустимо!

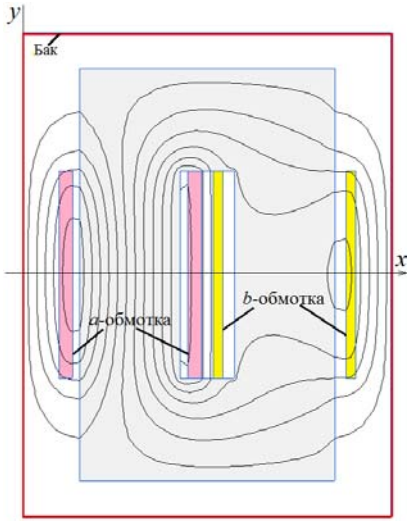
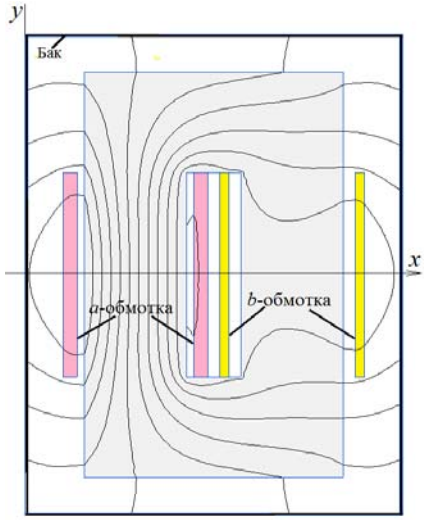
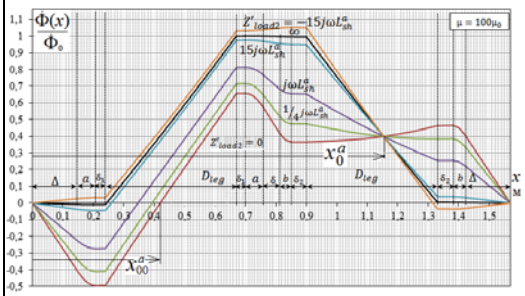
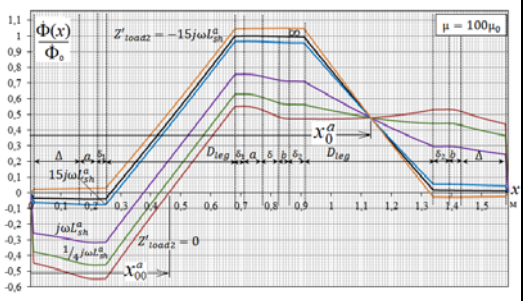
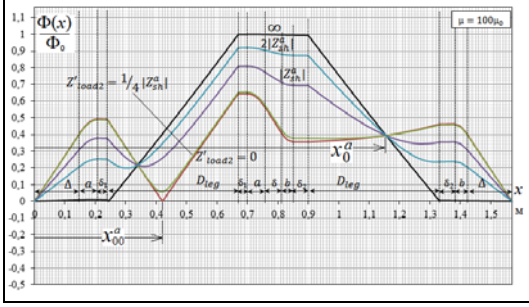
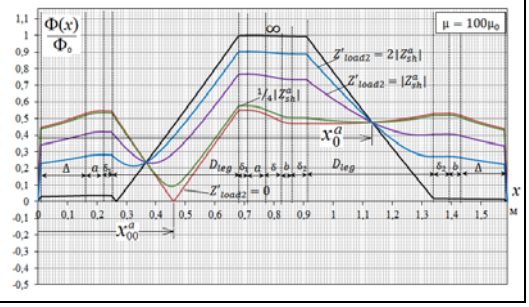
Заключение

1. *Характеристические Ф-инвариантные* поверхности играют ключевую роль в корректном объяснении работы трансформатора и подтверждении достоверности физико-математических идей, лежащих в основе новых схем замещения с отображением магнитных потоков практически во всех частях магнитопровода и окна трансформатора. Их местонахождение зависит от конструкции магнитопровода и расположения обмоток на нём.

2. В *реальном* броневом трансформаторе, в отличие от идеализированного, имеют место характеристические *Ф-квазиинвариантные* поверхности, поскольку строгая *Ф*-инвариантность соблюдается только в их средней плоскости. Показано, что для определения радиусов *Ф*-квазиинвариантных поверхностей можно воспользоваться формулами для идеализированного броневого трансформатора. Это положение практически выполняется и при учёте потерь в стали магнитопровода.

Таблица 1

Распределение функции потока в трансформаторах с обмотками, расположенными на разных стержнях

Трансформатор с электромагнитным баком при КЗ *b*-обмотки	Трансформатор с магнитным баком при КЗ *b*-обмотки
	
Распределение функции потока при реактивных нагрузках	Распределение функции потока при реактивных нагрузках
	
Распределение функции потока при чисто активных нагрузках	Распределение функции потока при чисто активных нагрузках
	

3. Характеристические поверхности наглядно объясняют паукообразный вид семейства кривых магнитных потоков и явление возникновения сверх- и антипотоков в различных частях магнитопровода в короткозамкнутом трансформаторе.

4. Универсальность этих семейств проявляется в независимости кривых потоков от числа витков обмоток и их взаимоподобной форме для трансформатора с первичной внутренней и того же трансформатора с первичной внешней обмотками. При чисто индуктивных нагрузках они располагаются в промежутке между графиками ХХ и КЗ, а при чисто ёмкостных – за пределами этого промежутка. В целом полученные результаты важны для более корректной оценки электродинамической стойкости трансформаторов в любых ситуациях их работы.

Список литературы

1. Электродинамическая стойкость трансформаторов и реакторов при КЗ Под редакцией А. И. Лурье. – М.: Знак, 2005. – 520 с.
2. *Шакиров М. А*. Вектор Пойнтинга и новая теория трансформаторов. Часть 1. Трансформатор с тонкими обмотками // Электричество, 2014, № 9. – С. 52–59.
3. *Шакиров М. А*. Теория трансформаторов. Часть 2. Идеализированный трансформатор с обмотками конечной толщины // Научно-технические ведомости. СПбГПУ. Наука и образование, 2012, № 4 (159). – С. 21–52.
4. *Шакиров М. А*. Вектор Пойнтинга и новая теория трансформаторов. Часть 4. Анатомия трансформатора // Электричество, 2017, № 3. – С. 37–49.
5. *Шакиров М. А*. Вектор Пойнтинга и новая теория трансформаторов. Часть 7. Дисковые обмотки // Электричество, 2019, № 3. – С. 36–45.
6. *Шакиров М. А., Андрущук В. В., Дуань Лиюн*. Аномальные магнитные потоки в двухобмоточном трансформаторе при коротком замыкании // Электричество, 2010, № 3. – С. 55–63.
7. *Шакиров М. А*. Картины магнитных сверх- и анипотоков в короткозамкнутом двухобмоточном трансформаторе. Часть 1. Броневой трансформатор / М. А. Шакиров, Ю. В. Варламов // Электричество, 2015, № 8. – С. 9–18.
8. *Малыгин В. М*. Локализация потока энергии в трансформаторе / В. М. Малыгин // Электричество, 2015, № 4. – С. 60–65.
9. *Сергеенков Б. Н., Киселев В. М., Акимова Н. А*. Электрические машины. Трансформаторы. Под редакцией Копылова И. П. – М.: Высшая школа, 1989, 352 с.
10. *Kulcarni S. V., Khaparde S. A*. Transformer Engineering: Desine and Practice, CRC Press, Boca Raton, Fl, 2004, 467 pp.
11. *Иванов-Смоленский А. В*. Электрические машины. Т. 1. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006, 652 с.
12. *Вольдек А. И*. Электрические машины. – Л.: Энергия, 1974. 840 с.

Шакиров Мансур Акмелович, д-р техн. наук, профессор, профессор Высшей школы высоковольтной энергетики Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: manshak@mail.ru

Ткачук Антон Андреевич, канд. техн. наук, доцент кафедры «Электротехника и теплоэнергетика» Петербургского государственного университета путей сообщения Императора Александра I.

E-mail: a.a.tkachuk@mail.ru

CONTENT, ABSTRACTS, KEYWORDS

Algorithms and technical means for the control of electrical operational conditions of power systems and power facilities

Organization of emergency control in case of power imbalance in an isolated electric power system.

Andranovich B., Binko G. F., Grabchak E.P., Zhukov A. V., Kupchikov T. V., Milyaev R. G., Pavlushko S. A., Satsuk E. I.

The necessity of the special emergency control in case of an emergency deficit in the isolated power system is confirmed.

Keywords: emergency control, isolated power system.

Development of a software and hardware complex for emergency control of the Kaliningrad electric power system.

Ayuev B. I., Grabchak E. P., Lisitsyn A. A., Satsuk E. I., Chapluk S. V., Cherezov A. V., Sharov Yu.V.

The architecture and the algorithm of the emergency control system for the isolated power system are described.

Keywords: architecture, algorithm, isolated power system.

Phase-Shifting Transformer Efficiency for Dynamic Stability Enhancement of Electric Power Plants.

Badura M. A., Brilinskii A. S., Evdokunin G. A., Kritskii V. A., Mingazov R. I.

This article represents the application of the thyristor controlled phase-shifting transformer (PST) capable to maintain the phase shift between the input and output voltage phasor within defined range during rapid transient. The positive influence was illustrated by PST installation in power distribution system of Boguchany Dam, which led to increasing of maximum generating capacity of Boguchany Dam, which was limited due to dynamic transient instability of generators.

Keywords: phase-shifting transformer, thyristor control, power flow control, dynamic stability

Tests and setting of FATS (fast automatic transfer switch) device for PJSC «Transneft» facilities using experimental capabilities of JSC «STC UPS».

Gushina T. A., Gurikov O. V., Esipovich A. H., Kabanov D. A., Prokhorov K. V., Timofeeva Y. A., Tugushev A. V.

The results of tests of FATS (fast automatic transfer switch) devices at the digital-analog-physical complex in a scheme of power system, including the model of one of the most emergency oil pumping stations of PJSC «Transneft», are presented.

Keywords: FATS (fast automatic transfer switch), physical model, tests, program, criterion, algorithm correction.

The choice of time constants of stabilization channels in the structure of the automatic excitation regulator.

Filimonov N. Y., Yurganov A. A.

A method for tuning the time constant of stabilization channels in the structure of the Russian automatic excitation regulator (ARV) is presented. The tuning efficiency and obtaining the greatest effect of damping oscillations from an increase in gain are shown.

Keywords: synchronous generator, excitation regulation, system stabilizer, oscillation damping, functional, effective damping field.

Admissible parameters determination of isolated power district synchronization with power system with frequency difference over than 0.1 Hz

Nikolaeva E. V., Frolov A. I.

Most of the time to synchronize isolated power districts with one power plant with power system there are no recommendations to calculate accepted values of regime parameters except the recommendation from Technical operation rules and instructions (p. 5.1.19). According to this document to maintain frequency`s difference between isolated power district and power network not over 0.1 Hz. The fulfillment of this requirement is too much and may lead to unnecessary limitation of power consumption in isolated power district or can lead to decrease of generation rating less than minimum of technological boundaries of power generation equipment. In order to reduce a manipulation directed to electric utilities of the electric power industry, in this paper a methodology to determine the admissibility of frequency`s difference raise between isolated power district and power network at the moment of synchronization is developed.

Keywords: synchronizing of isolated areas, transient stability, frequency difference.

Development of mathematical models of active power and voltage regulators of wind-driven power plant

Koshcheev L. A., Popkov E. N., Feshin A. O.

Algorithms for regulating active power and voltage of the wind-driven power plant connected to an electric power system are proposed. Electrical part of the wind-driven power plant consists of the synchronous generator with excitation from permanent magnets, the rectifier with artificial switching of valves and the autonomous voltage inverter. The developed automatic regulators complement the inverter control system. The operational efficiency of the proposed regulators in a wide range of rotation speeds of the wind turbine is shown.

Keywords: active power regulator, voltage regulator, autonomous voltage inverter, wind-driven power plant, wind electrical power station.

Methods and software for the research of power flow of electric power systems

Using Dynamic Vector of Regime Changes to Determine Maximum Active Power Transfer Capability.

Aleksandrov A. S., Neuymin V. G., Mikhaylenko A. F., Satsuk E. I.

Application of optimal power flow technique to determine maximum active power transfer capability is considered.

Keywords: calculation steady state stability margine, calculation of maximum acceptable power flows, optimal power flow calculation.

Efficiency enhancement of numerical method for solving limit steady-state equations and identification of sensor elements in electric power system.

Altukhova M. K.

A methodical and software and mathematical complex has been developed which provides the increase of efficiency of limit steady-state operating condition calculation by the Newton method at the expense of the first approximation of the eigenvector values specification and the limitation of variables' increments.

The modification of the limit steady-state operating conditions calculation method aimed at the determination of a generalized coefficient characterizing the tenseness of the operating conditions has been suggested.

The search algorithm for determining of “week” interties in the electric power system has been realized together with the method for sensor nodes determination.
Keywords: limit steady-state operating conditions calculation, generalized operating conditions tenseness coefficient, method of sensor nodes and «week» interties determination.

Application of singular value decomposition of Jacobi matrix method for power system static stability assessment.

Belov E. I., Sorokin E. V.

The possibility of using of the minimum singular value of the Jacobi matrix as a static voltage stability index is determined. Components of the right singular vector corresponding to the minimum singular value prove to indicate the most critical nodes in terms of static voltage stability. We also analyze the influence of strengthening the power system on static voltage stability margin.
Keywords: Jacobian matrix, minimum singular value, singular value decomposition, static voltage stability.

Development of the software for automated calculation of relay protection and automaton «ARU RZA»: new program units and functions.

Abakumov S. A., Vishtibeev A. V., Gayazov S. E., Nadobnaya E. A., Savvin D. N.

The article describes main features and main program units of the software for automated calculation of relay protection and automaton «ARU RZA» (PVK «ARU RZA»). The text contains information about interaction of the user with model of network within implementation of the concept of tripartite representation of parameters of objects of electric network: in a graphic, tabular and text style. Much attention is given to features of the graphical editor, application of current sources to the modeling of FACTS devices, use of the combined calculation method in symmetrical components and in phase components, automatic calculation of equivalent circuit parameters on passport parameters of equipment, automatic formation of the protocol of calculation. Main features and advantages of calculation of relay protection and automation settings are described, furthermore main features of the program unit of operation analysis of relay protection with relative selectivity are described.
Keywords: software, short-circuit currents calculation, setting of relay protection, check of the electrical power equipment, operation analysis, overhead line, cable line.

Performance characteristics of electrical power generation systems

Short-circuit currents of a turbine generator with a split stator winding.

Liamov A. S., Smolovik S. V., Tupitsina A. L.

The differences between the equations of transient processes of turbine generators with split stator winding and the classical equations of synchronous machine are considered. Structurally, the stator windings made in such a way that they form the first phase-coinciding harmonics of the magnetic field induction in the air gap of the machine. The most significant difference is the presence of mutual inductance in the magnetic flux of the stator leakage and the mutual magnetic flux. An important task is to study the processes for short circuits on the terminals of the windings, which is necessary to assess the requirements for generator switches. In most common calculation systems (RusTab, EMTP), the model of the generator with a split stator winding is absent, and the usual calculation method is to represent this generator by two independent three-phase machines. The aim of the article is to compare the results of transient processes of a generator with a split stator winding at a three-phase short circuit on the side of the generator voltage with the results of calculations according to the scheme with two independent generators. It is shown that such modeling is not acceptable, and the greatest errors occur when determining the currents in the

short circuit in the idle mode and the voltages at the terminals of the winding free from the circuit.

Keywords: synchronous generator, split stator winding, three-phase short circuit.

Control Characteristics of Static Synchronous Series Compensator.

Denisenko A. I., Liamov A. S., Smolovik S. V., Tupitsina A. L.

The aim of this work is to study the influence of static synchronous series compensator (SSSC) for the operation of a single transmission for subsequent use of the developed models in real electrical networks. Over the past decade, the new FACTS series devices have emerged, which are more economical and convenient to use than the FACTS series devices of the first generations, such as series capacitive compensation, including that with thyristor control. In most regions, the construction of new overhead transmission lines is becoming increasingly complex, which increases the possibility of using series FACTS devices both to increase the lines transfer capability and improve the quality of power flow control in complex operational conditions.

Keywords: static synchronous series compensator, electric power system, transmission line.

Universal magnetic flux characteristics in a shell-type transformer.

Shakirov M. A., Tkachuk A. A.

It is shown that in a real shell-type transformer, in contrast to idealized one with infinite permeability a F-quasi-invariant surface takes place in the primary winding. This surface covers the magnetic flux, which is almost unchanged under load variations. Strict f-invariance is observed only in their middle parts, i.e. at the intersection of these surfaces with the plane of symmetry of the transformer. This explains the arachnid character of the family of magnetic flux curves corresponding to different loads. Their universality is manifested in the fact that they do not depend on the number of turns of the windings and, consequently, on the transformation ratio. The shape of the family is determined solely by the geometry of the windings and the magnetic circuit, as well as which of the windings, internal or external, is primary. The arachnology of the family clearly explains the difference in the magnitude of the fluxes of the rod and lateral bore in the working mode and the phenomenon of the emergence of super- and anti-fluxes (in comparison with the no-load flow) in these places during short circuits. The validity of the physical and mathematical ideas underlying the 4T-shaped equivalent circuit is confirmed, as is the model that most fully reflects the listed properties of the magnetic flux in the transformer. The results obtained are important for a correct understanding of the shell-type transformers workflow, as well as for the improvement of their design methods.

Keywords: transformer, primary and secondary windings, magnetic flux, equivalent circuit, short circuit, no-load, flux function.

Content, Abstracts, Keywords

Instruction for manuscript submission

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

АО «НТЦ ЕЭС» – многопрофильный электроэнергетический научно-исследовательский центр, ведущая научная организация отрасли в области развития системообразующей сети ЕЭС России и межгосударственных электрических связей.

НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:

- Проектирование и развитие электроэнергетических систем
- Решение задач в области устойчивости, надежности, живучести и управляемости электроэнергетических систем
- Режимное и противоаварийное управление
- Развитие технологий оперативно-диспетчерского управления энергосистемами
- Испытания и настройка систем управления агрегатного, станционного и системного уровней
- Сертификация оборудования и устройств в Системе добровольной сертификации АО «СО ЕЭС»
- Независимая оценка квалификаций в электроэнергетике

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ БАЗА

- **Цифро-аналого-физический комплекс**
- **Программно-аппаратный комплекс реального времени**

С использованием комплексов НТЦ ЕЭС проводит сертификацию, проверку на функционирование и соответствие техническим требованиям нормативных документов, а также настройку 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 Телефон: (812) 297 54 10 E-mail: ntc@ntcees.ru

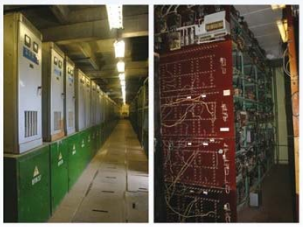
ЦИФРО-АНАЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС

Зал управления

Состав ЦАФК

1. **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.

Генераторы и первичные двигатели



Силовые трансформаторы и линии электропередачи

Модели комплексной нагрузки

2. **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.
4. **Система осциллографирования**, включающая 64-канальные цифровые осциллографы с частотой опроса 2 кГц.

НА ЦАФК ВЫПОЛНЯЕТСЯ:

- 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 агрегатного, станционного и системного уровней

Основные исследования, выполненные на ЦАФК

- Испытания и сертификация автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) сильного действия синхронных генераторов. Проведено 88 официальных испытаний 41 АРВ отечественных (21) и зарубежных (20) производителей, по результатам которых оформлено 28 сертификатов соответствия
- Настройка АРВ генераторов для конкретных энергообъектов и проверка выбранных параметров настройки в физических моделях объединенных энергосистем по методикам, утвержденным АО «СО ЕЭС» (Приказ Минэнерго РФ от 13.02.2019 №98). С 2001 по 2019 год проведено 53 испытания для 34 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 быстрого аварийного ввода резерва – 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 **самый большой в России** вычислительный программно-аппаратный комплекс RTDS (Real Time Digital Simulator). Комплекс RTDS АО «НТЦ ЕЭС» позволяет подключать к реализуемым на нем цифровым моделям энергосистем 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 (МЭК 61850-9-2), GOOSE (МЭК 61850-8-1), C37.118.1, IEC-104 (МЭК-60870-5-104) и проверку устройств, работающих по этому протоколу
- Подключение внешнего оборудования с помощью дискретных и аналоговых сигналов:
  - 120 каналов по нпряжению (вывод ± 10В)
  - 36 каналов по напряжению (ввод ± 10В)
  - 42 каналов по напряжению (вывод 100В или более)
  - 39 каналов по току (вывод 1/5 А)
  - 96+48/96+48 дискретных сигнала (ввод/вывод)
  - 32 сигналов типа «сухой контакт» (ввод/вывод)

НА ПАК РВ ВЫПОЛНЯЮТСЯ:

- Испытания и сертификация автоматических регуляторов возбуждения (АРВ), устройств ПА и элементов системы мониторинга переходных режимов (СМПР)
- 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 методикам, утвержденным АО «СО ЕЭС» (Приказ Минэнерго РФ № 98 от 13.02.2019).
- 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

КОМПЕТЕНЦИИ АО «НТЦ ЕЭС»

Проектирование и развитие электроэнергетических систем

- Ежегодная актуализация расчетной модели ЕЭС России на основе программ развития ЕЭС, разрабатываемых АО «СО ЕЭС» и ПАО «ФСК ЕЭС»
- Разработка схем и программ развития субъектов РФ, комплексных программ развития ДЗО ПАО «Россети»
- Разработка схем выдачи мощности электростанций и внешнего энергоснабжения потребителей
- Технико-экономическое обоснование строительства, реконструкции и модернизации объектов электроэнергетики, комплексов противоаварийной автоматики, устройств релейной защиты
- Определение «узких мест» в энергосистемах и разработка мероприятий по их устранению

Решение задач в области устойчивости, надежности, живучести и управляемости электроэнергетических систем

- Разработка и отладка алгоритмов и законов цифровых систем управления, устройств и систем мониторинга агрегатного, станционного и системного уровня
- Разработка методик и технологий для оценки и обеспечения надежности и управляемости ЕЭС
- Моделирование энергосистем, энергообъектов, систем управления, регулирования и автоматики для решения задач по обеспечению устойчивости и надежности ЕЭС
- Обоснование технических решений по обеспечению устойчивости, режимной управляемости, надежности и живучести ЕЭС

Режимное и противоаварийное управление

- Разработка и внедрение централизованных систем автоматического противоаварийного управления на базе новых алгоритмических решений и программно-технических средств
- Разработка и внедрение систем автоматического мониторинга режима работы энергосистемы
- Разработка проектов противоаварийной автоматики энергосистем и отдельных энергообъектов
- Разработка и проверка технических требований к устройствам режимного и противоаварийного управления

Развитие технологий оперативно-диспетчерского управления энергосистемами

- Разработка программного обеспечения для:
  - проведения расчетов установившихся режимов – ПК «RastrWin3»
  - анализа динамической устойчивости – ПК «RuStab»
  - проведения расчетов токов короткого замыкания и выбора уставок устройств релейной защиты и автоматики – ПВК «АРУ РЗА»
- Разработка и внедрение специализированных и других систем контроля и наблюдаемости энергосистем

Испытания и настройка систем управления агрегатного, станционного и системного уровней

- Оценка корректности функционирования систем управления, регулирования и автоматики
- Проверка и настройка для условий конкретных энергообъектов регуляторов возбуждения синхронных генераторов электростанций
- Проверка и настройка для условий конкретных энергообъектов систем ГРАРМ электростанций, а также отдельных подсистем – ГРАМ и ГРНРМ

Сертификация оборудования и устройств в Системе добровольной сертификации АО «СО ЕЭС»

- Сертификация автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов, устройств АЛАР, АЧР, АРПМ, АОПЧ, АРКЗ и ФТКЗ, АОПО, УСВИ, ФОЛ, ФОДЛ, ФОТ, ФОДТ, ФОБ, ФОСШ и АУВ с функцией ФОВ, концентраторов синхронизированных векторных данных

www.ntcees.ru

194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит А Телефон: (812) 297 54 10 E-mail: ntc@ntcees.ru

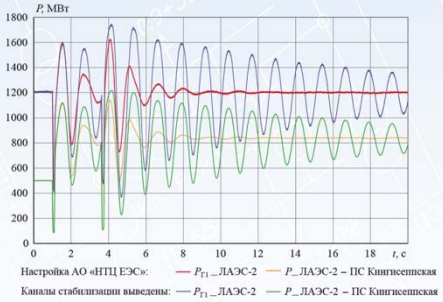
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

НАСТРОЙКА АВТОМАТИЧЕСКИХ РЕГУЛЯТОРОВ ВОЗБУЖДЕНИЯ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ ДЛЯ КОНКРЕТНЫХ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ

В АО «НТЦ ЕЭС» разработаны расчетные методики выбора параметров настройки АРВ сильного действия отечественной и зарубежной структуры, обеспечивающие надежную работу синхронных генераторов во всем многообразии схемно-режимных и возможных аварийных условий эксплуатации.

Настройка, выбранная по этим методикам, удовлетворяет действующим критериям эффективности и обеспечивает устойчивую параллельную работу электростанции с энергосистемой.

Проверка и корректировка (при необходимости, выявленной в процессе проверки) выбранных параметров настройки АРВ сильного действия выполняется на физической (с использованием цифро-аналого-физического комплекса) или математической (с использованием RTDS) моделях энергосистемы по методикам, утвержденным АО «СО ЕЭС» (Приказ Минэнерго РФ № 98 от 13.02.2019).



Проверка параметров настройки AVR-3MTK генератора блока №1 Ленинградской АЭС-2 на физической модели энергосистемы Северо-Запада (пример оценки эффективности настройки)

АРВ сильного действия, настройка которых выполнена в АО «НТЦ ЕЭС», успешно эксплуатируются в составе статических и бесщеточных систем возбуждения 155 синхронных генераторов на 11 атомных, 14 гидравлических и 9 тепловых электростанциях в ЕЭС России и за рубежом.

Энергообъекты, проверка параметров настройки АРВ которых выполнена на экспериментальной базе АО «НТЦ ЕЭС»

www.ntcees.ru
194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит А Телефон: (812) 297 54 10 E-mail: ntc@ntcees.ru

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

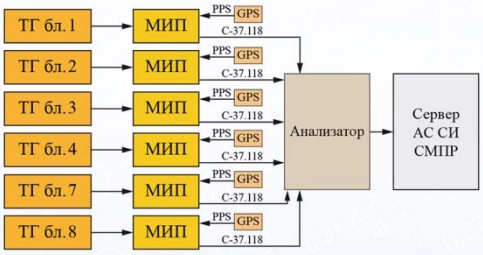
СИСТЕМА МОНИТОРИНГА КОРРЕКТНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМНЫХ РЕГУЛЯТОРОВ

СМСР предназначена для оперативного контроля функционирования АРВ синхронных генераторов в части выполнения требований ГОСТ-21558-2018 «Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов» и Приказа Минэнерго РФ от 13.02.2019 № 98.

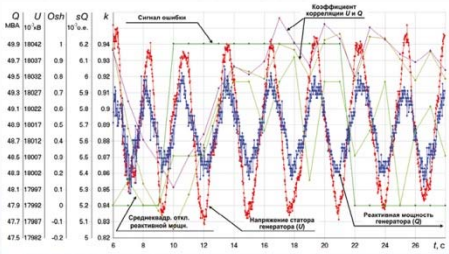
СМСР выявляет генератор, являющийся источником незатухающих синхронных колебаний, выполняет контроль правильности работы релейной форсировки возбуждения, системных функций АРВ и его основных ограничителей.

Опытная эксплуатация СМСР проведена на энергоблоке № 1 Северо-Западной ТЭЦ. Выявлены факты некорректного функционирования АРВ генераторов газовых турбин энергоблока, после чего законы управления АРВ этих генераторов были скорректированы.

В 2016 г. СМСР введена в эксплуатацию на Краснодарской ТЭЦ и обеспечивает оперативный контроль АРВ шести генераторов. С помощью СМСР неоднократно выявлялись случаи некорректного функционирования АРВ.



Структура СМСР Краснодарской ТЭЦ



Пример выявления некорректной работы АРВ генератора блока № 3

СМСР и ее отдельные элементы защищены 6 патентами

№ 017981

№ 2508591

№ 2521768

№ 132637

№ 2509333

№ 2521768

В настоящее время осуществляется внедрение СМСР на Нововоронежской АЭС, Богучанской и Волжской ГЭС, Пермской, Нижневартовской, Череповецкой, Уренгойской и Рефтинской ГРЭС, Казанской ТЭЦ-3, Южноуральской ГРЭС-2.

www.ntcees.ru

194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит А Телефон: (812) 297 54 10 E-mail: ntc@ntcees.ru

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

ИСПЫТАНИЯ ПОДСИСТЕМ ГРАМ И ГРНРМ

Испытания макетов подсистем **группового регулирования активной мощности** (ГРАМ) и **группового регулирования реактивной мощности и напряжения** (ГРНРМ) отечественных и зарубежных производителей проводятся на цифро-аналого-физическом комплексе АО «НТЦ ЕЭС» с 2006 года в схемах физических моделей, адекватно отображающих условия работы конкретной гидроэлектростанции в энергосистеме по программе, согласованной заказчиком.

Испытания подсистем ГРАМ и/или ГРНРМ проведены для:

- Саяно-Шушенской ГЭС
- Нижегородской ГЭС
- Зейской ГЭС
- Новосибирской ГЭС
- Усть-Каменогорской ГЭС (Казахстан)
- Усть-Илимской ГЭС
- Богучанской ГЭС
- Братской ГЭС

Испытания ГРАРМ Братской ГЭС

Испытания ГРАРМ Усть-Илимской ГЭС

Испытания ГРАРМ Усть-Каменогорской ГЭС

При испытаниях выполнены:

- проверка соответствия подсистем ГРАМ и ГРНРМ заявленным техническим характеристикам и техническим требованиям заказчика
- корректировка технологических алгоритмов и программного обеспечения всех подсистем ГРАМ и ГРНРМ, представленных на испытания
- настройка подсистем ГРАМ и ГРНРМ для конкретных схемно-режимных условий эксплуатации
- проверка правильности согласования подсистем ГРНРМ с системами регулирования возбуждения агрегатного уровня (АРВ)
- проверка правильности согласования подсистем ГРАМ с системами автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (АРЧМ) и автоматического управления гидроагрегатом (САУ ГА)

Испытания и настройка подсистем ГРАМ и ГРНРМ на физической модели энергосистемы – эффективный способ повышения надежности функционирования ЕЭС России

www.ntcees.ru

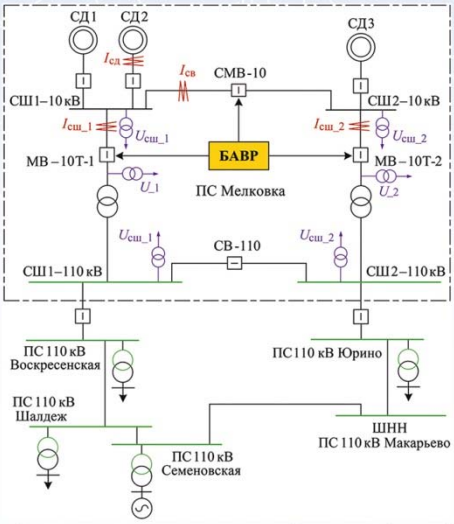
194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит А Телефон: (812) 297 54 10 E-mail: ntc@ntcees.ru

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

ИСПЫТАНИЯ И НАСТРОЙКА УСТРОЙСТВ БАВР

ПАО «Транснефть» применяет устройства **быстродействующего автоматического ввода резерва** (БАВР) для надежного и бесперебойного энергоснабжения нефтеперекачивающих станций (НПС). Компания разработала технические требования к БАВР, выполнение которых обеспечивает быстрый и селективный перевод на резервные шины электроприводных агрегатов магистральных насосов НПС при перерывах питания синхронных электродвигателей от внешней сети.

Проверка выполнения требований ПАО «Транснефть» к устройствам БАВР, выпускаемым ООО «НПП Бреслер», ООО «Релематика», ООО «ТЭЛ ТЭК» (БМРЗ-БАВР ООО «НТЦ «Механотроника»), АО «ЧЭАЗ» и ООО НПП «ЭКРА», проведена на цифро-аналого-физическом комплексе АО «НТЦ ЕЭС» в физической модели НПС «Мелковка», принятой в качестве тестовой схемы, по программе, согласованной заказчиком.



Испытания выявили несоответствие всех образцов устройств БАВР техническим требованиям ПАО «Транснефть», в том числе:

- ложные срабатывания при удаленных коротких замыканиях, не приводящих к нарушению устойчивости электродвигателей, а также при проходящих КЗ в сети 10 кВ
- сверхнормативные временные задержки отключения поврежденного ввода и/или включения секционного выключателя
- превышения допустимого угла между векторами напряжений прямой последовательности поврежденной и резервной секций шин при замыкании секционного выключателя
- невыдачу команд или необеспечение требуемого быстродействия при выдаче команд на гашение поля электродвигателей при возникновении необходимых пусковых условий

Анализ параметров аварийных режимов, выполненный по осциллограммам переходных процессов, позволил большинству разработчиков устройств БАВР устранить выявленные алгоритмические и программные ошибки, что было подтверждено результатами повторных испытаний на физической модели. Это обеспечило возможность применения устройств БАВР на НПС ПАО «Транснефть».

Испытания устройства БАВР ООО «Релематика»

Испытания устройств БАВР на функционирование в условиях физической модели – необходимый элемент проверки их соответствия техническим требованиям

Настройка устройств БАВР, допущенных к применению на НПС ПАО «Транснефть» по результатам комплексных испытаний на ЦАФК, выполняется в настоящее время на RTDS АО «НТЦ ЕЭС» для 6 нефтеперекачивающих станций ПАО «Транснефть» в схемах, адекватно отображающих условия их работы в энергосистемах.

Настройка рекомендованных к применению устройств БАВР для конкретного энергообъекта на RTDS – эффективный способ обеспечения надежного энергоснабжения НПС

www.ntcees.ru

194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит А Телефон: (812) 297 54 10 E-mail: ntc@ntcees.ru

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

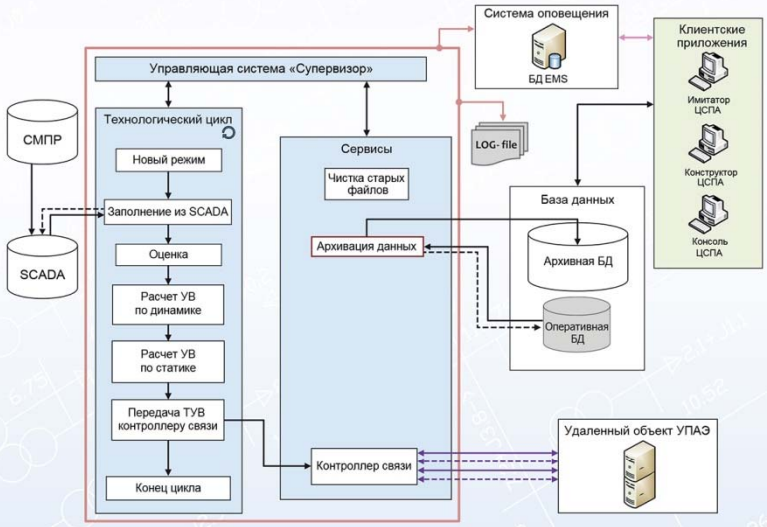
ЦЕНТРАЛИЗОВАННАЯ СИСТЕМА ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ ТРЕТЬЕГО ПОКОЛЕНИЯ

ЦСПА – программно-аппаратный комплекс, осуществляющий выполнение расчетов управляющих воздействий (УВ) для заданных пусковых органов на основе текущих значений параметров электрического режима.

Расчет УВ производится для:

- предотвращения нарушения статической и динамической устойчивости
- установления послеаварийного режима с учетом допустимой токовой загрузки оборудования
- обеспечения нормативного коэффициента запаса по напряжению

Расчёт УВ может быть выполнен для компенсации аварийного небаланса активной мощности и обеспечения допустимых уровней частоты в изолированно работающей энергосистеме



- Внедрена в промышленную эксплуатацию в пяти ОЭС ЕЭС России
- Обеспечивает определение УВ для недопущения каскадных аварий
- Использует современные принципы построения сложных расчетных вычислительных комплексов, функционирующих в непрерывном режиме
- Использует векторные измерения параметров режима от СМПР
- Имеет типовые технологические алгоритмы и универсальную модульную структуру

Технология может быть применена на крупных энергообъектах и в изолированно работающих энергосистемах

www.ntcees.ru

194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит А Телефон: (812) 297 54 10 E-mail: ntc@ntcees.ru

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

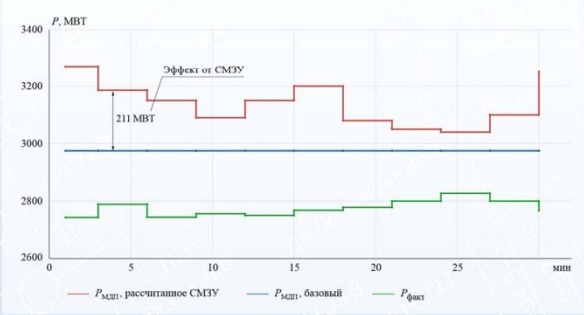
СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ЗАПАСОВ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

СМЗУ рассчитывает в режиме on-line текущие значения максимально-допустимых и аварийно-допустимых перетоков в выявленных опасных и заданных контролируемых сечениях по условиям статической и динамической устойчивости с учётом:

- критерия $n - 1$
- обеспечения допустимой токовой загрузки электросетевых элементов
- обеспечения допустимых уровней напряжения
- текущих настроек локальных комплексов ПА

► Внедрена в промышленную эксплуатацию в пяти диспетчерских центрах АО «СО ЕЭС»
► Повышает степень использования пропускной способности электрических сетей энергосистемы
► Обеспечивает диспетчера необходимой информацией для управления режимом энергосистемы
► Обеспечивает выдачу результатов расчётов в автоматические системы регулирования (АРЧМ)

Пример расчетов МДП в контролируемом сечении



Технология может быть применена в диспетчерских центрах системных операторов, энергосистем, крупных энергообъектов

www.ntcees.ru
194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит А Телефон: (812) 297 54 10 E-mail: ntc@ntcees.ru

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ

САРЧМ используется для:

- автоматического регулирования суммарного перетока мощности в заданных сечениях с коррекцией по частоте, в том числе по интерфейсам связи энергообъектов с энергосистемой
- оптимизации загрузки объектов малой и распределенной генерации, в том числе солнечных и ветровых электростанций
- ограничения перетоков мощности, недопущения и/или устранения токовой перегрузки связей
- регулирования частоты

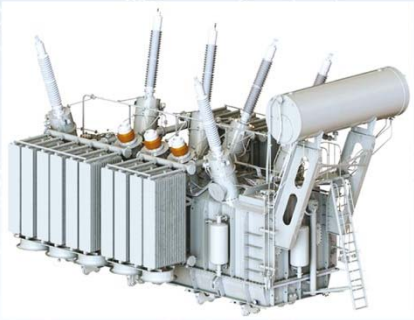
САРЧМ реализована в виде иерархической распределенной системы управления, на верхнем уровне которой производится расчет значений заданий мощности энергоблокам.
Индикация внутренних расчетных параметров САРЧМ реализуется путем встраивания в SCADA, что позволяет использовать привычные интерфейсы отображения актуального состояния работы системы и изменения уставок ее алгоритмов.

www.ntcees.ru
194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит А Телефон: (812) 297 54 10 E-mail: ntc@ntcees.ru

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

ОБОСНОВАНИЕ И ВНЕДРЕНИЕ ФАЗОПОВОРОТНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ДЛЯ КОМПЛЕКСНОГО РЕШЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ЗАДАЧ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

- Технико-экономическое обоснование мест установки, параметров конструкции и требований к системе управления ФПТ
- Разработка решений по регулированию потоков активной мощности в электрических сетях 110 кВ и выше с одновременным ограничением токов короткого замыкания за счёт использования фазоповоротных комплексов
- Полное научно-техническое сопровождение проекта до момента его реализации

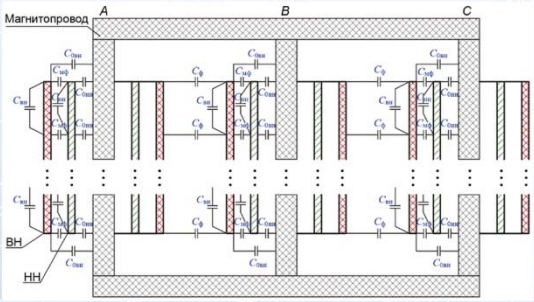


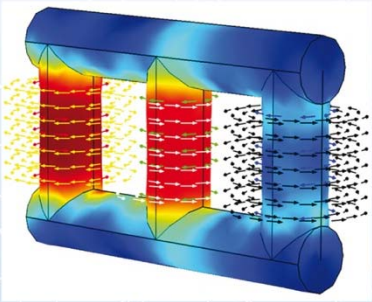
Решена задача по увеличению располагаемой мощности Волжской ГЭС до 2744,5 МВт.

АО «НТЦ ЕЭС» совместно с ПАО «РусГидро» и ООО «Силовые машины – Тошиба. Высоковольтные трансформаторы» принимало непосредственное участие во внедрении ФПТ в схему выдачи мощности Волжской ГЭС.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ РАЗЛИЧНЫХ КЛАССОВ НАПРЯЖЕНИЯ

- Обоснование режима заземления нейтрали электрических сетей 6–35 кВ и экспертиза уже выполненных проектов
- Исследование причин повреждения силового и измерительного оборудования
- Математическое моделирование измерительных и силовых устройств с магнитопроводом любой конфигурации (в том числе исследование насыщения трансформаторов тока), а также токоограничивающих устройств на основе явления ВТСП
- Проведение расчётов с использованием собственной математической модели каналовой цилиндрической симметричной вертикальной дуги, стабилизированной восходящими конвективными потоками газа





www.ntcees.ru

194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит А Телефон: (812) 297 54 10 E-mail: ntc@ntcees.ru

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

ПВК «АРУ РЗА»: ОТЕЧЕСТВЕННАЯ РАЗРАБОТКА МИРОВОГО УРОВНЯ

Программно-вычислительный комплекс (ПВК) **«АРУ РЗА»** для расчета токов короткого замыкания, выбора уставок релейной защиты и проверки электротехнического оборудования ориентирован на специалистов служб РЗА АО «СО ЕЭС», сетевых и генерирующих компаний, проектных организаций.

ПВК «АРУ РЗА» включен в Единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных.

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО
о государственной регистрации программы для ЭВМ
№ 2019663105

Программно-вычислительный комплекс для автоматизированного расчета уставок релейной защиты и автоматики. Версия 5.0 (ПВК АРУ РЗА 5.0)

Правообладатель: Акционерное общество «Научно-технический центр Единой энергетической системы» (АО «НТЦ ЕЭС») (RU)

Авторы: Абдулов Сергей Александрович (RU), Вишнабоев Алексей Владимирович (RU), Гилов Стефар Евгеньевич (RU), Синаи Дмитрий Николаевич (RU), Найденов Евгений Анатольевич (RU)

Заявка № 2019661968
Дата поступления 27 сентября 2019 г.
Дата государственной регистрации в Реестре программ для ЭВМ 10 октября 2019 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

В ПВК РЕАЛИЗОВАНЫ СЛЕДУЮЩИЕ МОДУЛИ И ФУНКЦИИ:

- графический и табличный редактор
- импорт данных из ПВК «АРМ СРЗА» (всех параметров, графики и фонда РЗ)
- Команды Управления и Расчета Сети (К.У.Р.С)
- Групповая Коррекция сети (Г.К.)
- расчет электрических величин при любых типах множественных повреждений
- расчет эквивалентной схемы электрической сети
- расчет параметров воздушных и кабельных линий
- вывод результатов расчетов в файлы форматов TXT, DOC, XLS, HTML
- сохранение графического изображения сети в файлы форматов: PNG, SVG, PDF
- FACTS
- автоматический расчет параметров схемы замещения элементов сети по паспортным данным
- автоматический расчет параметров схемы замещения двухобмоточного трансформатора с учетом схем соединений обмоток
- база паспортных параметров оборудования
- вывод статистики и параметров сети, проверки на корректность задания параметров сети, сравнения сетей
- расчет уставок защит с абсолютной и относительной селективностью с функцией формирования протокола расчетов уставок (пояснительной записки) в формате MS Word
- библиотека нормативных документов
- автоматическое формирование бланков параметрирования микропроцессорных защит
- расчет параметров схемы замещения трансформаторов/автотрансформаторов и реакторов
- анализ срабатывания защит с проверкой корректности работы устройств РЗ
- проверка оборудования на термическую и динамическую стойкость току КЗ
- определение места повреждения
- расчет параметров производной схемы прямой последовательности – для взаимодействия с ПО для расчета электрических режимов и динамической устойчивости

В БЛИЖАЙШЕЕ ВРЕМЯ БУДУТ ДОСТУПНЫ:

- автоматизированный расчет уставок РЗ согласно нормативно-технической документации
- шаблоны типовых электрических принципиальных схем РУ электрических станций и подстанций
- группировка нескольких элементов в единый элемент со сложной внутренней структурой
- расчет токов короткого замыкания в сетях, питающих тяговые подстанции
- учет возобновляемых источников энергии – солнечных и ветряных электростанций

ПВК активно используется в проектных институтах России и Казахстана, организациях и компаниях нефтегазовой отрасли, включен в учебный процесс вузов: ПЭИПК, НГТУ, КГЭУ, АлтГТУ.

Идет процесс ввода ПВК «АРУ РЗА» в эксплуатацию в АО «СО ЕЭС».

ПВК работает с различными операционными системами, в том числе отечественными на базе ядра Linux.
С демонстрационной и полной версией программы можно ознакомиться на сайте www.arurza.ru.

По вопросам приобретения ПВК «АРУ РЗА» обращаться: тел.: +7 (383) 328-12-51, 328-12-54, e-mail: info@arurza.ru

www.ntcees.ru

194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит А Телефон: (812) 297 54 10 E-mail: ntc@ntcees.ru

ПРАВИЛА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РУКОПИСЕЙ АВТОРАМИ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Журнал «Известия НТЦ Единой энергетической системы» является периодическим печатным научным рецензируемым журналом.

В журнале публикуются статьи, содержащие новые результаты научных исследований в электроэнергетике по направлениям: развитие и моделирование энергосистем, регулирование, противоаварийная автоматика и автоматизированные системы управления, передача электроэнергии переменным и постоянным током, преобразовательная техника, техника высоких напряжений.

Также в журнале публикуются научные обзоры, научные рецензии и отзывы.

Периодичность выхода журнала – 2 раза в год.

Статью в редакцию журнала «Известия НТЦ Единой энергетической системы» можно направить по адресу: 194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, АО «НТЦ ЕЭС» или по E-mail: nto@ntcees.ru.

2. ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

Авторы должны придерживаться следующей обобщенной структуры статьи: вводная часть (актуальность, существующие проблемы); основная часть (постановка, описание задачи, изложение и суть основных результатов); заключительная часть (предложения, выводы), список литературы.

2.1. Оформление материалов

1. Объём статьи, как правило, не должен превышать 16 страниц формата А4.

2. Набор текста осуществляется в редакторе MS Word.

Параметры страницы. Поля: верхнее – 4 см, нижнее – 3,7 см, левое – 3,5 см, правое – 3,5 см, расстояние от края до верхнего колонтитула – 3 см. Текстовое поле – 14×22 см.

Шрифт Times New Roman, размер шрифта основного текста – 11, междустрочный интервал – 1,1, абзацный отступ – 0,5 см.

Заголовки, номера и названия таблиц, названия рисунков пишутся без точки в конце. Размеры формул, таблиц и рисунков не должны выходить за пределы текстового поля

3. **Формулы** набираются в редакторе MathType. В формульном редакторе (как и в основном тексте) переменные, обозначенные латинскими символами, набираются курсивом; цифры, греческие и русские символы – прямые.

В числах десятичным разделителем является запятая.

Сокращенные обозначения физических величин и единиц измерения (кВт, Гц, W, Hz) и названий функций (sin, min, const, exp и т. д.) – прямые без точки в конце.

Размеры шрифтов в формулах: основной размер – 11, индекс – 58 %, мелкий индекс – 50 %, символ – 100 %.

4. **Таблицы.** Все наименования в таблицах необходимо писать без сокращения слов (за исключением единиц измерения). Численные значения величин в таблицах

и в тексте должны быть в единицах измерения СИ. Размеры шрифтов в таблицах: основной размер – 10, в таблицах большого размера допускается размер – 9.

5. **Рисунки**, выполненные при помощи компьютерных программ, передаются в редакцию в электронном виде отдельными файлами (не заверстанными в текстовые файлы статьи), в форматах тех программ, в которых они выполнены. Приемлемыми являются форматы: xls (для графиков и диаграмм), eps, cdr, vsd, tiff или jpeg (с разрешением 300 dpi). Сканирование графических рисунков нужно производить с разрешением 600 dpi, фотоснимков, представляемых в электронном виде, – с разрешением 300 dpi.

6. **Список литературы** приводится в конце статьи. Он составляется в порядке последовательности ссылок в тексте. Ссылки на литературу в тексте заключаются в квадратные скобки. В список литературы не должны включаться неопубликованные материалы и материалы служебного пользования.

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 или
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 её опубликование и дальнейшее распространение и сообщаю, что при этом не нарушаются авторские права других лиц и организаций.

Подпись автора _____ «___» _____ 20__ г.

Ф.И.О. _____

Ученая степень _____

Ученое звание _____

Место работы _____

Должность _____

Адрес служебный _____

Телефон _____

E-mail _____