

Научно-технический центр Единой энергетической системы

**ИЗВЕСТИЯ
НТЦ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
СИСТЕМЫ**

№ (2) 79

Издается с февраля 1957 г.

Санкт-Петербург
2018

УДК 004.383.4; 621.3.01; 621.311; 621.313; 621.314; 621.316: 621.317

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Кошеев Л. А., д-р техн. наук, профессор – главный редактор;
Бердин А. С., д-р техн. наук, профессор;
Васильев Ю. С., академик РАН;
Воропай Н. И., чл.-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, профессор;
Сацук Е. И., д-р техн. наук, доцент;
Смоловик С. В., д-р техн. наук, профессор – зам. главного редактора;
Титков В. В., д-р техн. наук, профессор;
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;
Виленикина И. И. – секретарь редакции.

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

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

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

Общие сведения о журнале, условия подписки на него, содержание вышедших номеров можно найти по адресу: <http://www.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 «НТИЦ ЕЭС».

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

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ.....	5
УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОСИСТЕМ, АЛГОРИТМЫ УСТРОЙСТВ АВТОМАТИКИ И РЕГУЛИРОВАНИЯ	
<i>Лисицын А. А., Чаплюк С. В.</i> Автоматическое определение пусковых органов ЦСПА	6
<i>Беляева Е. В., Николаев А. В., Прихно В. Л.</i> Оптимальное размещение устройств синхронизированных векторных измерений для решения задачи оценивания состояния в ЦСПА и СМЗУ	12
<i>Андреанов Д. И., Гуриков О. В., Смирнов А. Н.</i> Совершенствование алгоритмов системы автоматического регулирования турбин Кольской АЭС для обеспечения устойчивой работы энергосистемы.....	25
<i>Воробьев А. И., Лисицын А. А., Синянский И. В.</i> Автоматизированный перевод гидроагрегатов Каскада Вуоксинских ГЭС на параллельную работу с NORDEL	37
ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ И УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ И ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЙ	
<i>Кощев Л. А.</i> О требованиях к надёжности по условиям устойчивости энергосистемы	45
<i>Герасимов А. С.</i> Отклик на статью Л.А. Кощева «О требованиях к надёжности по условиям устойчивости энергосистемы»	52
<i>Опалев О. Л.</i> Исследование системных межзональных низкочастотных колебаний параметров электрического режима ЕЭС России	54
РАЗРАБОТКА И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ ИССЛЕДОВАНИЯ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ	
<i>Елисеев Д. А., Зеленин А. С.</i> Микропроцессорная система для моделирования устройств автоматического регулирования в составе физических моделей энергосистем.....	73
<i>Эдлин М. А.</i> Формирование внешних эквивалентов для математических моделей энергосистем	82
<i>Белов Е. И.</i> Исследование влияния параметров узлов и ветвей на сенсорность элементов электроэнергетической системы	88
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ – ВОПРОСЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ, ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ	
<i>Кощев Л. А., Сокур П. В., Шакарян Ю. Г.</i> Эффективность применения асинхронизированных генераторов-двигателей на ГАЭС.....	96

<i>Коротков Б. А., Попков Е. Н., Сейт Р. И.</i> О возможности участия солнечных электростанций в общем первичном регулировании частоты.....	109
<i>Ванин В. К., Горячевский К. С., Забоин В. Н., Попов М. Г., Халилов Ф. Х.</i> Идентификация параметров силовых трансформаторов в адаптивных средствах их защиты и автоматики	118
<i>Коровкин Н. В., Ву Куанг Ши</i> Оптимизация энергопотребления на основе использования накопителя энергии	131
ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ	
<i>Коротков Б. А.</i> Обобщённый закон Кулона и его применение	139
<i>Шакиров М. А., Калимов Г. А.</i> Отклик на статью Б. А. Короткова «Обобщенный закона Кулона и его применение»	148
ИЗ ОПЫТА МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ	
<i>Суслова О. В., Травин Л. В.</i> Мировые тенденции развития технологий передачи электроэнергии постоянным током и силовой электроники для энергосистем (по материалам 47-й сессии СИГРЭ).....	153
ИМЕНА И ДАТЫ	
<i>Кощеев Л. А.</i> Андрей Михайлович Некрасов (к 110-летию со дня рождения).....	165
CONTENT, ABSTRACTS, KEYWORDS.....	168

Технический редактор *М. В. Леонтьева*
Компьютерная верстка *Н. И. Егерева*

Подписано в печать 26.11.2018 Формат 70×108/16
Тираж 300 экз. Заказ 169 Печ. л. 11

Отпечатано с готового оригинал-макета
в Издательско-полиграфическом центре Политехнического университета.
195251, Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Уважаемый читатель!

Представленные в данном номере журнала статьи охватывают широкий круг вопросов повышения управляемости энергосистем за счёт использования сравнительно мало изученного или редко используемого оборудования (накопитель электроэнергии, преобразователь в составе установок на базе возобновляемых источников энергии, ГАЭС на базе асинхронизированного генератора-двигателя, ветрогенерация, устройства FACTS) до общих вопросов электротехники.

Наибольшая часть статей, как обычно, посвящена вопросам исследования режимов и устойчивости энергосистем, управлению энергосистемами в нормальных и переходных режимах, алгоритмам устройств регулирования и автоматики, совершенствованию методов и средств исследований.

В частности, представлены результаты новых разработок по совершенствованию алгоритмов ЦСПА и СМЗУ, регулированию турбин, других автоматических устройств.

Две статьи публикуются в порядке обсуждения. С согласия рецензентов рецензии на эти статьи публикуются в виде первых откликов. Новые отклики будут публиковаться в последующих номерах журнала.

В разделе «Из опыта мировой энергетики» приведён обзор материалов 47-й сессии СИГРЭ по направлению «Силовая электроника и передачи постоянного тока», в котором отражены тенденции развития и расширения области внедрения этой техники в мире.

Раздел «Имена и даты» в этом номере посвящен А. М. Некрасову, который с 1946 по 1950 год был главным инженером, а с 1950 по 1953 год – директором НИИПТ. В это время и во многом благодаря А. М. Некрасову институт на многие годы стал многопрофильным научным центром по различным вопросам развития энергетики и управления энергосистемами.

Одновременно с выпуском очередного номера журнала мы начинаем набирать материал для следующего номера. Обращаем внимание авторов на то, что своевременная подача статьи позволит при необходимости оказать автору помощь в «доведении» статьи к очередному выпуску журнала. Такую помощь оказывают и наши рецензенты, и члены редколлегии журнала.

Следующий выпуск журнала в июне 2019 года.

Желаю успехов будущим авторам!

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

УДК 621.311

А. А. Лисицын, С. В. Чаплук

Автоматическое определение пусковых органов ЦСПА

Предложен способ автоматического определения пусковых органов ЦСПА, основанный на топологическом анализе схем сложных распределительных устройств объектов энергетики, наблюдаемых по положению и сигналам фиксации состояния коммутационных аппаратов.

Ключевые слова: централизованная система противоаварийной автоматики (ЦСПА), противоаварийная автоматика, пусковые органы, управляющие воздействия.

Введение

Структура противоаварийной автоматики предотвращения нарушения устойчивости в энергосистеме как локального, так и централизованного типа предусматривает наличие пусковых органов (ПОр) и управляющих воздействий (УВ). В сложившейся практике состав ПОр определяется проектными организациями и корректируется при необходимости диспетчерскими центрами Системного оператора. При этом общий перечень ПОр остается неизменным для всех схемно-режимных ситуаций. Назовем такие пусковые органы классическими ПОр. В качестве классических ПОр, как правило, используются факты фиксации отключения высоковольтных линий (ФОЛ) либо трансформаторов (ФОТ).

Использование классических ПОр допустимо для правильного выбора объема УВ ЦСПА в большинстве случаев. При этом опыт анализа аварийных событий в энергосистемах России показывает, что изменение состояния коммутационных аппаратов на станциях и подстанциях способно существенно изменить сценарий рассчитанных аварийных процессов.

Для правильного выбора объема УВ ЦСПА целесообразно выполнение моделирования аварийных процессов, как с учётом текущего состояния выключателей, так и с учётом изменения их состояния в результате отключения сетевого элемента. В то же время само по себе отключение любого выключателя не должно являться ПОр ЦСПА. Из-за большого количества возможных комбинаций состояний выключателей на сложных распределительных устройствах (РУ) объектов энергетики, нами предлагается выполнять определение ПОр непосредственно в цикле ЦСПА. Ниже рассматриваются возможные пути реализации автоматического определения ПОр.

Структура ПТК ЦСПА с автоматическим определением пусковых органов

Реализация технологии предполагается на базе программно-технического комплекса (ПТК) ЦСПА третьего поколения [1]. Структурная схема ПТК ЦСПА с использованием автоматического определения ПОр показана на рис. 1. На низовых устройствах $НУ_1 \dots НУ_n$ с периодичностью, равной продолжительности цикла ЦСПА, формируются и передаются на верхний уровень (ВУ) ПТК ЦСПА таблицы текущего состояния выключателей (ТТСВ). $ТТСВ_1 \dots ТТСВ_n$ используются в качестве

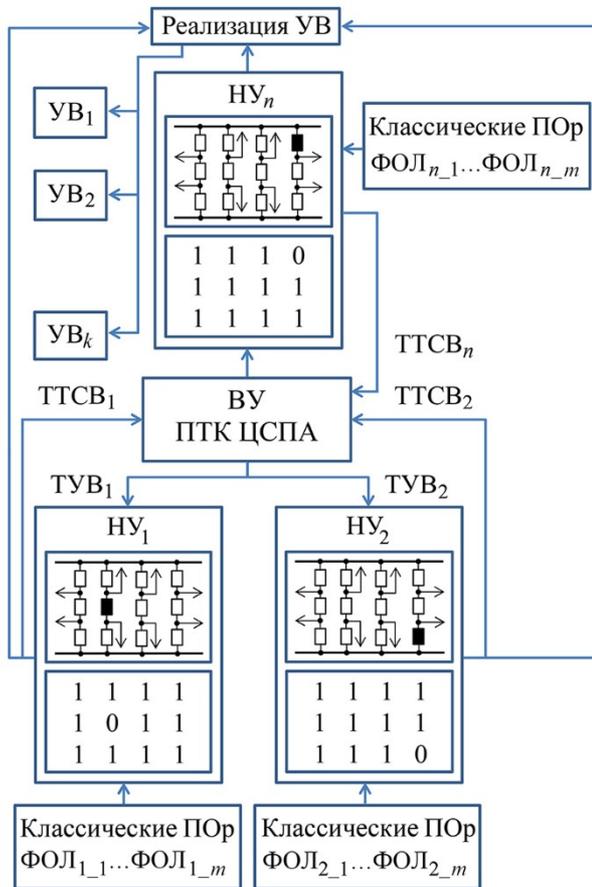


Рис. 1. Структурная схема ПТК ЦСПА с автоматическим определением ПОр

исходных данных для модуля топологического анализа коммутационного слоя. Модернизированный цикл выполнения расчётов на ВУ ЦСПА завершается формированием таблиц управляющих воздействий ТУВ₁...ТУВ_n. В цикле ЦСПА ТУВ₁...ТУВ_n доставляются на соответствующие НУ. После получения ТУВ, НУ находятся в состоянии готовности к выдаче УВ как от классических ПОр, так и от ПОр, определенных автоматически, работающих по фактам отключения высоковольтных выключателей (ФОВ).

Модуль топологического анализа коммутационного слоя

Расчётная модель, используемая в технологических алгоритмах ЦСПА третьего поколения, содержит один основной слой описания узлов и ветвей. Учёт состояния выключателей путем их моделирования в основном

слое возможен, но имеет ряд существенных недостатков, наиболее значимыми из которых являются: снижение скорости выполнения расчётов технологическим алгоритмом ЦСПА и ухудшение процесса сходимости модуля оценивания состояния, объясняемое большим количеством сетевых элементов с малым электрическим сопротивлением.

В известных промышленных программах оценивания состояния и расчёта установившихся режимов «Rastr» и «Космос» возможно использование так называемого коммутационного слоя, в котором задается информация о текущем состоянии коммутационных аппаратов распределительных устройств. При обработке расчётной модели такими программами производится свертка коммутационного слоя путем исключения сетевых элементов с малым сопротивлением. Для решения поставленной нами задачи, использование коммутационного слоя необходимо, но его свертка должна вестись по правилам, учитывающим образование новых ПОр по ФОВ.

Алгоритм топологического анализа построен с применением теории графов [2]. Блок-схема модуля топологического анализа показана на рис. 2. Для исходного состояния коммутационного слоя РУ объекта энергетики строятся бинарные матрицы смежности и достижимости. Переход от матрицы смежности к матрице достижимо-

сти выполняется по известной вариации алгоритма Флойда–Уоршелла [3]. Дальнейший анализ сводится к последовательному перебору отключения одного, либо нескольких связанных между собой схемой релейной защиты выключателей, и выяснению условий, при которых происходит нарушение связности узлов коммутационного слоя. Нарушение связности определяется по сравнению матриц достижимости для исходного и послеаварийного состояния схемы. При обнаружении отделившегося от основной («материковой») части одного, или более узлов коммутационного слоя, за исключением узлов сборных шин (СШ), производится фиксация «острова» первого, либо второго типа. «Остров» первого типа характеризуется отделением от «материковой» части одного узла коммутационного слоя. «Остров» второго типа фиксируется при отделении от «материковой» части более двух связанных между собой узлов коммутационного слоя.

Фиксация «острова» первого типа означает нахождение классического ПОр. Обнаружение «острова» второго типа говорит о том, что найден ПОр по ФОВ. При нахождении ПОр по ФОВ в базу данных ПТК ЦСПА помимо основной записывается топологически отличающаяся дополнительная расчётная модель, содержащая только один слой, сформированный с учётом состояния выключателя, входящего в найденный ПОр.

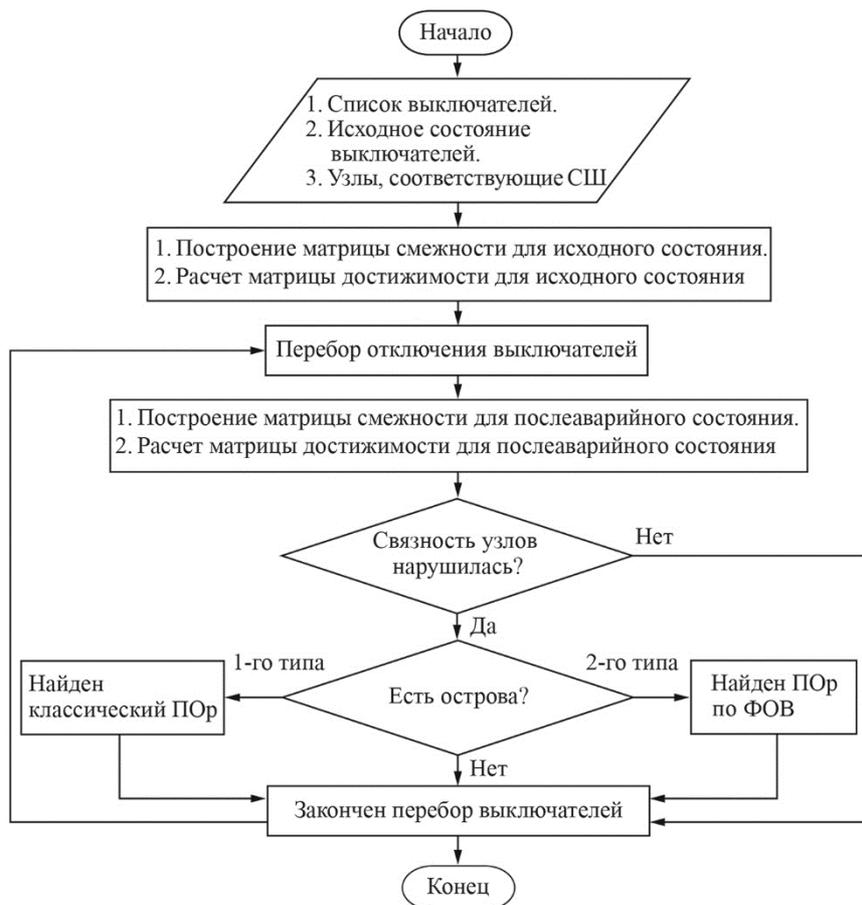


Рис. 2. Блок-схема модуля топологического анализа коммутационного слоя

Изменения в расчётном цикле ЦСПА

Модуль топологического анализа коммутационного слоя встраивается в цикл выполнения расчётов ВУ ПТК ЦСПА и запускается супервизором после получения ТТСВ. Основная и дополнительная расчётные модели передаются модулю оценивания состояния. После выполнения оценивания состояния, технологические алгоритмы ЦСПА осуществляют расчёт требуемого объема УВ для всех классических ПОр и для ПОр по ФОВ, определенных модулем топологического анализа коммутационного слоя. Сформированные после работы технологических алгоритмов ТУВ должны содержать готовые решения для классических ПОр и для ПОр по ФОВ. В случае возможности одновременной работы классического ПОр и ПОр по ФОВ («остров» первого типа в модуле топологического анализа коммутационного слоя), в ТУВ записываются оба ПОр по схеме «ИЛИ».

Технические требования к НУ

Для реализации автоматического определения ПОр ЦСПА, основанного на топологическом анализе схем сложных распределительных устройств, НУ ЦСПА на объекте должны обладать информацией об актуальном положении каждого выключателя, обобщенного с данными о положении разъединителей в его цепи и ключей ручной фиксации его состояния. Соответствующие сигналы должны поступать от устройств автоматики управления выключателями (АУВ) в виде бинарного состояния – фиксации отключения/включения выключателя (ФОВ, ФВВ), исключающего их одновременное появление. Получение сигналов ФОВ/ФВВ возможно, как в виде «сухого контакта», так и по существующим протоколам обмена информации между вторичными устройствами. Прием сигналов для формирования классических ПОр не потребует изменения. Сформированная в НУ ТТСВ должна по запросу направляться в ВУ ПТК ЦСПА, что потребует изменения существующей структуры протоколов информационного обмена между ВУ и НУ ПТК ЦСПА.

В полном объеме все аспекты работы НУ ПТК ЦСПА для реализации автоматического определения пусковых органов ЦСПА выходят за рамки настоящей статьи и будут рассмотрены в дальнейшем.

Пример определения ПОр по ФОВ для РУ условной подстанции

Рассмотрим пример работы модуля топологического анализа коммутационного слоя для РУ условной подстанции. Текущее состояние выключателей РУ условной подстанции показано на рис. 3. Из 12 выключателей РУ 11 находятся во включенном состоянии и 1 в выключенном. Классический ПОр должен быть зафиксирован при отключении выключателя № 9. ПОр по ФОВ образуется при отключении выключателя № 5.

Фрагмент Log-файла работы модуля топологического анализа коммутационного слоя для рассматриваемого примера приведен на рис. 4.

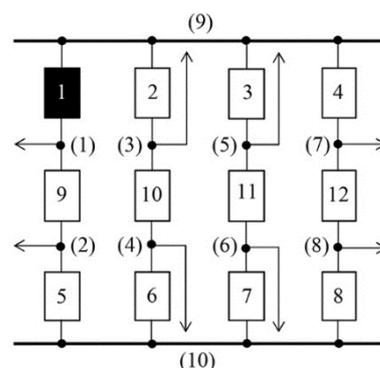


Рис. 3. Коммутационный слой расчётной модели РУ условной подстанции

Исходное состояние выключателей:

Viklsos =
0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1

Исходная матрица смежности:

Smegnost_ish
0 1 0 0 0 0 0 0 0 0
1 0 0 0 0 0 0 0 0 1
0 0 0 1 0 0 0 0 1 0
0 0 1 0 0 0 0 0 0 1
0 0 0 0 0 1 0 0 0 1
0 0 0 0 1 0 0 0 0 1
0 0 0 0 0 0 0 1 1 0
0 0 0 0 0 0 1 0 0 1
0 0 1 0 1 0 1 0 0 0
0 1 0 1 0 1 0 1 0 0

Исходная матрица достижимости:

Dostigimost_ish
1 1 1 1 1 1 1 1 1 1
1 1 1 1 1 1 1 1 1 1
1 1 1 1 1 1 1 1 1 1
1 1 1 1 1 1 1 1 1 1
1 1 1 1 1 1 1 1 1 1
1 1 1 1 1 1 1 1 1 1
1 1 1 1 1 1 1 1 1 1
1 1 1 1 1 1 1 1 1 1
1 1 1 1 1 1 1 1 1 1
1 1 1 1 1 1 1 1 1 1

Рассмотрено отключение выключателя: 5

Для состояния выключателей:

0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1

Найден кандидат в ПОр.

Матрица смежности для послеаварийного режима: Smegnost_pa

0 1 0 0 0 0 0 0 0 0
1 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 1 0 0 0 0 1 0
0 0 1 0 0 0 0 0 0 1
0 0 0 0 0 1 0 0 1 0
0 0 0 0 1 0 0 0 0 1
0 0 0 0 0 0 0 1 1 0
0 0 0 0 0 0 1 0 0 1
0 0 1 0 1 0 1 0 0 0
0 0 0 1 0 1 0 1 0 0

Матрица достижимости для послеаварийного режима: Dostigimost_pa

1 1 0 0 0 0 0 0 0 0
1 1 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 1 1 1 1 1 1 1 1
0 0 1 1 1 1 1 1 1 1
0 0 1 1 1 1 1 1 1 1
0 0 1 1 1 1 1 1 1 1
0 0 1 1 1 1 1 1 1 1
0 0 1 1 1 1 1 1 1 1
0 0 1 1 1 1 1 1 1 1
0 0 1 1 1 1 1 1 1 1

Присутствуют острова.

Найден остров второго типа.

В острове узел № 1

Материковая часть с узлом № 3

содержит узлов: 8

Полный состав узлов материковой части:

3 4 5 6 7 8 9 10

Рассмотрено отключение выключателя: 9

Для состояния выключателей:

0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1

Найден кандидат в ПОр.

Матрица смежности для послеаварийного режима:

Smegnost_pa
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 1
0 0 0 1 0 0 0 0 1 0
0 0 1 0 0 0 0 0 0 1
0 0 0 0 0 1 0 0 1 0
0 0 0 0 1 0 0 0 0 1
0 0 0 0 0 0 0 1 1 0
0 0 0 0 0 0 1 0 0 1
0 0 1 0 1 0 1 0 0 0
0 1 0 1 0 1 0 1 0 0

Матрица достижимости для послеаварийного режима: Dostigimost_pa

1 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 1 1 1 1 1 1 1 1 1
0 1 1 1 1 1 1 1 1 1
0 1 1 1 1 1 1 1 1 1
0 1 1 1 1 1 1 1 1 1
0 1 1 1 1 1 1 1 1 1
0 1 1 1 1 1 1 1 1 1
0 1 1 1 1 1 1 1 1 1
0 1 1 1 1 1 1 1 1 1
0 1 1 1 1 1 1 1 1 1

Присутствуют острова.

Найден остров первого типа.

Отключенный узел № 1

Материковая часть с узлом № 2

содержит узлов: 9

Полный состав узлов материковой части:

2 3 4 5 6 7 8 9 10

Рис. 4. Фрагмент Log-файла работы модуля топологического анализа коммутационного слоя

Необходимые мероприятия для внедрения технологии

Для реализации предлагаемой технологии в ЦСПА требуется выполнить:

- модернизацию базы данных ЦСПА с возможностью записи в нее топологически различающихся расчётных моделей;
- доработку модуля топологического анализа коммутационного слоя;
- разработку низового устройства, позволяющего выполнять управляющие воздействия от ПОР по ФОВ.

Заключение

В настоящей статье показана принципиальная возможность автоматического определения ПОР ЦСПА по ФОВ. Внедрение предложенного способа будет способствовать дальнейшему развитию технологии ЦСПА. Низовые устройства, позволяющие выполнять управляющие воздействия от ПОР по ФОВ, могут быть использованы и в локальных комплексах ПА.

Список литературы

1. *Гайдамакин Ф. Н., Демидов С. И.* Аппаратные и программные средства комплекса ЦСПА ОЭС Востока // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2013, № 1(68). – С. 69–78.
2. *Кристофидес Р.* Теория графов. Алгоритмический подход: пер. с англ. – М.: Мир, 1978.
3. *Томас Х. Кормен, Чарльз И. Лейзерсон, Рональд Л. Ривест, Клиффорд Штайн.* Алгоритмы: построение и анализ. 2-е изд. – М.: Вильямс, 2006.

Лисицын Андрей Андреевич, заместитель генерального директора – директор департамента противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: lisitsyn@ntcees.ru

Чаплюк Сергей Владимирович, заведующий отделом противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: chapluk_s@ntcees.ru

УДК 621.311

Е. В. Беляева, А. В. Николаев, В. Л. Прихно

Оптимальное размещение устройств синхронизированных векторных измерений для решения задачи оценивания состояния в ЦСПА и СМЗУ

Описывается решение проблемы оптимального места установки устройств синхронизированных векторных измерений или *PMU* (phasor measurement unit) и разработка критериев расстановки, направленные на улучшение результатов оценивания состояния. В ходе исследования был создан и протестирован программный модуль, позволяющий выполнить расстановку устройств векторных измерений на основании информации о топологии сети с помощью целочисленного линейного программирования. Произведены расчёты максимально допустимого перетока и выбор управляющих воздействий в схеме реальной ЭЭС Республики Крым с учётом и без использования векторных измерений при решении задачи оценивания состояния.

Ключевые слова: оценка состояния, SCADA, WAMS, PMU, линейное целочисленное программирование, максимально допустимый переток.

Введение

В процессе оперативного управления режимами электроэнергетических систем (ЭЭС) принимаются решения, обоснованность которых во многом определяется полнотой и достоверностью информации, поступающей как непосредственно диспетчеру, так и в программные комплексы, поддерживающие его работу. Источником информации являются телеизмерения и телесигналы, поступающие от объектов энергосистемы. Приём и первичная обработка телеметрической информации выполняется средствами оперативно-информационных комплексов (ОИК).

Для формирования сбалансированных моделей электрических режимов на основе разрозненных измерений и сигналов решается задача оценивания состояния (ОС). От эффективности её работы во многом зависит и качество решения иных задач, работающих в режиме реального времени или выполняющих расчёты по запросу.

Программа ОС является также обязательной составной частью всех комплексов централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА) и системы мониторинга запаса устойчивости (СМЗУ), находящихся в эксплуатации в энергообъединениях России [1]. В настоящее время, в комплексах для решения задачи ОС используется программа, входящая в состав ПВК КОСМОС, а также ОС *RastrWin*.

Как правило, располагаемые объёмы телеметрической информации недостаточны для обеспечения полной наблюдаемости режимов ЭЭС, что негативно отражается на результатах ОС. Проблемы дефицита ТИ и ТС при оценивании состояния ЭЭС многократно исследовались в [2–4].

Благодаря возможности получения векторных измерений от источников информации – устройств *PMU* задача ОС ЭЭС приобретает новое качество. Ранее в ОС использовались несинхронизированные *SCADA*-измерения, и очевидно, в новых условиях методика решения задачи ОС должна быть усовершенствована. Кроме этого, важной задачей является разработка методов расстановки *PMU* с целью улучшения качества оценивания.

Использование векторных измерений в ОС позволит избежать основных проблем, связанных с низким качеством измерительной информации, поступающей от системы SCADA.

В настоящее время разработаны специальные программные средства для обеспечения доступа к PMU. Данные, полученные от всех PMU, установленных на различных подстанциях, собираются, проходят первичную отбраковку, синхронизируются, архивируются в концентраторе векторных данных (*Phasor Data Concentrator – PDC*) и становятся доступны с минимальной задержкой для других приложений, предназначенных для отображения, анализа или контроля. Каналы связи между уровнями новой измерительной системы двунаправленные и имеют достаточную пропускную способность. Как правило, это каналы связи с использованием оптоволоконных кабелей, которые могут обеспечить большой объем передаваемых данных с минимальными задержками.

Получение высокоточных синхронизированных измерений мгновенных значений напряжений открывает новые перспективы для решения задачи оценивания режимов:

- наличие дополнительных измерений увеличивает надёжность системы при отказах отдельных измерительных каналов;
- возрастает обоснованность решений в процессе отбраковки измерений;
- повышается вероятность выработки правильных рекомендаций при проверке состояния элементов сети;
- наличие прямых измерений независимых переменных, к которым относятся модули и фазы узловых напряжений, повышает устойчивость вычислительного процесса (за счёт улучшения свойств матриц Якоби);
- высокая точность дополнительных измерений способствует повышению точности оценки режима в целом.

В настоящее время в АО «НТЦ ЕЭС» существуют актуальные задачи по созданию расчётной модели СМЗУ Крымской энергосистемы, определению перечня устройств PMU и модификации алгоритма модуля оценивания состояния ПВК КОСМОС+ с учётом измеряемых фаз напряжения.

Наблюдаемость при ОС

Наблюдаемость характеризуется возможностью расчёта параметров режима по располагаемым измерениям. Наблюдаемость зависит как от общего числа измерений, так и от их расположения на схеме замещения. В реальных условиях очень часто возникают ситуации, когда наблюдаемость режима не обеспечивается при общем числе измерений, значительно превышающем минимально необходимое из-за их неравномерного распределения [1].

Размещение PMU на каждой подстанции позволит получить векторы напряжений в каждом узле сети, тем самым обеспечив наблюдаемость схемы, поскольку режим энергосистемы считается однозначно определенным, если известны модули и фазы напряжений во всех узлах схемы замещения. Однако повсеместное размещение PMU редко бывает возможным из-за их высокой стоимости или отсутствия средств связи на некоторых подстанциях. Следовательно, существует необходимость нахождения оптимального набора устройств PMU, с целью сделать систему

наблюдаемой, учитывая некоторые ограничения на количество устройств и места их размещения.

В узлах, оснащенных *PMU*, можно измерить вектор напряжения, а также токи смежных линий, что является прямыми измерениями. Как правило, одно устройство содержит ограниченное количество измерительных каналов, однако, в данной работе принято допущение, что *PMU*, установленное в узле, измеряет токи всех отходящих присоединений. В случае, если известен вектор напряжения и ток на одном конце ветви, существует возможность вычислить вектор напряжения другого конца ветви, или, в случае, если известны вектора напряжений на обоих концах ветви, рассчитать поток мощности по этой ветви, что будет являться расчётным измерением. Полная наблюдаемость энергосистем при определении энергоузлов для установки устройств *PMU* обеспечивается за счёт применения обоих видов измерений. Наблюдаемость узла сети зависит от наличия *PMU* в этом узле или в соседнем узле на другом конце смежной линии.

На рис. 1 показана схема с ненаблюдаемым фрагментом (узел *X*) при расстановке устройств *PMU*. Напряжение на шинах узлов *B* и *F* непосредственно измеряется *PMU*₁ и *PMU*₂, соответственно, напряжения на шинах узлов *A*, *C*, *E* и *G* могут быть рассчитаны из равенств (1) с использованием измеренных напряжений и линейных токов ветвей, подходящих к узлам *B* и *F*. В таком случае узел *X* остается ненаблюдаемым. Такая схема характеризуется глубиной ненаблюдаемости, равной 1.

$$\begin{cases} \dot{U}_A = \dot{U}_B - \dot{I}_{AB}(R_{AB} + j \cdot X_{AB}); \\ \dot{U}_C = \dot{U}_B - \dot{I}_{BC}(R_{BC} + j \cdot X_{BC}); \\ \dot{U}_E = \dot{U}_F - \dot{I}_{EF}(R_{EF} + j \cdot X_{EF}); \\ \dot{U}_G = \dot{U}_F - \dot{I}_{GF}(R_{GF} + j \cdot X_{GF}). \end{cases} \quad (1)$$

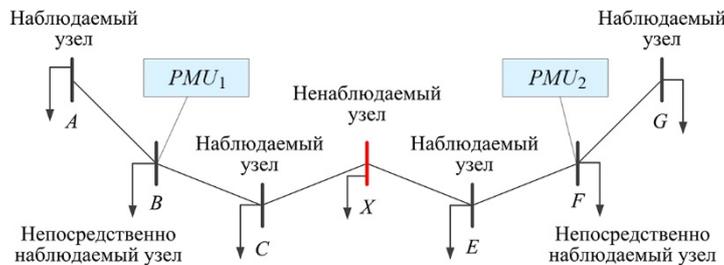


Рис. 1. Схема сети с ненаблюдаемым фрагментом [5]

В исследуемых системах также могут существовать узлы с нулевыми инъекциями мощности — это узлы, не имеющие собственной нагрузки и генерации, являющиеся транзитными узлами для передачи мощности. Если в рассматриваемой системе моделируются узлы с нулевыми инъекциями мощности, общее количество устанавливаемых *PMU* может быть уменьшено, поскольку, в случае, если узлы, смежные узлу с нулевой инъекцией мощности, наблюдаемы, узлы с нулевой инъекцией мощности тоже становятся наблюдаемыми.

Для схем большой размерности, актуально выявить наиболее вероятные узлы — кандидаты для установки *PMU*, в стратегически важных или проблемных с точки зрения оценки состояния местах расчётной схемы.

Задача оптимальной расстановки PMU

Поставленную задачу размещения минимального количества PMU можно сформулировать в виде:

$$\sum_{j=1}^N u_j \rightarrow \min, \quad (2)$$

где N – набор узлов в энергосистеме; u_j – признак установки регистратора PMU в j -й энергоузел ($u_j = 1$ – регистратор установлен в j -м энергоузле, $u_j = 0$ – регистратор в j -м энергоузле отсутствует).

При выполнении условия обеспечения наблюдаемости, формализованных в виде линейных ограничений:

$$f_i \geq 1 \text{ – критерий обеспечения полной наблюдаемости энергосистемы;} \quad (3)$$

$$f_i = \sum_{j=1}^N a_{ij} u_j \text{ – функция наблюдаемости для каждого узла ЭЭС,} \quad (4)$$

где a_{ij} – параметр связи между узлами с номерами i и j ;

$a_{ij} = 1$, если $i = j$, или узлы i и j имеют связь (ветвь между i и j);

$a_{ij} = 0$, если связи нет.

Учитывая моделирование узлов с нулевой инъекцией, необходимо добавить линейные ограничения вида:

$$f_{N0} = f_{N0} + f_0 \cdot f_{I0} \cdot \dots \cdot f_{M0} \geq 1, \quad (5)$$

где f_{I0} – функция наблюдаемости I -й шины, смежной узлу с нулевой инъекцией;

f_0 – функция наблюдаемости шины с нулевой инъекцией;

\cdot – логическое И.

Большое количество работ посвящено поиску минимального количества измерений и их местоположения для обеспечения наблюдаемости. В работах [6, 7] также описана проблема наблюдаемости и выбора базисного состава измерений. Однако в связи с тем, что рассматривается независимо наличие разных видов измерений, авторы используют другое условие обеспечения наблюдаемости, ранг матрицы наблюдаемости. Её вид будет определяться составом измерений. Для формирования матрицы наблюдаемости топологию сети представляют через матрицу инцидентий и контурную матрицу. Отдельным вопросом, требующим рассмотрения, является выбор состава избыточных измерений с точки зрения улучшения качества ОС.

Существует обширный класс задач, называемых задачи *оптимизации*, в рамках которых возникает необходимость в минимизации (максимизации) функций различного вида. Для решения задач оптимизации разработаны различные методики и подходы, позволяющие найти экстремумы исследуемых функций [8].

Сформулированная проблема относится к числу задач дискретной оптимизации, одним из методов решения которой является метод ветвей и границ. В его основе лежит идея последовательного разбиения множества допустимых решений. Метод ветвей и границ позволяет осуществить поиск гораздо быстрее и избежать полного перебора вариантов размещения, сохраняя при этом, высокую точность решения целочисленных задач [9].

Метод ветвей и границ относится к группе комбинаторных методов. Комбинаторные методы исходят из конечности числа допустимых планов задачи и заменяют

полный перебор всех планов их частичным направленным перебором. Комбинаторные методы в значительно меньшей степени подвержены в процессе вычислений влиянию ошибок округления, поэтому являются более предпочтительными по сравнению с методами отсечения. Метод ветвей и границ – один из наиболее эффективных методов решения задач комбинаторного типа. Далее представлена общая структура метода.

Рассмотрим общую задачу дискретного программирования:

$$\max F = f(x), \quad (6)$$

$$x \in \Omega, \quad (7)$$

где Ω – конечное множество допустимых планов.

1. Находим верхнюю границу (оценку) функции $f(x)$, $x \in \Omega$, т. е. такое число $\phi_0(\Omega)$, что для любых $x \in \Omega$ $f(x) \leq \phi_0(\Omega)$.

Если при этом удастся найти такой план x_0 задачи (6), (7), для которого выполняется равенство $f(x) = \phi_0(\Omega)$, то x_0 – оптимальный план задачи (6), (7).

2. Если оптимальный план не найден, то некоторым способом разбиваем множество Ω на конечное число непересекающихся подмножеств $\Omega = \bigcup_{r=1}^{r_1} \Omega_r^1$, $\bigcap_{r=1}^{r_1} \Omega_r^1 = \emptyset$ и находим для каждого из этих подмножеств верхнюю границу $\phi_1(\Omega_r^1)$ ($r = 1, 2, 3 \dots r_1$).

Если при этом удастся найти такой план $x_l^1 \in (\Omega_r^1)$ ($r = 1, 2, 3 \dots r_1$), что выполняется соотношение $f(x_l^1) = \phi(\Omega_l^1) \geq \phi(\Omega_r)$ ($r = 1, 2, 3 \dots r_1$), то x_l^1 – оптимальный план задачи (6), (7). Если же такой план не найден, то выбираем подмножество Ω_r^1 с наибольшей верхней границей (перспективное подмножество) и разбиваем его на несколько непересекающихся подмножеств Ω_s^2 ($s = 1, 2, 3 \dots s_1$). Для каждого нового подмножества находим верхнюю границу $\phi(\Omega_s^2)$. Если будет найден такой план x_k^2 , что $f(x_k^2) = \phi(\Omega_k^2) \geq \phi(\Omega_s^2)$, то x_k^2 – оптимальный план задачи. Если оптимальный план не найден, то дальнейшему ветвлению подвергаем подмножество с наибольшей верхней границей и т. д. Процесс продолжается до получения оптимального плана. Способы ветвления и нахождения верхних границ выбираются для каждой конкретной задачи дискретного программирования.

На рис. 2 показан процесс построения дерева ветвления, позволяющий графически представить метод ветвей и границ.

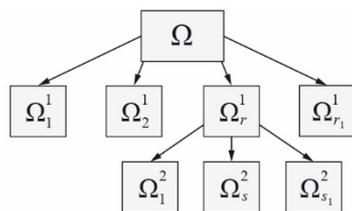


Рис. 2. Дерево ветвления в методе ветвей и границ

В задачах целочисленного линейного программирования в качестве верхней границы на множестве планов рассматривают значение целевой функции на оптимальном плане соответствующей задачи линейного программирования (ЗЛП) без ограничений переменных на целочисленность.

Пусть, далее, x_r – целочисленная переменная, значение x_r^* которой в оптимальном решении задачи ЗЛП является дробным. Интервал $[x_r^*] < x_r < [x_r^*] + 1$ не содержит допустимых целочисленных компонент решения. Поэтому, допустимое целое значение x_r должно удовлетворять одному из неравенств: $x_r \leq [x_r^*]$ или $x_r \geq [x_r^*] + 1$. Введение этих условий в задачу с отброшенным условием целочис-

ленности порождает две не связанные между собой задачи. Говорят, что исходная задача разветвляется на две подзадачи.

Затем каждая подзадача решается как ЗЛП с целевой функцией исходной задачи:

$$\begin{aligned} \max F = f(x), & \quad \max F = f(x), \\ x \in \Omega, x_r \leq [x_r^*]; & \quad x \in \Omega, x_r \geq [x_r^*] + 1. \end{aligned}$$

Если полученное оптимальное решение оказывается допустимым для целочисленной задачи, то его следует зафиксировать как наилучшее. При этом нет необходимости продолжать ветвление подзадачи, поскольку улучшить полученное решение не удастся. В противном случае подзадача должна быть разбита на две подзадачи и т. д. Как только полученное допустимое целочисленное решение одной из подзадач оказывается лучше имеющегося, оно фиксируется вместо зафиксированного ранее. Процесс ветвления продолжается до тех пор, пока каждая подзадача не приведет к целочисленному решению или пока не будет установлена невозможность улучшения имеющегося решения.

Реализация метода ветвей и границ на MATLAB

Средой для реализации алгоритма является пакет *MATLAB*, поскольку данный комплекс содержит набор классических алгоритмов для оптимизации стандартных задач и задач большой размерности, имеет расширения и содержит функции линейного, квадратичного, целочисленного программирования, функции нелинейной оптимизации и нелинейного метода наименьших квадратов, функции решения систем нелинейных уравнений, многокритериальной оптимизации, а также функции, позволяющие решать минимаксные задачи оптимизации.

В качестве основной функции программы служит встроенная функция *bintprog*.

Функция *bintprog* предназначена для решения задачи целочисленного программирования вида:

$$\min_x f(x),$$

при условии $A \cdot x \leq b$, $Aeq \cdot x \leq beq$,

где f , b и beq являются векторами, A и Aeq – матрицы, а x – целочисленный вектор решения (элементы которого принимают значения 0 или 1).

С использованием функции *bintprog* был разработан программный модуль *PMU Optimization App*, предназначенный для нахождения минимального количества *PMU* и обеспечения условия топологической наблюдаемости энергосистемы. Функциональная схема алгоритма модуля представлена на рис. 3.

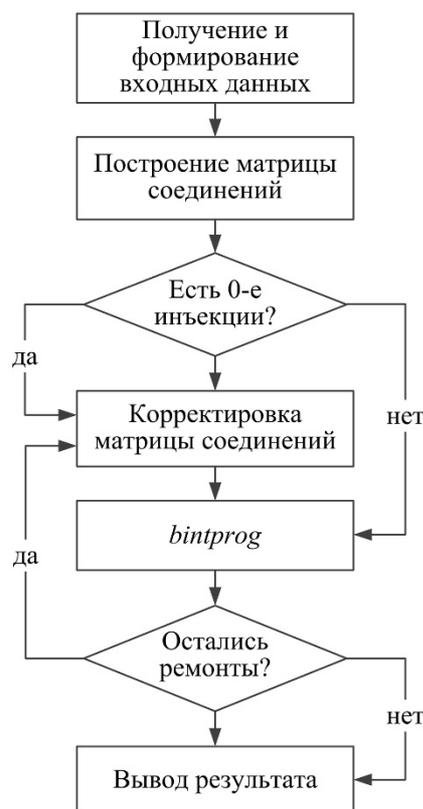


Рис. 3. Блок-схема алгоритма модуля *PMU Optimization App*

В программном модуле *PMU Optimization App* имеется следующий состав реализуемых функций:

- обработка схемной и режимной информации и выбор узлов, ветвей для формирования матрицы соединений;
- получение информации об узлах, в которых имеется нагрузка или генерация, для определения нулевых инъекций;
- формирование матрицы соединений. Формирование векторов с нулевыми инъекциями;
- нахождение оптимальных узлов для *PMU* методом линейного программирования;
- перебор вариантов ремонтных схем. Запись результатов расчёта.

Были проведены проверочные расчёты на программном модуле *PMU Optimization App* по расстановке *PMU* для тестовой расчётной схемы 14 *IEEE bus-system*. Результаты приведены в табл. 1 и на рис. 4.

Таблица 1

Места расстановки *PMU*

Схема	Номера узлов, в которых необходимо установить <i>PMU</i> (без учёта узлов с нулевой инъекцией)	Номера узлов, в которых необходимо установить <i>PMU</i> (с учётом узлов с нулевой инъекцией)
14 <i>IEEE bus-system</i> *	2, 6, 7, 9	2, 6, 9

* Схема *IEEE 14 bus-system*, включает в себя 14 узлов, 19 ветвей и 5 генераторов [10].

Результат, полученный с помощью *PMU Optimization App*, совпадает и с другими исследованиями [10–11], в которых использовались различные алгоритмы дискретной оптимизации.

Учёт векторных измерений от *PMU* в программе оценивания состояния

Задача оценивания состояния является комплексной и включает несколько взаимосвязанных подзадач, к которым, прежде всего, относятся:

- проверка состояния топологии сети;
- проверка наблюдаемости режима и, при необходимости, восполнение дефицита телеметрической информации;
- отбраковка грубых ошибок в измерениях;
- расчёта режима в соответствии с принятым критерием оценивания.

В качестве основы алгоритма оценивания состояния в ПВК КОСМОС используется метод взвешенных наименьших квадратов. Сбалансированный электрический режим определяется в результате минимизации следующей целевой функции:

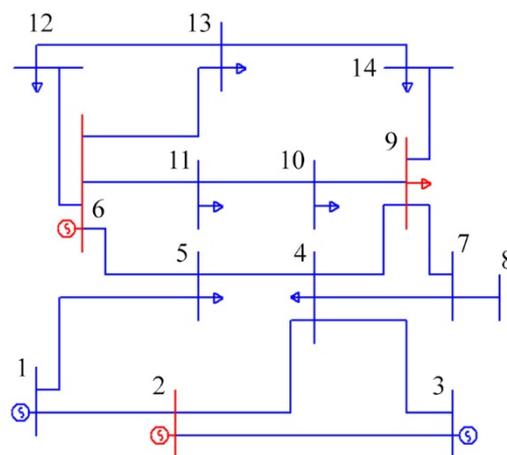


Рис. 4. Места установки устройств *PMU* в схеме *IEEE 14-bus system*

$$f = \sum_{i=1}^n r_i \cdot [z_i - \bar{z}_i(\dot{u})]^2,$$

где n – число измерений;

z_i – значение i -го измерения;

$\bar{z}_i(\dot{u})$ – функция, отражающая зависимость между i -м измерением и независимыми параметрами – составляющими комплексных узловых напряжений;

r_i – весовой коэффициент, характеризующий точность i -го измерения.

При решении задач, связанных с расчётами электрических режимов, в качестве независимых параметров используются, как правило, либо модули и фазы напряжений (полярные координаты), либо составляющие узловых напряжений (прямоугольные координаты). Опыт и многочисленные исследования показывают, что однозначно сделать вывод о преимуществах одной из систем координат невозможно. Однако в конкретных случаях специфика решаемой задачи предопределяет выбор. Так при решении задачи оптимизации режимов по реактивным мощностям и напряжениям предпочтительнее использование полярных координат. Это связано с тем, что в процессе решения задачи возникает необходимость учёта большого числа ограничений по уровням напряжений и эти ограничения накладываются непосредственно на независимые переменные, а не на функции от них (что было бы, очевидно, необходимо при использовании прямоугольных координат).

Для решения задачи оценивания ОС выбор системы координат явных преимуществ не имеет. Однако открывающиеся возможности использования PMU склоняют к использованию полярных координат. Объяснение этому состоит в том, что к уже существующим добавляются измерения непосредственно независимых переменных задачи оценивания.

Возможны два варианта использования измерений модулей и фаз напряжений. Первый вариант предполагает высокую точность и надёжность измерений, поступающих из PMU. При полном доверии к таким измерениям число независимых переменных может быть сокращено на их количество. То есть, после расчёта оцененные величины модулей и фаз будут в точности соответствовать измеренным. При этом существенно улучшаются свойства матриц Якоби, что способствует улучшению качества вычислительного процесса в целом. Однако есть отрицательный момент в использовании первого подхода, заключающийся в возможности получения неприемлемых результатов при наличии существенных ошибок в измерениях, поступающих от устройств PMU.

Второй подход состоит в том, что измерения модулей и фаз включаются в общую целевую функцию. Число переменных задачи не сокращается, но свойства матрицы Якоби также улучшаются. При этом появляется проблема учёта в общей целевой функции абсолютно разнородных величин – мощностей, модулей и фаз напряжений. Данную проблему можно решить с помощью подбора индивидуальных весовых коэффициентов, но возникает вопрос об их обоснованности. Существенное преимущество второго подхода состоит в том, что грубые ошибки в измерениях модулей и, в особенности, фаз напряжений не приводят к серьезным последствиям, поскольку они могут быть отбракованы в процессе итерационного расчёта.

Для определения весовых коэффициентов измерений модулей и фаз напряжений использовались несколько методик (на основе учёта свойств сети, постепенного

изменения весовых коэффициентов, эквивалентирования и др.). Объективно оценить преимущества и недостатки того или иного решения можно лишь на основе опыта эксплуатации ОС в системе, где векторных измерений довольно много. Сделать обоснованный вывод на тестовых расчётах довольно сложно.

Модернизация существующего программного обеспечения, связанная с использованием измерений фаз напряжений, заключалась в существенной переработке и расчётного модуля, и сервисной подсистемы ПВК КОСМОС. В расчётном модуле были внесены следующие изменения:

- обеспечено выполнение оценивания в полярных координатах и разработан новый модуль расчёта производных измеряемых величин по модулям и фазам узловых напряжений;
- разработан модуль определения весовых коэффициентов для измерений фаз напряжений;
- обеспечен учёт измерений фаз в подсистеме анализа наблюдаемости;
- доработаны модули, связанные с отбраковкой измерений, с целью выявления ошибочных величин среди измерений фаз напряжений в узлах схемы замещения;
- доработан алгоритм учёта ограничений, для обеспечения, при необходимости, фиксации измерений фаз напряжений в узлах, вызывающих максимальное доверие;
- для автономного расчётного модуля оценивания состояния реализован ввод измерений фаз напряжений из базы данных.

Также выполнены доработки в модуле оценивания состояния в БД ЦСПА и СМЗУ:

- в таблице исходных данных добавлены поля для задания номеров измерений фаз напряжений, а также реализована возможность занесения самих измерений (поле заполняется после выполнения запроса на ввод телеметрической информации за указанное время);
- возможно отображение в табличном или графическом виде измеренных и расчётных величин фаз напряжений и их отклонений.

Проверка результатов выбора оптимальных мест установки *PMU* в модернизированном модуле оценивания состояния.

В качестве реальной расчётной схемы для проверки результатов выбора оптимальных мест установки *PMU* и ОС с использованием векторных измерений принята схема энергосистемы Республики Крым. Расчётная модель включает в себя 217 узлов, 286 ветвей и 31 генератор.

С помощью программного модуля *PMU Optimization App* был получен результат оптимальной расстановки устройств векторных измерений. *PMU* необходимо установить в 55 узлах (подстанциях) схемы (рис. 5).

Для каждой подстанции, на которой установлено *PMU*, выполнена привязка измеряемых величин:

- модулей напряжений;
- фаз напряжений;
- потоков активной мощности по отходящим линиям;
- потоков реактивной мощности по отходящим линиям.

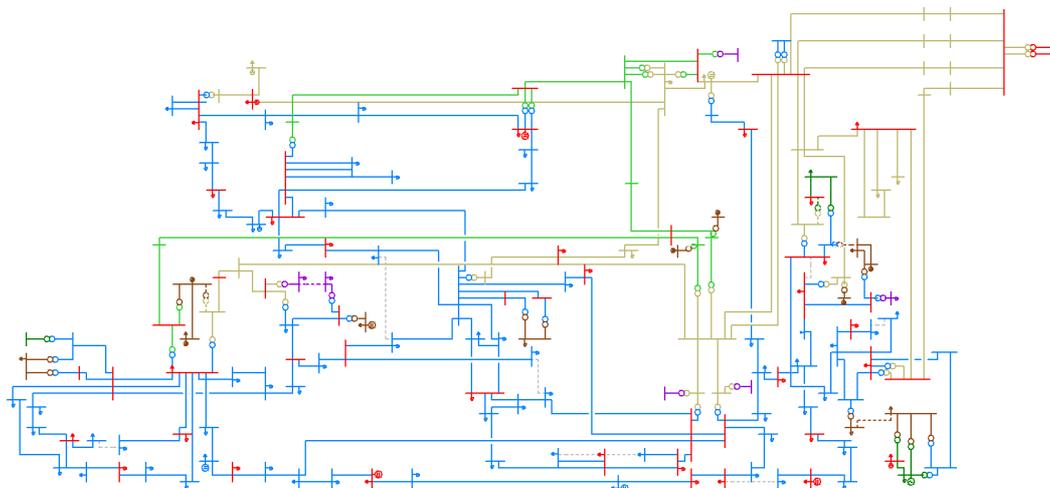


Рис. 5. Схема Крымской ЭС

В качестве измеренных величин использовались параметры, полученные в результате расчёта установившегося режима в данной схеме. Расчёты по оцениванию состояния выполнялись на ПВК КОСМОС.

В тестируемой расчётной схеме были проведены вариантные расчёты по выявлению ненаблюдаемости. Установлено, что весовые коэффициенты по напряжению и фазе помогают уйти от появляющейся ненаблюдаемости. Результаты расчётов по выявлению ненаблюдаемости можно свести к следующим выводам:

- бракованный ТС у линии к подходящей к тупиковому генераторному узлу приводит к ненаблюдаемости в схеме;
- базовый режим позволяет снизить ненаблюдаемость;
- дополнительные места установки *PMU*, выбранные с учётом ремонтов, не всегда приводят к устранению ненаблюдаемости;
- использование графиков нагрузки позволяет полностью избавиться от ненаблюдаемости, и повысить качество оцениваемого режима.

При бракованных ТИ измерение по фазам дает преимущество для наиболее точного оценивания нагрузки. В табл. 2 показаны отклонения мощностей нагрузки в различных схемах. Количество итераций вычислительного процесса ОС уменьшается при использовании измеренных фаз напряжения.

Ошибки в измерениях фазы дают существенные отклонения по оцененной генерации и нагрузке в узлах расчётной модели. Использование базового режима позволяет уменьшить это отклонение. При более значительных отклонениях измеряемых фаз (более 3 эл. град.), наблюдается расходимость вычислительного процесса.

Таблица 2

Результаты оценивания состояния

	Без учёта и БР	Без учёта с БР	С учётом и БР	С учётом с БР
Отклонения мощности в схемах, МВт	4,8	0,29	0,26	0,15
Количество итераций в схемах, ед.	7	7	5	5

Определение МДП в СМЗУ и выбор УВ в ЦСПА с учётом оцененных векторных измерений

Расчёты выполнялись в автономных программах СМЗУ и ЦСПА, работающих на основе данных о топологии схемы и установившемся режиме энергосистемы. Автономная программа СМЗУ и ЦСПА предназначена для расчёта МДП в СМЗУ и для выбора управляющих воздействий в ЦСПА. Программа позволяет производить расчёты на файлах программного комплекса «Мустанг» и текстовых файлах формата базы данных СМЗУ и ЦСПА.

Тестирование проводилось в схеме Крымской энергосистемы, представленной на рис. 5. Пунктиром отмечено рассматриваемое контролируемое сечение «ОЭС Юга – Крым», выделены устройства *PMU* и ветви, в которых задавались бракованные ТИ.

ЭС Республики Крым является дефицитной и пределы передаваемой мощности ограничиваются по КВЛ от ПС 500 кВ Тамань. Для тестирования были выбраны режимы, с бракованными ТИ по КВЛ, в которых могут возникать серьезные ошибки в работе модуля ОС, что в итоге приводит к некорректным результатам определения МДП.

Для расчётной схемы были получены текущее значение (P_0) и предельное значение ($P_{пр}$) перетока в КС и значение МДП ($P_{МДП}$) с учётом действия АПНУ и рассматриваемых нормативных возмущений. Результаты расчётов с эталонными ТИ приведены в табл. 3.

Таблица 3

Результат расчёта с эталонными ТИ

Схема	P_0 , МВт	$P_{пр}$, МВт	$P_{МДП}$, МВт
Крымская ЭС	688	1014	932

Для режимов с бракованными ТИ аналогичным образом были проведены расчёты на автономной программе ТА СМЗУ. При этом рассматривалось два варианта задания измерений: с использованием фазы напряжения (*PMU*) и без её использования (*SCADA*). Полученные результаты сопоставлены с эталонными значениями текущего, предельного перетоков и МДП в КС «ОЭС Юга – Крым». Результаты представлены в табл. 4 и 5.

Полученные результаты, для случая бракованных ТИ активной и реактивной мощностей линий энергомота Тамань–Кафа, показывают преимущество векторных измерений *PMU*. Погрешность результата определения МДП в схеме со *SCADA*-измерениями составляет 25 % от значения в эталонном режиме, а в схеме с *PMU*-измерениями отклонение МДП составило 3,64%.

Таблица 4

Результаты расчётов в схеме с бракованными ТИ

Брак ТИ	С измерениями <i>PMU</i>					
	P_0 , МВт	Откл., %	$P_{пр}$, МВт	Откл., %	$P_{МДП}$, МВт	Откл., %
КВЛ 220 кВ Тамань–Кафа	688	0	1012	0,2	928	0,42
ВЛ 110 кВ Крымской ЭС	690	0,3	1017	0,3	932	0

Таблица 5

Результаты расчётов в схеме с бракованными ТИ

Брак ТИ	С измерениями SCADA					
	P_0 , МВт	Откл., %	$P_{пр}$, МВт	Откл., %	$P_{МДП}$, МВт	Откл., %
КВЛ 220 кВ Тамань–Кафа	502	27	765	25	701	25
ВЛ 110 кВ Крымской ЭС	700	1,8	1002	1,2	918	1,5

Проверка расчёта УВ ЦСПА проводилась в автономной программе для аварийного процесса – отключения одной цепи транзита 220 кВ Симферопольская – Кафа в нормальной схеме. Сравнивались расчёты для схем с бракованными SCADA- и PMU-измерениями. Результаты расчёта выбора УВ в ЦСПА приведены в табл. 6.

Таблица 6

Результаты расчёта выбора УВ

с измерениями PMU	с измерениями SCADA
Опасное сечение: ВЛ 220 кВ Тамань – Кафа (ц2), ВЛ 220 кВ Тамань – Кафа (ц3), ВЛ 220 кВ Тамань – Камыш-Бурун, предельный переток в сечении – 944 МВт, допустимый переток в сечении – 832 МВт, расчётный переток в сечении – 817 МВт, УВ по нагрузке – 0 МВт	Опасное сечение: ВЛ 220 кВ Тамань – Кафа (ц2), ВЛ 220 кВ Тамань – Кафа (ц3), ВЛ 220 кВ Тамань – Камыш-Бурун, предельный переток в сечении – 889 МВт, допустимый переток в сечении – 781 МВт, расчётный переток в сечении – 889 МВт, УВ по нагрузке – 92 МВт

В случае работы ЦСПА в оцененном режиме с измерениями SCADA может проявиться избыточный выбор УВ, что негативно отразится на потребителях ЭС.

Выводы

Разработаны критерии и предложены методы расстановки PMU для улучшения свойств решения задачи ОС. Разработан программный модуль, позволяющий осуществить расстановку устройств PMU на основании входных данных, содержащих информацию о топологии сети.

Выполнены варианты расчёты ОС в реальной схеме Крымской ЭС. На основании полученных результатов установлено, что применение новых синхронизированных векторных измерений, имеющих высокую точность в отличие от традиционных SCADA-измерений, позволяет получить более корректные результаты ОС ЭС, даже с учётом частично ошибочных измерений.

Произведены расчёты МДП и выбора УВ в схеме ЭС Республики Крым с учётом и без использования PMU в ОС. Полученные результаты расчёта МДП показывают, что ОС с использованием векторных измерений позволяет получить более достоверную модель установившегося режима для выполнения расчётов. Использование измерений от PMU позволяет точнее осуществить выбор УВ в ЦСПА даже при бракованных ТИ.

Список используемой литературы

1. Прихно В. Л. Программный комплекс КОСМОС оперативных расчётов режимов энергосистем на основе телеметрической информации // Тр. Института электродинамики НАНУ. Энергоэффективность: Зб. Киев: ИЭД НАН Украины, 2000. – С. 118–127.
2. Колосок И. Н., Коркина Е. С., Суханов О. А. Алгоритмы распределенного оценивания состояния больших энергосистем // Электричество, 2011, № 4. – С. 27–37.
3. Кузькина Я. И. Обеспечение топологической наблюдаемости ЭЭС на основе синхронизированных векторных измерений / Системные исследования в энергетике. Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН, Вып. 45. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. – 218 с.
4. Николаев А. В., Прихно В. Л. Задача оценивания состояния в комплексе централизованного противоаварийного управления ОЭС Востока // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2013, № (1) 68. – С. 25–40.
5. Niqui R. F., & Phadke A. G. Phasor Measurement Unit Placement Techniques for Complete and Incomplete Observability. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 20, no .4, pp. 2381–2388, Oct. 2005.
6. Гамм А. З., Голуб И. И. Наблюдаемость электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1990. – 200 с.
7. Krumpholz G. R., Clements K. A., Davis P. W. Power System Observability: A Practical Algorithm Using Network Topology, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.99, no.4, pp.1534–1542, July 1980.
8. Ватутин Э. И., Титов В. С., Емельянов С. Г. Основы дискретной комбинаторной оптимизации. – М.: АРГАМАК-МЕДИА, 2016. – 270 с.
9. Овчинников В. А. Систематизация точных методов дискретной оптимизации // Наука и Образование. МГТУ им. Н. Э. Баумана. Электронный журнал, 2015, № 6. – С. 288–304.
10. Chakrabarti S., Kyriakides E., Eliades D. G. Placement of Synchronized Measurements for Power System Observability, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 24, no.1, pp.12–19, Jan. 2009.
11. Madhavi Kavaiya, Kartik Pandya. PMU Placement for Power System Observability using Integer Linear Programming. // International journal of engineering development and research, pp.97–100, Jan. 2014.

Беляева Евгения Владимировна, инженер отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: belyaeva_e@ntcees.ru

Николаев Алексей Васильевич, канд. техн. наук, заведующий лабораторией ЦСПА отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: nikolaev_a@ntcees.ru

Прихно Виталий Леонидович, канд. техн. наук, старший научный сотрудник Института электродинамики НАН Украины г. Киев, Украина.

E-mail: prihno.v@gmail.com

УДК 621.311

Д. И. Андрианов, О. В. Гуриков, А. Н. Смирнов

Совершенствование алгоритмов системы автоматического регулирования турбин Кольской АЭС для обеспечения устойчивой работы энергосистемы

На Кольской АЭС при выделении на изолированную работу в составе Кольской и Карельской энергосистем от ЕЭС России наблюдались незатухающие колебания активной мощности генераторов, которые сопровождались колебаниями частоты в энергосистеме с большой амплитудой. Предварительные исследования показали, что колебания возникали в результате работы систем автоматического регулирования (САР) турбин Кольской АЭС в режиме общего первичного регулирования частоты сети.

Выявлены причины возникновения колебаний и произведена коррекция алгоритмов САР турбин Кольской АЭС, исключающая возможность возникновения этих колебаний.

Скорректированные алгоритмы позволяют обеспечить эффективную работу САР турбин Кольской АЭС, в том числе в части устойчивого поддержания частоты в энергосистеме, сравнимой по мощности с рассматриваемой электростанцией, что подтверждено расчётами переходных процессов и системными испытаниями.

Ключевые слова: автоматический регулятор скорости, регулятор активной мощности, турбина, общее первичное регулирование частоты.

Введение

В течение 2016 г. Кольская АЭС неоднократно выделялась на изолированную работу в составе Кольской и части Карельской энергосистем от ЕЭС России. Установленная мощность Кольской АЭС сравнима с суммарной генерирующей мощностью Кольской и Карельской энергосистем, в связи с чем изменение мощности турбин Кольской АЭС существенно влияет на изменение частоты в условиях изолированной работы Кольской и части Карельской энергосистем. Именно в таких условиях работы Кольской и части Карельской энергосистем наблюдались незатухающие колебания активной мощности генераторов Кольской АЭС, которые сопровождались колебаниями частоты в энергосистеме с большой амплитудой. При этом период колебаний режимных параметров составлял порядка 25 с. Предварительные исследования показали, что незатухающие колебания частоты и мощности в энергосистеме возникали в результате работы систем автоматического регулирования (САР) турбин Кольской АЭС в режиме общего первичного регулирования частоты (ОПРЧ).

Для исключения возможности возникновения указанных колебаний частоты и мощности при обеспечении требований действующей нормативно-технической документации к динамическим характеристикам ОПРЧ и соблюдении ограничений по режиму работы основного технологического оборудования потребовалось выполнить совершенствование алгоритмов САР турбин Кольской АЭС и корректировку параметров.

1. Методика проведения исследований

Решение поставленной задачи выполнено путем имитационного моделирования с использованием математической модели энергосистемы с последующим проведением натуральных экспериментов на электростанции. Работа состояла из следующих этапов:

- создание подробной математической модели турбин Кольской АЭС и их САР;
- создание упрощенной математической модели турбин Кольской АЭС и их САР и её верификация по натурным экспериментальным данным;
- создание цифровой динамической модели энергосистемы ОЭС Северо-Запада в специализированном программном комплексе, включающей:
 - ◆ подробные модели синхронных генераторов, их систем возбуждения и АРВ;
 - ◆ модели сетевых элементов;
 - ◆ модели нагрузок;
 - ◆ модели турбин Кольской АЭС и их САР;
 - ◆ упрощенные модели турбин и их САР для прочих электростанций исследуемой части энергосистемы ОЭС Северо-Запада;
- верификация цифровой динамической модели энергосистемы ОЭС Северо-Запада с её последующей коррекцией по натурным экспериментальным данным;
- подготовка расчётных электрических режимов работы энергосистемы и сценариев расчётных возмущений;
- определение критериев эффективности работы САР турбин Кольской АЭС;
- рассмотрение возможности коррекции параметров САР турбин Кольской АЭС в режиме ОПРЧ без изменения её алгоритмов работы;
- разработка новых вариантов алгоритмов работы САР турбин Кольской АЭС в режиме ОПРЧ и поиск оптимальных настроечных параметров;
- сравнение эффективности вариантов алгоритмов в соответствии с обозначенными критериями эффективности путем расчёта переходных процессов;
- техническая реализация на Кольской АЭС наиболее эффективного алгоритма работы САР;
- проведение натурных экспериментов на Кольской АЭС, в том числе на соответствие требованиям к ОПРЧ [1].

2. Создание математической модели энергосистемы и подготовка расчётных условий

Кольская АЭС включает в себя четыре энергоблока с водо-водяными энергетическими реакторами типа ВВЭР-440. Каждый реактор снабжает паром две турбины типа К-3-220-44 Харьковского турбинного завода, соединенные валом с синхронными генераторами типа ТВВ-220-2А. Для обеспечения участия Кольской АЭС в ОПРЧ на электростанции проведена комплексная модернизация САР турбин компанией АО «Диаконт».

2.1. Модель энергоблока Кольской АЭС

На первом этапе создана подробная математическая модель энергоблока Кольской АЭС, воспроизводящая:

- законы регулирования САР турбин;
- перемещение органов парораспределения;
- теплофизические процессы в проточной части турбин;
- теплофизические процессы в сепараторах-пароперегревателях (СПП).

Экспериментальные данные показали, что при эксплуатации реактора в режиме поддержания давления в парогенераторах (ПГ), изменения мощности турбин в ре-

жиме ОПРЧ вызывали лишь незначительные изменения давления пара перед турбинами, на величину, не оказывающую существенного влияния на активную мощность генераторов. Это позволило в подробной математической модели энергоблока Кольской АЭС не учитывать модель реактора и ПГ, а также принять величину давления пара перед турбинами равной константе. Верификация математической модели турбины и её САР проведена путем сравнения технологических параметров при:

- скачкообразном изменении задания по положению органов парораспределения турбины;
- возмущениях со стороны энергосистемы;
- испытаниях паровым сбросом;
- срабатывании защит.

Подробная модель энергоблока Кольской АЭС, полученная на первом этапе, имеет высокий дифференциальный порядок, а также сложную структуру из нелинейных алгебраических уравнений, что затрудняет её практическое применение. В связи с тем, что в работе исследовались электромеханические процессы, развивающиеся в определенном и заранее известном масштабе времени, подробная модель энергоблока Кольской АЭС была существенно упрощена с сохранением степени адекватности, достаточной для целей исследования. Упрощение подробной математической модели энергоблока Кольской АЭС выполнено с учётом следующих условий:

- период колебаний режимных параметров, вызванных эксплуатацией САР турбин в режиме «ОПРЧ», может варьироваться от 10 до 80 с в зависимости от условий работы оборудования и настроечных параметров САР;
- изменение мощности турбины при регулировании частоты ограничивается величинами $-8\% \dots +2\%$ от номинальной [1].

В результате упрощений в модели энергоблока Кольской АЭС:

- принято мгновенное позиционирование отсечного золотника главного сервомотора турбины;
- проточная часть турбины представлена инерционным звеном первого порядка;
- принято, что регулирующие заслонки СПП всегда открыты, что характерно при работе генераторов на сеть;
- в САР турбин рассмотрены и реализованы только режим регулирования органов парораспределения с учётом статизма (режим «РПК») и режим общего первичного регулирования частоты в энергосистеме (режим «ОПРЧ»).

Сравнительные расчёты показали достаточную степень соответствия процессов с использованием подробной и упрощенной модели для проведения исследований при колебаниях режимных параметров, вызванных эксплуатацией САР турбин в режиме «ОПРЧ». На рис. 1 в качестве примера приведены измеренные и рассчитанные на упрощённой модели положения главного сервомотора (ГСМ) и отсечного золотника (ОЗ) при скачкообразных изменениях задания по положению ГСМ на остановленной турбине. Результаты находятся в хорошем соответствии друг с другом при ступенчатых изменениях заданного положения ГСМ.

На рис. 2 в качестве примера приведены результаты верификации упрощенной математической модели турбин Кольской АЭС и их САР при аварийном процессе с выделением Кольской АЭС на изолированную работу в составе Кольской и Карельской энергосистем от ЕЭС России.

В данном опыте на входе математической модели задано измеренное значение частоты, полученное в аварийном процессе, и задано значение уставки по мощности, равное мощности агрегата в доаварийном режиме. Из рис. 2 видно, что рассчитанные и измеренные в аварийном процессе параметры находятся в хорошем соответствии друг с другом.

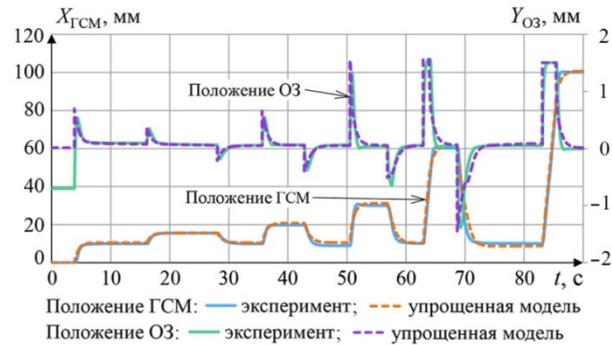


Рис. 1. Опыт со скачкообразным изменением задания по положению ГСМ на остановленной турбине

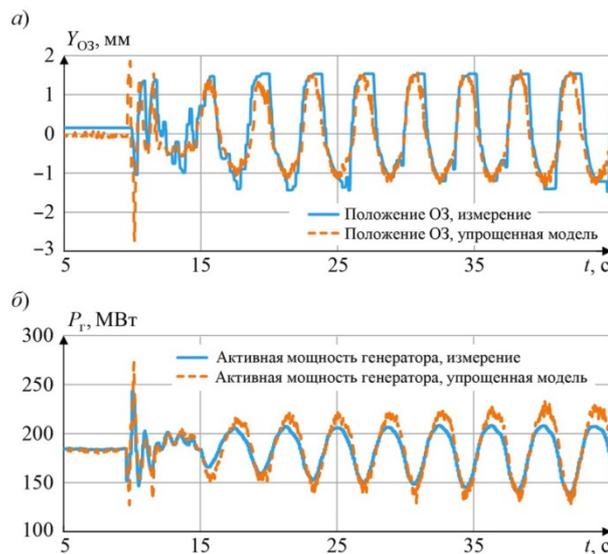


Рис. 2. Аварийный процесс с выделением электростанции на изолированную работу:
а) положение отсечного золотника;
б) активная мощность генератора

На рис. 3 приведена функциональная схема упрощенной математической модели турбины Кольской АЭС и её САР. В соответствии с принятой математической моделью САР турбин Кольской АЭС могут находиться только в двух режимах – режим «РПК» и режим «ОПРЧ». В установившемся режиме САР турбин находятся в режиме «РПК» и оператор энергоблока задает необходимое положение ГСМ. Переход в режим «ОПРЧ» обеспечивается автоматически при отклонении частоты за пределы зоны нечувствительности. Обратный автоматический переход в режим «РПК» обеспечивается после возвращения частоты в зону нечувствительности с выдержкой времени. Задатчик режима «РПК» имеет в своём составе корректор частоты, который рассчитывает необходимое значение первичной мощности.

Значение первичной мощности передаётся в задатчик режима «ОПРЧ», где с учётом необходимых ограничений суммируется с заданием мощности от оператора. Задание по мощности поступает в регулятор мощности, где происходит сравнение с текущим значением активной мощности генератора и формируется задание по положению ГСМ по ПИ-закону. Задание по положению ГСМ, в свою очередь, поступает в регулятор положения ГСМ, где происходит сравнение с текущим положением ГСМ и формируется задание по положению ОЗ по ПИ-закону. В данной модели принято упрощение, что ОЗ позиционируется мгновенно, и, следовательно, положение ОЗ всегда соответствует его заданному положению. Перемещение ГСМ обеспечивается при смещении ОЗ за пределы отсечки. Механическая мощность

турбины рассчитывается в зависимости от положения ГСМ и запаздывания, аппроксимирующего процессы в проточной части турбины.

В результате, упрощенная математическая модель реализована в программно-вычислительном комплексе (ПВК) электромеханических переходных процессов энергосистемы *Eurostag*. Реализованная в ПВК *Eurostag* модель турбины и её САР состоит из более 150 блоков и имеет дифференциальный порядок более 20, а также множество нелинейных элементов, в том числе заданных в виде табличных функций.

Модели турбин и их САР, а также настроечные параметры, приняты одинаковыми для всех турбин Кольской АЭС – в расчётах для всех турбин Кольской АЭС приняты одинаковая структура модели и параметры.

Моделирование генераторов Кольской АЭС выполнено с учётом их фактических параметров и характеристик. Для АРВ генераторов Кольской АЭС заданы подробные и верифицированные по натурным частотным характеристикам модели автоматических регуляторов возбуждения типа АРВ-РЭМ700 и КОСУР-Ц.

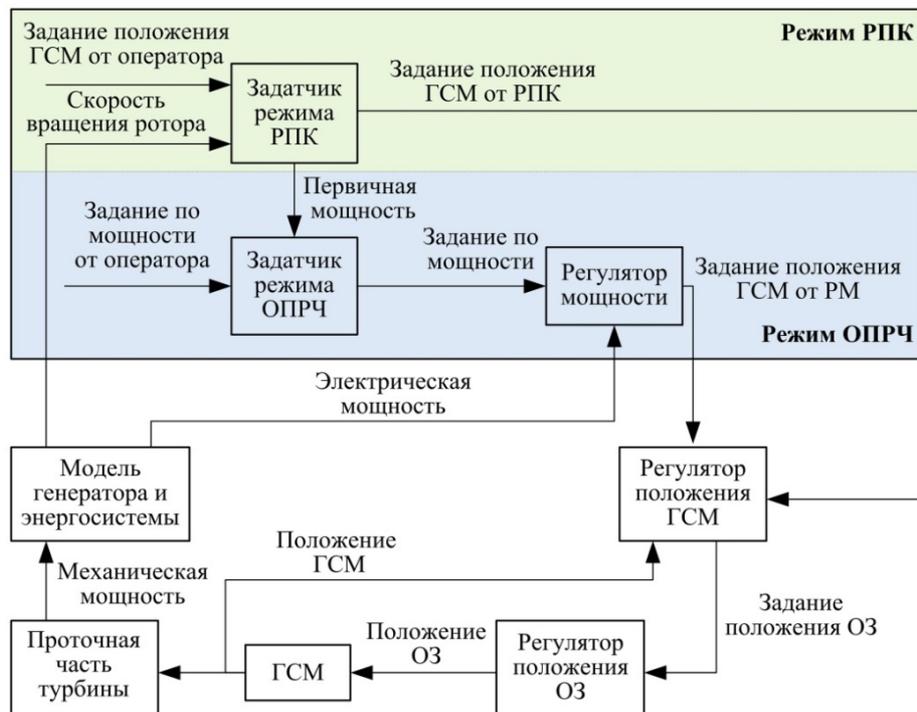


Рис. 3. Функциональная схема упрощенной модели турбины Кольской АЭС и её САР

2.2. Модель энергосистемы

Математическая модель энергосистемы ОЭС Северо-Запада разработана на основе имеющейся в АО «НТЦ ЕЭС» базы данных электроэнергетического оборудования. Турбины других электростанций Кольской и Карельской энергосистем и их САР в модели энергосистемы учтены обобщенными моделями с индивидуально заданными параметрами. Модель энергосистемы верифицирована по натурным осциллограммам электромеханических переходных процессов, полученных во время аварийных возмущений, которые сопровождались выделением Кольской АЭС в составе Кольской и части Карельской энергосистем на изолированную работу

от ЕЭС России. При выделении на работу в изолированном районе Кольская АЭС остается работать параллельно с преимущественно малыми ГЭС, суммарная установленная мощность которых соизмерима с мощностью Кольской АЭС.

На рис. 4 показаны графики переходных процессов для одного из таких аварийных возмущений. После короткого замыкания и его ликвидации действием релейной защиты возникают синхронные незатухающие колебания параметров электрического режима с периодом порядка 4 с. Далее происходит увеличение амплитуды данных колебаний, что приводит к работе устройств автоматической ликвидации асинхронного режима (АЛАР) с последующим действием противоаварийной автоматики (ПА) на отключение ряда генераторов на гидроэлектростанциях в выделившемся на изолированную работу энергорайоне. Далее наблюдаются незатухающие колебания параметров электрического режима периодом порядка 25 с. Данные колебания прекращаются только после ручного перевода САР турбин Кольской АЭС из режима «ОПРЧ» в режим «РПК», данный момент на рис. 4 не приведен.

Из рис. 4 можно сделать вывод, что математическая модель корректно отображает поведение энергосистемы как при колебательном протекании электромеханических переходных процессов с периодом порядка 4 с до разделения энергосистемы, так и при длительных колебательных переходных процессах с периодом порядка 30 с, сопровождающихся работой регуляторов скорости, после разделения энергосистемы.

2.3. Подготовка расчётных условий и сценариев возмущений

Турбина совместно с САР является существенно нелинейным элементом, что не позволяет использовать методы линейного анализа как для оценки устойчивости и качества регулирования, так и для синтеза новых алгоритмов регулирования. В связи с этим в работе произведен прямой расчёт переходных процессов для ряда расчётных условий.

Расчётные условия составлены на основе «Методических указаний по устойчивости...» [2], а также исходя из существующего опыта эксплуатации. Рассмотрены электрические режимы:

- зимнего максимума нагрузок при работе восьми турбогенераторов Кольской АЭС в условиях параллельной работы Кольской и Карельской ЭС с ЕЭС России;
- летнего минимума нагрузок при работе трех турбогенераторов Кольской АЭС в условиях параллельной работы Кольской и Карельской ЭС с ЕЭС России;
- зимнего максимума нагрузок при работе восьми турбогенераторов Кольской АЭС в условиях изолированной работы Кольской и Карельской ЭС от ЕЭС России;

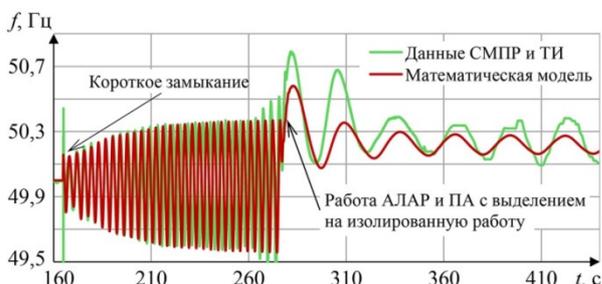


Рис. 4. Частота напряжения при одном из аварийных возмущений по совмещённым данным системы мониторинга переходных режимов (СМНР) и телеизмерений (ТИ) в сравнении с математической моделью

- летнего минимума нагрузок при работе трех турбогенераторов Кольской АЭС в условиях изолированной работы Кольской и Карельской ЭС от ЕЭС России.

Предварительные исследования показали, что характер колебательного процесса зависит от среднего значения мощности турбин в послеаварийном режиме, что вызывается нелинейными характеристиками турбин и их САР. С целью более подробного рассмотрения поведения САР, в каждом из указанных режимов рассмотрена загрузка генераторов Кольской АЭС по активной мощности на четырёх различных уровнях, соответствующим различным характерным участкам нелинейных зависимостей САР и турбины.

Рассмотрены несколько наиболее тяжёлых нормативных возмущений в соответствии с «Методическими указаниями по устойчивости...» [2], сопровождающихся короткими замыканиями (КЗ), отключением нагрузки и генерации. Также в режимах с параллельной работой Кольской и Карельской ЭС с ЕЭС России рассмотрены возмущения, приводящие к выделению Кольской АЭС в составе Кольской и части Карельской энергосистем на изолированную работу от ЕЭС России. Величина отключаемой нагрузки и генерирующей мощности выбрана в каждом режиме отдельно и принята такой, что её отключение вызывает изменение частоты в энергосистеме на величину превышающую зону нечувствительности САР турбин Кольской АЭС, но при этом отработка первичной мощности турбинами Кольской АЭС происходит в пределах регулировочного диапазона. Времена срабатывания релейных защит на линиях электропередачи, отходящих от Кольской АЭС, приняты в соответствии с фактическими значениями.

Дополнительно выполнены расчёты с имитацией ступенчатого изменения частоты на разные величины вверх и вниз путем подачи дополнительного сигнала в измерительные органы САР турбин Кольской АЭС.

Как было отмечено ранее, произведен ряд упрощений модели турбины и силовой части её САР. Данные упрощения проведены путем линеаризации и эквивалентирования в различных рабочих точках турбины и её САР. При этом параметры упрощенной модели различаются в различных рабочих точках турбины. В связи с этим дополнительно часть расчётов выполнена при различных значениях эквивалентной постоянной времени проточной части турбины и коэффициента передачи в силовой части САР. Основная часть расчётов выполнена при средних значениях этих параметров.

С учётом всех указанных режимов и расчётных сценариев сформировано и рассмотрено порядка 500 расчётных случаев.

3. Совершенствование алгоритмов САР турбин

3.1. Критерии эффективности работы САР турбин

Критерием корректной и эффективной работы САР турбин Кольской АЭС является исключение возможности возникновения незатухающих колебаний режимных параметров в энергосистеме, в том числе и в условиях изолированной работы Кольской АЭС в составе Кольской и части Карельской энергосистем от ЕЭС России. Для этого требуется проводить коррекцию параметров и/или алгоритмов САР, что неизбежно приведёт к изменению динамических характеристик регулирования

первичной мощности, которая, в свою очередь, должна соответствовать требованиям действующей нормативной документации [1]. Следует отметить, что в связи известными законами из теории автоматического регулирования, любые изменения по увеличению степени демпфирования колебаний приводят к замедлению реакции системы управления [3,4]. Это, в свою очередь, при определенной степени улучшения демпфирования колебаний может привести к нарушению требований действующей нормативной документации [1] по обеспечению темпов реализации первичной мощности.

Количество циклов быстрого изменения мощности реактора без перезагрузки топлива ограничено. При превышении определенного количества таких циклов, в соответствии с техническими условиями на комплект топливных кассет реактора требуется их замена, что является крайне дорогостоящей процедурой. Таким образом, для сохранения ресурса ядерного топлива предпочтительно, чтобы САР турбин в режиме «ОПРЧ» обеспечивала медленный возврат мощности турбины после его разгрузки, в том числе произошедшего в результате действия ОПРЧ.

Особенность работы Кольской АЭС заключается в том, что нормативные возмущения в соответствии с [2] вблизи Кольской АЭС приводят к появлению медленно затухающих колебаний частоты генераторов Кольской АЭС и мощности по Кольско-Карельскому транзиту. Это может привести к тому, что при любом возмущении вблизи Кольской АЭС и Кольско-Карельского транзита САР турбин Кольской АЭС будут воздействовать на органы парораспределения, что, в свою очередь, приведёт к работе системы управления реактора и изменению его мощности. Таким образом, дополнительно должны быть минимизированы регулирующие воздействия САР на клапана турбин при возмущениях в энергосистеме, не приводящих к изменению баланса мощности.

Если сформулировать требования кратко, то необходимо, чтобы САР турбин Кольской АЭС:

- не «раскачивали» энергосистему;
- не сокращали ресурс ядерного топлива;
- обеспечивали требуемую динамику ОПРЧ;
- минимизировали воздействие на клапана турбин при «всплесках» частоты без нарушения баланса мощности в энергосистеме.

Одновременное обеспечение указанных критериев эффективности работы САР является крайне сложной задачей ввиду:

- уникальных условий эксплуатации Кольской АЭС;
- сложностью объекта управления;
- недоступностью для измерения удаленных режимных параметров энергосистемы;
- разнонаправленным влиянием параметров САР турбины на сформулированные критерии эффективности работы САР;
- отсутствию подобного опыта у производителей САР турбин в целом.

3.2. Корректировка алгоритмов САР

Выполненные исследования показали, что существующий вариант алгоритма САР турбин с ПИ-регулятором мощности, реализованный в режиме «ОПРЧ» САР

турбин, не может обеспечить удовлетворение всех сформулированных критериев ни при каких значениях настроечных параметров.

Авторами был разработан вариант алгоритма САР турбин с регулятором мощности по ПИД-закону и доработкой части алгоритма, отвечающего за ограничение динамики регулирования с целью сохранения ресурса ядерного топлива. Повторное проведение расчётов для этого варианта алгоритма показало, что он так же не может обеспечить удовлетворение всех сформулированных критериев ни при каких значениях настроечных параметров.

Анализ результатов выполненных исследований показал, что причиной возникновения колебаний может быть отдельно как контур обратной связи по активной мощности, так и по частоте. При этом наличие нечувствительности ГСМ к смещению ОЗ в пределах отсечки уменьшает запас устойчивости при относительно небольших амплитудах колебаний активной мощности.

В результате дальнейшей корректировки алгоритмов САР турбин Кольской АЭС предложен ПИД закон регулирования, в котором дифференциальная составляющая регулятора мощности выполнена только для контура частоты, а пропорциональная и интегральные составляющие дополнены фазосдвигающими фильтрами с различной величиной сдвига фазы и единичными коэффициентами усиления в установившемся режиме. Приняты меры для предотвращения эффекта интегрального насыщения.

Для минимизации регулирующих воздействий САР на турбину, в том числе при не сопровождающихся изменением баланса мощности процессах, заменена обратная связь по активной мощности генератора на обратную связь по мощности на валу турбины, которая определяется с помощью виртуального измерителя. Для этой же цели общий коэффициент усиления в ПИД-регуляторе мощности выполнен времязависимым, что особенно эффективно при синхронных колебаниях частоты около установившегося значения.

На рис. 5 и 6 приведены результаты расчёта при работе САР турбин в режиме «ОПРЧ» до и после его корректировки, а также при работе САР в режиме «РПК». В результате КЗ вблизи генерирующего оборудования частота временно повышается до величины порядка 50,5 Гц (рис. 5, б), что вызывает интенсивное действие САР турбины на разгрузку для случая её работы в режиме «ОПРЧ» до корректировки (рис. 5, а). Далее происходит

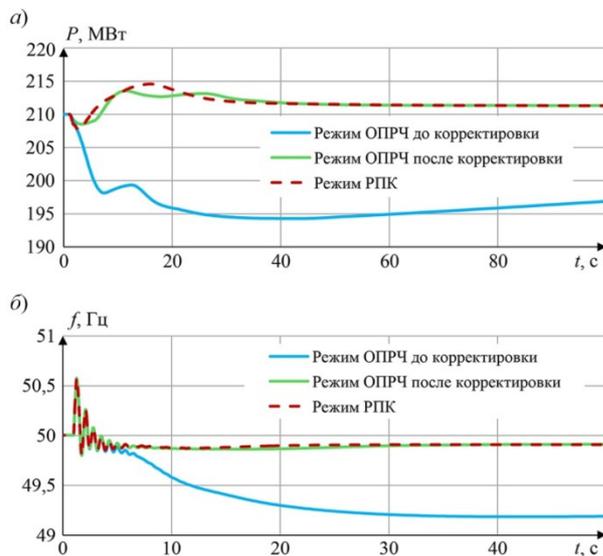


Рис. 5. Переходный процесс в изолированной части энергосистемы при отключении генерирующего оборудования в результате КЗ при различных вариантах алгоритма САР турбин: а) мощность турбины; б) частота

отключение КЗ одновременно с отключением генерации, что вызывает дефицит мощности и снижение частоты. В связи с тем, что для сохранения ресурса ядерного топлива быстрое восстановление мощности реактора после её резкого сброса нежелательно, происходит существенное снижение частоты, вплоть до уставок АЧР, что может существенно усугубить протекание аварийного процесса.

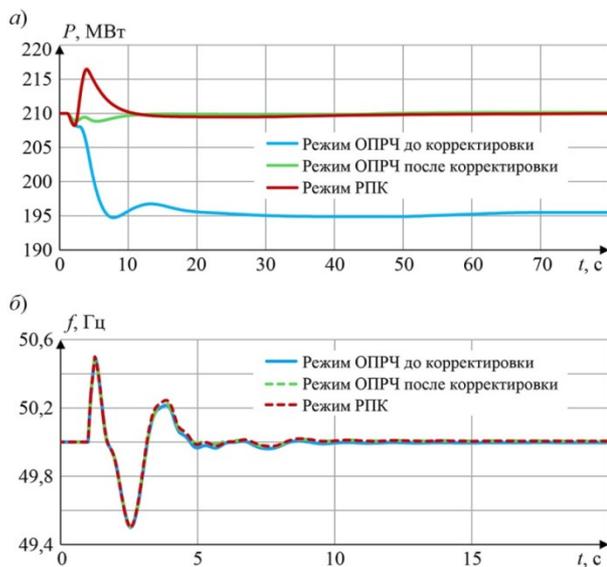


Рис. 6. Переходной процесс при параллельной работе Кольской АЭС с ЕЭС России при КЗ вблизи шин Кольской АЭС с отказом выключателя и действием УРОВ при различных вариантах алгоритма САР турбин:
а) мощность турбины; б) частота

втором качании при некоторых возмущениях – в данном расчётном случае суммарное увеличение мощности турбин Кольской АЭС составило порядка 50 МВт при максимально допустимом перетоке по Кольско-Карельскому транзиту порядка 650 МВт. При работе САР турбин в режиме «ОПРЧ» после корректировки эффекта кратковременного увеличения мощности турбин при послеаварийных качаниях частоты не наблюдается, что говорит об эффективности скорректированных алгоритмов.

Негативного эффекта с продолжительным снижением мощности турбин в результате нормативных возмущений вблизи Кольской АЭС не наблюдается как при работе САР турбин в режиме «РПК», так и при работе в режиме «ОПРЧ» после корректировки его алгоритмов. При этом динамические характеристики регулирования в режиме «ОПРЧ» после корректировки его алгоритмов остаются сравнимы с характеристиками регулирования в режиме «РПК», но при этом гарантируется требуемая точность регулирования и сохраняется ресурс ядерного топлива.

Расчёты с использованием математической модели энергосистемы показали, что скорректированные алгоритмы САР турбин удовлетворяют сформулированным критериям эффективности при всех рассмотренных расчётных случаях.

Аналогичный эффект со сбросом мощности турбины на продолжительное время наблюдается и при возмущениях вблизи Кольской АЭС при её работе параллельно с энергосистемой без изменения баланса мощности (рис. 6, а).

На рис. 6, б можно заметить кратковременное, но резкое, увеличение мощности турбины на величину порядка 6 МВт при работе САР турбин в режиме «РПК», что вызвано реакцией САР турбин на послеаварийное колебание частоты в сторону её уменьшения (рис. 6, б, момент времени порядка 2,5 с). Представляется, что такое изменение мощности турбины может представлять опасность нарушения динамической устойчивости на

3.3. Реализация и проверка алгоритмов САР

Предложенные алгоритмы были реализованы в САР турбин всех энергоблоков Кольской АЭС. Верификация реализованных алгоритмов в натуральных САР проведена путем сравнения результатов расчётов переходных процессов и экспериментальных данных, полученных на остановленной турбине. Такая верификация необходима для исключения ошибок и неточностей, которые могут возникнуть при реализации скорректированных алгоритмов в программной части САР турбин по их математическому описанию.

После реализации скорректированных алгоритмов САР турбин Кольской АЭС проведены системные испытания для подтверждения соответствия САР турбин требованиям к ОПРЧ со стороны действующей нормативной документации [1]. Результаты испытаний показали, что скорректированные алгоритмы САР турбин обеспечивают выполнение всех необходимых требований к ОПРЧ.

Последующая работа Кольской АЭС со скорректированными алгоритмами САР турбин в условиях возникновения аварийных ситуаций подтвердила корректность их функционирования. На рис. 7 приведен реальный переходной процесс, зафиксированный системой мониторинга переходных режимов, при технологическом нарушении работы ОЭС Северо-Запада, сопровождавшимся кратковременным выделением Кольской АЭС на изолированную работу в составе Кольской и части Карельской энергосистем. Из рис. 7 видно, что выделение на изолированную работу Кольской АЭС сопровождается быстро затухающими колебаниями частоты и мощности, что свидетельствует об эффективности скорректированных алгоритмов. Эффективное демпфирование колебаний частоты в изолированной части энергосистемы позволило произвести успешное автоматическое повторное включение линии электропередачи спустя порядка 75 с после короткого замыкания, в результате чего произошло восстановление синхронной работы энергосистемы ОЭС Северо-Запада.

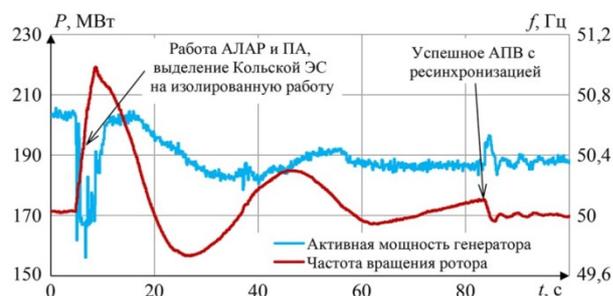


Рис. 7. Переходной процесс при одном из аварийных возмущений по данным СМРР, сопровождавшийся кратковременным выделением Кольской АЭС на изолированную работу, при доработанных алгоритмах САР турбин

Выводы

Работа САР турбин электростанций при осуществлении ими первичного регулирования частоты может вызывать незатухающие колебания частоты и мощности при работе электростанции в изолированном энергорайоне. За последние несколько лет зарегистрирован целый ряд аварийных событий с участием крупнейших ГЭС и ТЭС в ЕЭС России, которые сопровождались незатухающими колебаниями, вызванными работой САР турбин в составе этих электростанций.

Для исключения возможности возникновения таких колебаний необходима проверка алгоритмов САР путем расчётов переходных процессов и при выявленной

необходимости – корректировка параметров и/или алгоритмов САР. При корректировке алгоритмов САР турбин должны быть обеспечены требования действующей нормативной документации к ОПРЧ [1], реализованы ограничения по условиям работы основного технологического оборудования и обеспечена минимизация регулирующих воздействий САР на турбину при возмущениях в энергосистеме, не приводящих к изменению баланса мощности.

В результате совместной работы специалистов АО «НТЦ ЕЭС» и АО «Диаконт» в САР турбин Кольской АЭС внедрены новые алгоритмы, обеспечивающие устойчивость регулирования в любых условиях работы Кольской АЭС при выполнении всех предъявляемых к ней требований со стороны действующей нормативной документации. Эффективность внедренных алгоритмов доказана расчётами переходных процессов с использованием математической модели энергосистемы и натурными системными испытаниями, а также впоследствии подтверждена при возникновении реальных аварийных событий с выделением Кольской АЭС на изолированную работу в составе Кольской и Карельской энергосистем от ЕЭС России.

Представляется, что в случае возможности выделения любой электростанции или её энергоблока на изолированный энергорайон сравнимой мощности должна быть проведена предварительная оценка устойчивости работы САР. Такую оценку целесообразно проводить расчётным путем с использованием математической модели энергосистемы. Оценка должна быть проведена ещё на проектном этапе при вводе электростанции в работу или модернизации САР турбин, в процессе оценки также должна быть выполнена корректировка алгоритмов САР при выявленной необходимости.

Список литературы

1. СТО 59012820.27.100.003-2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России».
2. СО 153-34.20.576-2003 «Методические указания по устойчивости энергосистем».
3. Kundur P. *Power system stability and control*. – McGraw-Hill, 1994. – 1176 p.
4. William S. Levine. *The Control Systems Handbook: Control System Advanced Methods, 2nd ed.* – CRC Press, 2011. – 1702 p.

Андрианов Денис Игоревич, канд. техн. наук, руководитель направления систем управления энергетических объектов АО «Диаконт».

E-mail: adi@diakont.com

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

E-mail: gurikov_o@ntcees.ru

Смирнов Андрей Николаевич, канд. техн. наук, заведующий отделом электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: smirnov_a@ntcees.ru

УДК 621.314

А. И. Воробьев, А. А. Лисицын, И. В. Синянский

Автоматизированный перевод гидроагрегатов Каскада Вуоксинских ГЭС на параллельную работу с NORDEL

Проведен анализ работы и предложено внедрение системы автоматизированного перевода генераторов на параллельную работу с NORDEL и обратного перевода их на параллельную работу с ЕЭС России с кратковременным включением ЕЭС России и NORDEL на параллельную работу, что позволяет осуществлять переключения без останова генераторов и перевода их в режим холостого хода.

Проведенные исследования показывают актуальность и широкую применимость специальной автоматики, позволяющей продлить ресурс оборудования и минимизировать снижение выдачи мощности происходящем при останове оборудования.

Ключевые слова: кратковременная параллельная работа, перевод энергоблока, разработка алгоритма.

Введение

В современной энергосистеме часто возникает необходимость изменить схему работы энергообъекта путем перевода его из одной изолированной энергосистемы в другую. На электростанции это влечет останов энергоблока станции, что отрицательно влияет на оперативность режима работы и приводит к снижению выдачи мощности станции. Ввиду необходимости останова и последующего пуска энергоблока существенно снижается его ресурс.

В статье описана автоматика перевода энергоблока из одной энергосистемы в другую с кратковременным объединением этих энергосистем на параллельную работу, что позволяет осуществлять данные переключения без отключения силового оборудования.

Первый опыт перевода энергоблока без его останова

Впервые система автоматического перевода была введена в эксплуатацию на Северо-Западной ТЭЦ для перевода энергоблока Северо-Западной ТЭЦ без его погашения из энергосистемы Финляндии в ЕЭС России и обратно [1].

Необходимость переключения блока Северо-Западной ТЭЦ из режима параллельной работы с энергосистемой Финляндии в режим параллельной работы с ЕЭС России и обратно возникает:

- при выводе блока в плановый ремонт для ускорения перехода на ремонтную схему;
- после окончания ремонта для ускорения перехода на нормальную схему;
- при изменении мощности (потери одной газовой турбины) для ускорения перехода на ремонтную схему и сохранения блока на пониженной мощности с целью поддержания напряжения на шинах ПС Выборг и облегчения баланса мощности в ОЭС Северо-Запада;
- при угрозе отключения блочной связи Северо-Западная ТЭЦ – Выборг – Юлликяля, например, при работе защит АТ на сигнал, неисправности на ВЛ, устранение которой потребует её отключение.

Актуальность сегодня

Многолетняя успешная эксплуатация устройства полуавтоматического перевода энергоблока Северо-Западной ТЭЦ является показательным примером автоматики переключения силового оборудования на параллельную работу из одной энергосистемы в другую без его останова.

Исследования показали, что подобную автоматику целесообразно устанавливать на энергообъектах, где возникает необходимость разделения энергосистем по частоте. Одним из таких энергообъектов является Каскад Вуоксинских ГЭС.

Каскад Вуоксинских ГЭС (далее – КВГЭС) Расположен в Выборгском районе Ленинградской области на реке Вуокса – наиболее мощной реке Карельского перешейка, вытекающей из озера Сайма на территории Финляндии и впадающей в Ладожское озеро.

Гидроресурсы Вуоксы используются на 4 электростанциях, из которых 2 верхние расположены на территории Финляндии – Иматра и Тайнионкоски. Использование реки Вуокса для обеспечения работы ГЭС регулируется соглашениями между Финляндией и СССР от 12 июля 1972 г. и от 26 октября 1989 г.

КВГЭС состоит из Лесогорской ГЭС (ГЭС-10) с установленной мощностью 118 МВт и Светогорской ГЭС (ГЭС-11) с установленной мощностью 122 МВт. Таким образом, установленная электрическая мощность составляет 240 МВт.

Ввиду того, что КВГЭС является базовым источником электроснабжения Карельского перешейка, осуществляя выработку электроэнергии для передачи в единую энергосистему региона и покрытия пиков суточного графика нагрузки энергосистемы, то в часы ночного минимума и в выходные дни потребность в полной установленной электрической мощности отсутствует. В это время КВГЭС может передавать до 120 МВт электрической мощности по отходящей от ГЭС-11 ВЛ 110 кВ в энергосистему Финляндии.

Учитывая, что ЕЭС России и энергосистема Финляндии работают в разных синхронных зонах, то переключение гидрогенераторов из одной синхронной зоны в другую в настоящее время выполняется с разгрузкой генерирующего оборудования и переводом его в режим холостого хода по программе, включающей около сорока пунктов. Общая продолжительность перевода гидроагрегатов составляет до одного часа и требует привлечения дополнительного персонала в состав дежурной смены. Учитывая ограниченное производителем время холостого хода гидроагрегатов – до 100 ч в год, данные переключения сильно сокращают его ресурс.

Таким образом, на КВГЭС целесообразно внедрить систему автоматизированного перевода (САП) части генераторов КВГЭС без их останова и перевода в режим холостого хода на параллельную работу с NORDEL и обратного перевода их на параллельную работу с ЕЭС России с кратковременным включением ЕЭС России и NORDEL на параллельную работу.

Для проверки возможности перевода части генераторов ГЭС-11 и ГЭС-10 в Финляндию и обратно, с кратковременным включением ЕЭС России и NORDEL на параллельную работу был разработан алгоритм перевода энергоблоков, позволяющий:

- существенно (по сравнению с ручным переводом) сократить время переключений;
- продлить ресурс генерирующего оборудования;

- минимизировать возможные ошибки оперативного персонала;
- производить переключения персоналом одной смены.

Разработка алгоритма системы автоматизированного перевода

В устройстве САП предусмотрена работа по двум алгоритмам:

- с улавливанием синхронизма;
- с контролем синхронизма.

Если разность контролируемых частот меньше уставки, выполняется алгоритм включения с «контролем синхронизма» с заранее выбранными параметрами.

Перед выдачей разрешения на включение в синхронных условиях проверяются следующие условия:

- опорное напряжение V_1 выше уставки U_{\min} , но ниже максимального напряжения U_{\max} ;
- напряжение V_2 выше уставки U_{\min} , но ниже максимального напряжения U_{\max} ;
- разность напряжений $|V_1 - V_2|$ в допустимых пределах;
- частоты f_1 и f_2 в допустимом рабочем диапазоне ($f_{\text{ном}} \pm 3\text{Гц}$);
- разность частот меньше чем заданное пороговое значение разности частот $f_{\text{синх}}$, определяющее переход из синхронных в несинхронные условия;
- разность углов $|\alpha_2 - \alpha_1|$ в допустимых пределах.

Как только все условия выполнены – устройством отправляется команда включение выключателя Q_1 и через заданное время отключение выключателя Q_2 .

Если разность контролируемых частот больше уставки, то выполняется алгоритм включения с «улавливанием синхронизма».

Перед выдачей разрешения на включение в синхронных условиях проверяются следующие условия:

- опорное напряжение V_1 выше уставки U_{\min} , но ниже максимального напряжения U_{\max} ;
- напряжение V_2 выше уставки U_{\min} , но ниже максимального напряжения U_{\max} ;
- разность напряжений $|V_1 - V_2|$ в допустимых пределах;
- частоты f_1 и f_2 в допустимом рабочем диапазоне ($f_{\text{ном}} \pm 3\text{Гц}$);
- разность частот $|f_2 - f_1|$ в допустимых пределах.

В случае успешной проверки условий, Устройство по замеру разности углов и частот, с учётом собственного времени выключателей, определяет момент, когда углы фаз ЭС1 и ЭС2 будут равны нулю и даёт команду на включение выключателя Q_1 и через заданное время отключение выключателя Q_2 .

Функционально-логическая схема САП представлена на рис. 1.

Важным параметром для алгоритма «с улавливанием синхронизма» является указание времени, которое пройдёт от момента выдачи сигнала на включения до замыкания контактов силового выключателя (время срабатывания выходного и промежуточных реле, плюс время включения самого силового выключателя. В данном случае указано 60 мс.

Необходимо отметить, что для детальной проработки алгоритма необходимо провести расчёты установившихся режимов в нормальной и ремонтных схемах сети с учётом наложения на них нормативных возмущений в энергосистеме операционной зоны филиала АО «СО ЕЭС» Кольское РДУ, после чего возможно будет точно настроить алгоритм и выбрать уставки.

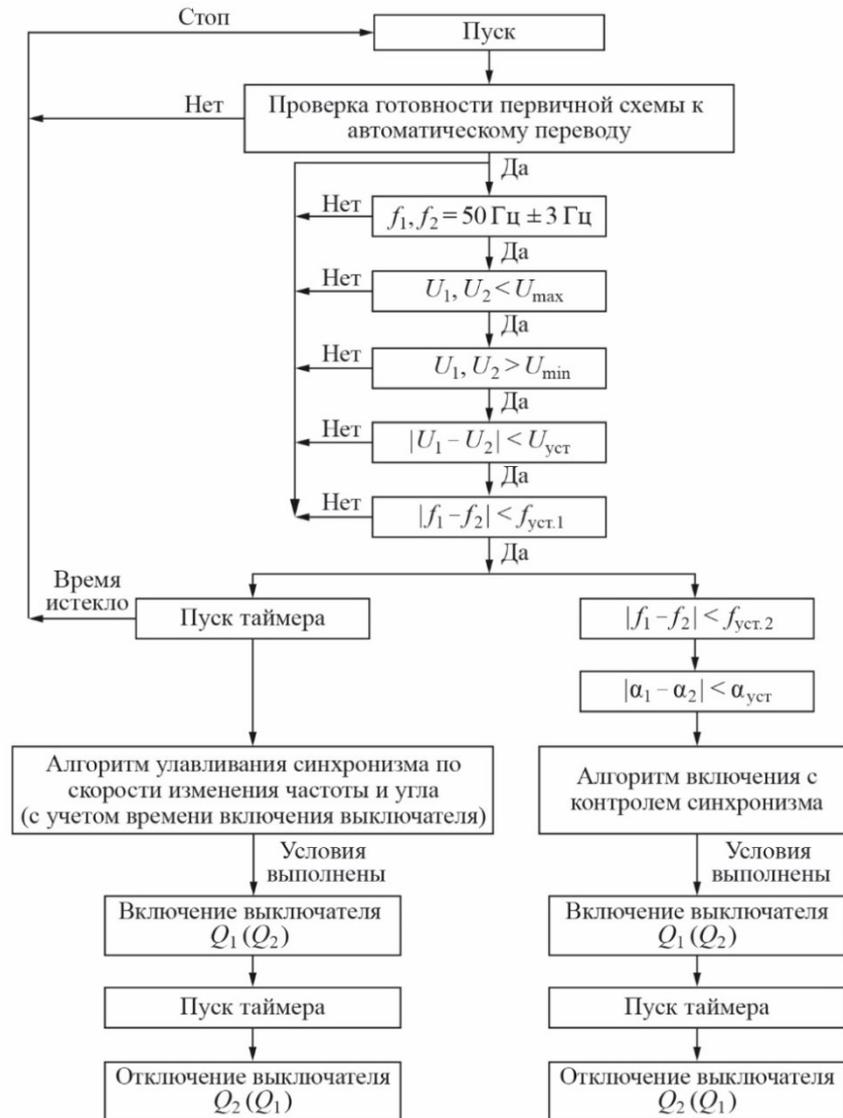


Рис. 1. Функционально-логическая схема алгоритма САП

Апробация алгоритма системы автоматического перевода

Описанный алгоритм был реализован в МП терминале Siemens 7SJ64 и испытан на математической модели энергосистемы, реализованной в программно-аппаратном комплексе реального времени (ПАК РВ) РВ «Real Time Digital Simulator» (RTDS) производства Канадской компании «RTDS Technologies Inc».

Эквивалентная схема включает один генератор, суммарной мощности четырех гидрогенераторов, и эквиваленты энергосистем России и NORDEL (ЭС1 и ЭС2).

МП терминал управляет двумя выключателями, изображенными на рис. 2: Q_1 – включающий гидроагрегаты на параллельную работу с ЕЭС России и Q_2 – включающий гидроагрегаты на параллельную работу с NORDEL.

Были рассмотрены случаи перевода энергоблока из ЭС1 в ЭС2 и обратно при разных уставках по углу и скольжению. Далее представлены наиболее показатель-

ные опыты, демонстрирующие как успешный перевод гидроагрегатов КВГЭС из одной энергосистемы в другую с применением САП, так и перевод гидроагрегатов с неправильной работой САП с последующим выходом из синхронизма переключаемого гидроагрегата.

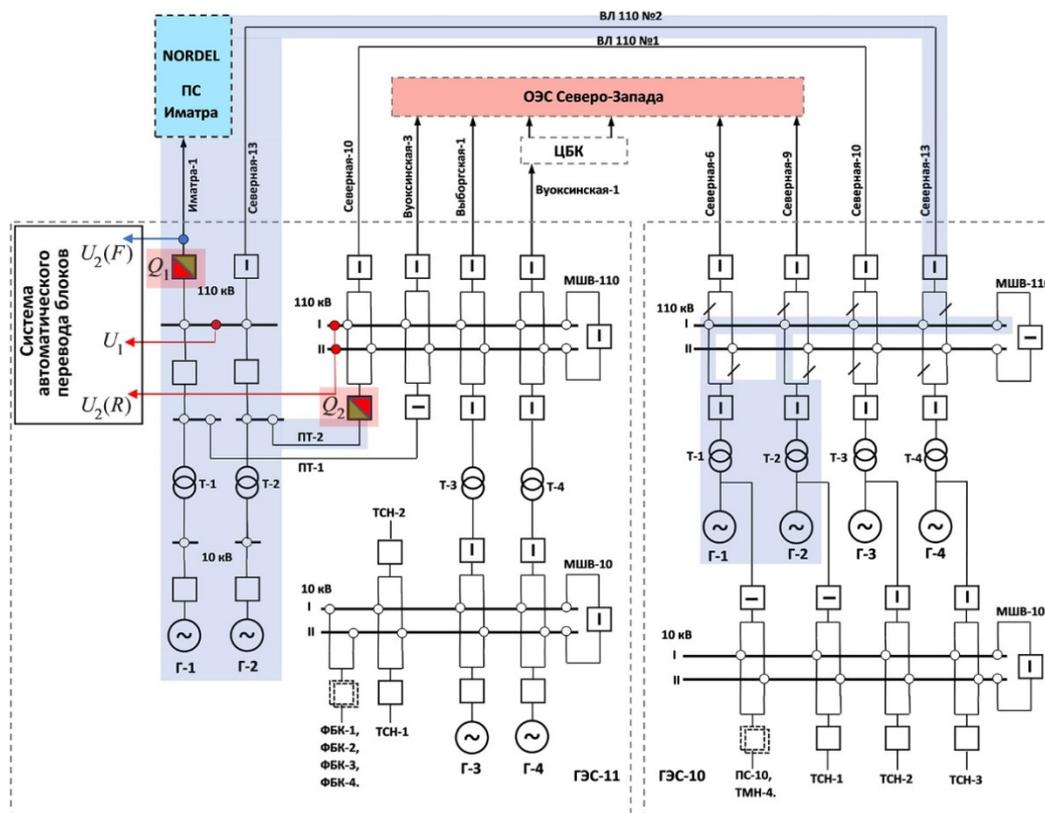


Рис. 2. Схема установки устройства САП на ГЭС-11

Обозначение элементов на рис. 3–6:

- DI_1 – дискретный вход 1, выключатель Q_1 включен;
- DI_2 – дискретный вход 2, выключатель Q_2 включен;
- DI_3 – вход 3, условия синхронизации по напряжению выполнены;
- DI_4 – вход 4, условия по частоте выполнены;
- DI_5 – вход 5, условия по углу выполнены;
- angle_1 – угол между гидроагрегатом и NORDEL;
- angle_2 – угол между гидроагрегатом и ЕЭС России;
- U – фазное напряжение на шинах ГЭС-11;
- U_1, U_2 – фазное напряжение соответственно ЭС1 и ЭС2.

1. Успешное переключение гидроагрегатов КВГЭС из NORDEL в ЕЭС России с использованием САП.

На рис. 3 представлен успешный перевод с Финляндии на Россию с применением САП в момент времени ~13 с. На рис. 3, б видно, что переводимый генератор сначала вращался вместе с NORDEL (угол angle_1 был постоянный – 25 эл. град.). После 13-й секунды генератор переключился на синхронную работу с ЕЭС России (постоянная линия после 13-й секунды на графике angle_2).

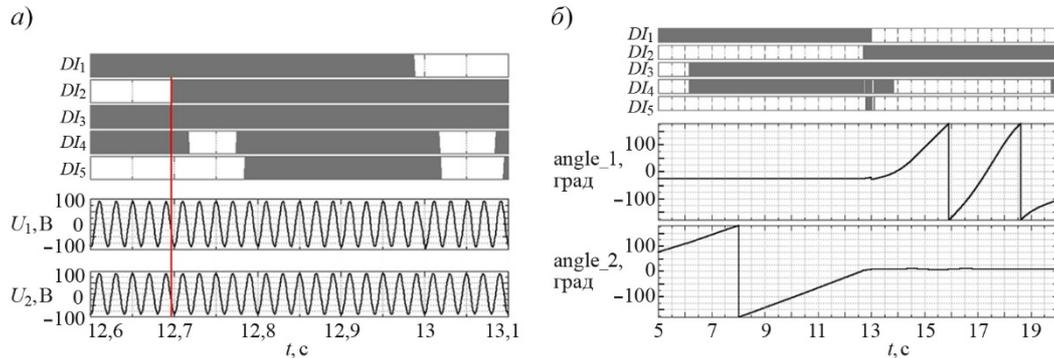


Рис. 3. Успешное переключение гидроагрегатов КВГЭС из NORDEL в ЕЭС России:
 а) положение выключателей и фазные напряжения в момент перевода гидроагрегата;
 б) положение выключателей, значения угла между гидроагрегатом и NORDEL и между гидроагрегатом и ЕЭС России

Ввиду того, что генераторы ЕЭС России и NORDEL вращаются с разной скоростью, угол между ними постоянно меняется, о чём свидетельствуют характерные скачкообразные переходы через 180 эл. град.

В конце процесса видно, что линия angle_2 постоянная и генератор втянулся в синхронизм, что говорит об успешном переводе гидрогенераторов.

2. Успешное переключение гидроагрегатов КВГЭС из ЕЭС России в NORDEL с использованием САП.

На рис. 4 представлен успешный перевод из ЕЭС России в NORDEL. На рис. 4, б видно, что перевод происходит в момент времени 76 с, при этом угол angle_1 между NORDEL и гидроагрегатом ГВГЭС после перевода на синхронную работу с NORDEL колеблется сильнее, чем в предыдущем опыте. Это обусловлено включением на линию электропередачи с большим сопротивлением, чем в предыдущем опыте.

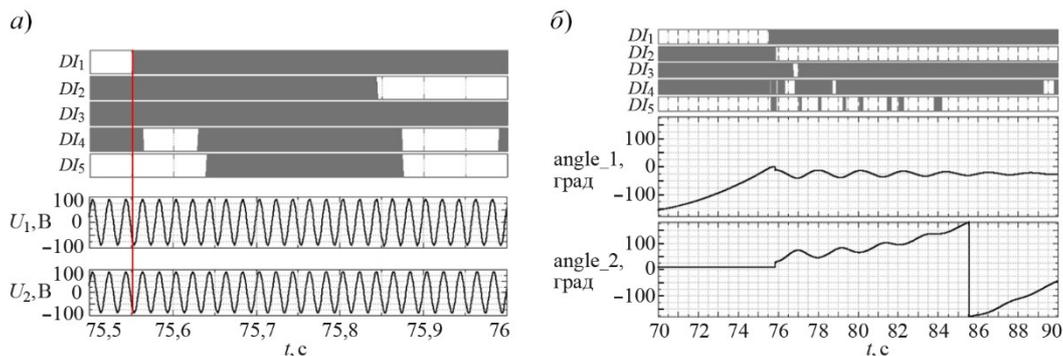


Рис. 4. Успешное переключение гидроагрегатов КВГЭС из ЕЭС России в NORDEL:
 а) положение выключателей и фазные напряжения в момент перевода гидроагрегата;
 б) положение выключателей, значения угла между гидроагрегатом и NORDEL и между гидроагрегатом и ЕЭС России

3. Неуспешное переключение гидроагрегатов КВГЭС из ЕЭС России в NORDEL при большой разнице частот.

На рис. 5 представлен перевод гидроагрегатов КВГЭС из ЕЭС России в NORDEL с использованием САП с неправильно настроенным алгоритмом и (или) неправильно выбранными уставками перевода по частоте. В момент времени 34 с, про-

исходит перевод гидроагрегатов при большой разнице частот (NORDEL 49,3 Гц, ЕЭС России 50 Гц).

На рис. 5, б видно, что в момент 34 с происходит перевод гидроагрегатов и начало глубоких качаний относительно NORDEL с возрастающей амплитудой. После 66-й секунды гидроагрегаты выпадают из синхронизма с NORDEL и начинают проворачиваться, переходя в асинхронный режим.

На рис. 5, б также видно, что гидроагрегат работает постоянно с ЕЭС России (постоянный угол $angle_2$), после 34 с переводится на NORDEL и там уже угол гидроагрегатов начинает колебаться как относительно NORDEL, так и вращаться относительно ЕЭС России, поэтому график имеет такую сложную циклическую форму.

На рис. 5, б на графике напряжений видно, что в моменты максимума колебаний (64 и 67 с) напряжение в промежуточной точке сильно снижается.

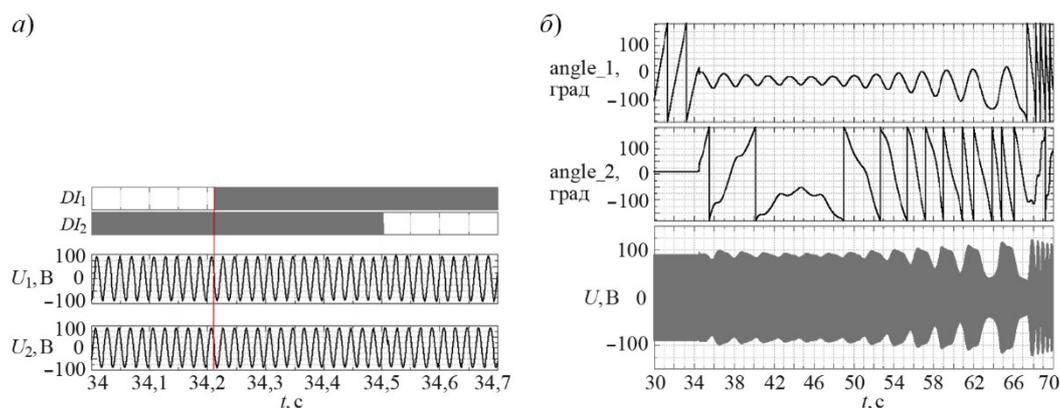


Рис. 5. Неуспешное переключение гидроагрегатов КВГЭС из ЕЭС России в NORDEL:
 а) положение выключателей и фазные напряжения в момент перевода гидроагрегата;
 б) значения угла между гидроагрегатом и NORDEL и между гидроагрегатом и ЕЭС России, фазное напряжение на шинах ГЭС-11

4. Неуспешное переключение гидроагрегатов КВГЭС из ЕЭС России в NORDEL при большом угле между напряжениями.

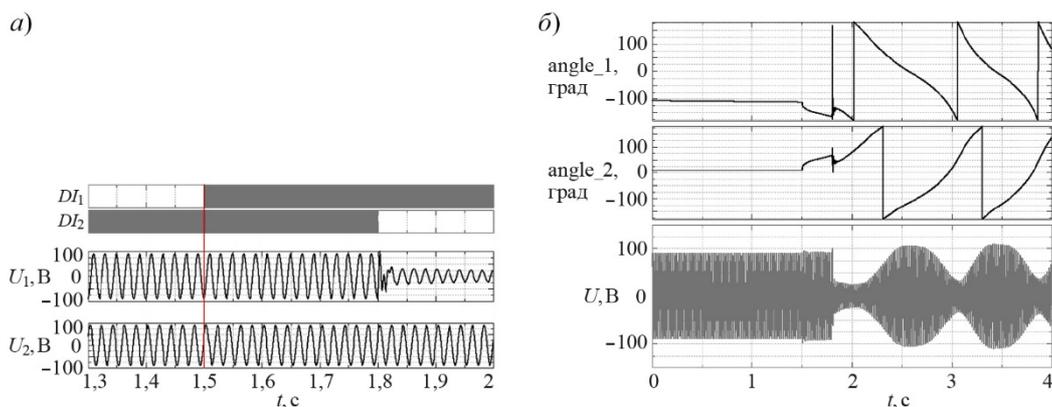


Рис. 6. Неуспешное переключение гидроагрегатов КВГЭС из ЕЭС России в NORDEL:
 а) положение выключателей и фазные напряжения в момент перевода гидроагрегата;
 б) значения угла между гидроагрегатом и NORDEL и между гидроагрегатом и ЕЭС России, фазное напряжение на шинах ГЭС-11

На рис. 6 представлен перевод гидроагрегатов КВГЭС из ЕЭС России в NORDEL с использованием САП с неправильно настроенным алгоритмом и (или) неправильно выбранными уставками включения по углу между напряжениями.

На рис. 6, а видно, что переключение гидроагрегатов произошло в момент времени 1,5 с с углом между напряжениями около 180 эл. град. При этом частоты энергосистем близки к 50 Гц. После перевода с момента 2 с гидроагрегат начинает вращаться относительно NORDEL (график angle_1 на рис. 5, б и возникает асинхронный ход, что также обозначает неуспешную синхронизацию при большом угле включения.

На рис. 6 видно, что график напряжений начинает снижаться почти до нуля.

Заключение

Результаты проведенного исследования и апробации разработанных требований к устройствам системы автоматизированного перевода путем проведения испытаний на программно-аппаратном комплексе реального времени показали, что при правильно выбранных уставках перевода гидроагрегатов, а также использовании корректного алгоритма допустимо производить переключения силового оборудования на параллельную работу из одной энергосистемы в другую без его останова.

Данная технология позволяет существенно (по сравнению с ручным переводом) сократить время переключений, продлить ресурс генерирующего оборудования, а также минимизировать возможные ошибки оперативного персонала.

Для дальнейшего изучения и для определения точного алгоритма автоматизированного перевода КПГЭС на работу на ЕЭС и NORDEL в различных схемно-режимных условиях необходимо провести расчёты статической и динамической устойчивости в зоне расположения ГЭС для нормальной и ремонтных схем с учётом наложения на них нормативных возмущений.

Список литературы

1. Шульгинов Н. Г., Герих В. П., Синянский В. И., Кац П. Я., Лисицын А. А., Костюк Р. И., Грязнов И. Ю., Гельфанд А. М., Бутин Г. Д., Коцеев Л. А. Перевод энергоблока с работы в одной энергосистеме в другую // *Электрические станции*, 2005, № 7. – С. 49–58.

Воробьев Алексей Иосифович, заместитель генерального директора – главный инженер ПАО «ТГК-1» – директор филиала «Невский».

E-mail: office@tgcl.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

Синянский Иван Владимирович, заведующий отделом релейной защиты и автоматизированных систем управления Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: sinyanskiy_i@ntcees.ru

О требованиях к надёжности по условиям устойчивости энергосистемы

Сформулированы требования к надёжности энергосистемы по условиям динамической устойчивости и предотвращения каскадного развития аварий, отличные от принятых в «Методических указаниях по устойчивости энергосистем».

Статью следует рассматривать не как заявку на изменение Методических указаний, а как предложение к проведению сопоставительных исследований для оценки целесообразности предлагаемого подхода, в том числе и при последующих разработках нормативных документов по устойчивости и надёжности энергосистем.

Ключевые слова: надёжность энергосистемы, динамическая устойчивость, каскадное развитие аварий.

Введение

В статье делается попытка сформулировать требования к надёжности энергосистемы по одному из важнейших критериев – по условиям устойчивости. При этом имеется в виду разумный уровень надёжности, который может быть достигнут при современном состоянии технических средств. В настоящее время основным документом, в котором отражены требования к надёжности по условиям устойчивости энергосистемы, являются Методические указания по устойчивости энергосистем [1]. Необходимо отметить, что в [1] наряду с требованиями по условиям устойчивости учитываются требования по условиям ограничения токовой загрузки и отклонения от номинальных значений напряжения в узлах электрической сети. В данной статье рассматриваются требования к надёжности только по условиям устойчивости энергосистемы, в последующем они могли бы быть использованы, в том числе, и при совершенствовании Методических указаний.

Действующие Методические указания в части устойчивости энергосистем основываются на требованиях, сформулированных много десятилетий тому назад. За прошедшее время они многократно корректировались. Однако эти корректировки не затрагивали основного положения при определении допустимых по условиям устойчивости режимов – нормативных запасов статической устойчивости с проверкой динамической устойчивости.

В то же время представляется более естественным оценивать уровень устойчивости энергосистемы по условиям динамической устойчивости, имея в виду, что при этом очевидно подразумевается статическая устойчивость энергосистемы как в исходном, так и в послеаварийном режимах. Причем статическая устойчивость подразумевается в классическом определении этого понятия, а при определении динамической устойчивости имеется в виду отсутствие асинхронного хода между частями энергосистемы и непреднамеренного (не связанного с превентивным действием противоаварийной автоматики) отключения нагрузки.

Одной из предпосылок практической возможности перехода к оценкам по условиям динамической устойчивости является то, что современное развитие вычислительной техники и методики расчёта переходных процессов в сложной энергосистеме позволяют с затратой приемлемого времени оценивать непосредственно уровень динамической устойчивости, причем не только при обычных аварийных ситуациях, но в более сложных случаях с оценкой поведения энергосистемы на интервале, достаточном для ответа на вопрос об отсутствии каскадного развития аварии. Кроме того, к настоящему времени накоплен большой опыт расчётов динамической устойчивости сложных энергосистем с учётом различных характеристик оборудования и современных систем регулирования, защиты и автоматики. Специалисты, владеющие методикой проведения таких расчётов, имеются во многих исследовательских, проектных и эксплуатационных организациях электроэнергетического профиля. Наконец, проведенные в последние годы разработки в области создания централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА) и мониторинга запаса устойчивости (СМЗУ) могут послужить базой для разработки методики оценки уровня устойчивости энергосистемы в целом, а не только по условиям обеспечения допустимого перетока мощности в заданных сечениях сети [2].

Области использования

Требования по условиям устойчивости наряду с другими требованиями к надёжности энергосистемы (требования по условиям допустимых токов, требования к качеству напряжения, объему и распределению резервов генерации и др.) должны использоваться:

- при определении допустимости режимов действующей энергосистемы с учётом имеющегося комплекса средств защиты, автоматики и регулирования;
- при разработке схемы энергосистемы или (и) выборе оборудования, средств защиты, автоматики и регулирования.

С учётом требований надёжности разрабатываются соответствующие инструкции по эксплуатации, руководящие и методические материалы и т. п. документы.

Особенности условий выполнения расчётов устойчивости для обоснования надёжности энергосистемы

Учитывая известность и широкое использование в исследовательских, проектных и эксплуатационных организациях Методических указаний по устойчивости [1], целесообразно сопоставить требования к выполнению расчётов устойчивости в объеме, необходимом при предлагаемом подходе к оценке уровня надёжности, с требованиями, принятыми в [1].

Наиболее существенные из отличий предлагаемого подхода к оценке надёжности сводятся к следующему:

1. Устойчивость оценивается по результатам расчётов переходных электромеханических процессов вплоть до установления состояния статически устойчивого послеаварийного режима. В определенных случаях в ходе переходного процесса может иметь место потеря синхронизма между частями энергосистемы.
2. Расчёты проводятся при двух видах расчётных аварийных возмущений:
 - расчётные «нормативные» аварийные возмущения – наиболее характерные возмущения, имеющие достаточно высокую вероятность возникновения;

- расчётные утяжеленные аварийные возмущения, возникающие в случае отказа коммутирующей аппаратуры (выключателя), устройств защиты или автоматики при ликвидации последствий нормативных аварийных возмущений, либо в случае одновременного аварийного отключения (сброса мощности) более одного элемента энергосистемы, имеющие существенно меньшую вероятность возникновения, хотя и поддающиеся в той или иной мере вероятностной оценке.

3. Уровень динамической устойчивости энергосистемы определяется при утяжелении исследуемого режима в соответствии с векторами утяжеления режима, которые определяются в ходе расчёта при каждом аварийном возмущении, например, по методике, используемой в программных комплексах централизованной противоаварийной автоматики и мониторинга запаса устойчивости энергосистемы [2, 3].

4. Расчёты проводятся при двух видах исходного режима:

- нормальный режим;
- вынужденный режим, возникающий либо в результате изменения схемы и режима энергосистемы после действия релейной защиты и противоаварийной автоматики, вызванного аварийным возмущением (послеаварийный режим), либо в результате сознательного отклонения в виду тех или иных обстоятельств от требований к надёжности нормального режима.

5. Разумным предполагается уровень надёжности по условиям устойчивости энергосистемы, при котором обеспечивается устойчивость динамического перехода, либо предотвращение каскадного развития аварии после нарушения динамической устойчивости в зависимости от вида аварийного возмущения и исходного режима энергосистемы.

Перечень расчётных аварийных возмущений

Ниже приводится перечень наиболее типичных аварийных возмущений, условно названных «нормативными» и утяжеленных из-за отказа средств противоаварийного управления или отказа выключателя, либо отключения (по разным причинам) элементов энергосистемы в объеме, превышающем объем отключений в случае «нормативных» возмущений при штатном действии устройств противоаварийного управления.

1. Нормативные аварийные возмущения
 - 1.1. Трёхфазные КЗ с неуспешным АПВ на линиях напряжением 220 кВ и ниже.
 - 1.2. Двухфазные КЗ на землю с неуспешным АПВ на линиях напряжением 330 кВ и выше.
 - 1.3. Трёхфазные КЗ на шинах 110–220 кВ с отключением секции шин.
 - 1.4. Двухфазные на землю КЗ на шинах 330 кВ и выше с отключением секции шин.
 - 1.5. Аварийное отключение наиболее мощного генерирующего энергоблока.
 - 1.6. Аварийное отключение (сброс мощности) полюса ППТ (секции ВПТ).
 - 1.7. Одновременный сброс мощности ветро- или солнечной установки.
2. Утяжеленные аварийные возмущения
 - 2.1. Отказ основной релейной защиты при возникновении нормативного аварийного возмущения.

- 2.2. Отказ устройства противоаварийной автоматики при возникновении нормативного аварийного возмущения.
- 2.3. Отказ выключателя с последующим действием УРОВ при нормативном аварийном возмущении.
- 2.4. Одновременное отключение двух и более линий, размещённых на одной опоре.
- 2.5. Одновременное отключение двух линий, идущих в одном коридоре на протяжении более половины длины более длинной линии.
- 2.6. Отключение электростанции.
- 2.7. Отключение всех полюсов ППТ, расположенных на одной опоре.

Следует заметить, что предлагаемые перечни аварийных возмущений в определенной степени условны. Они могут изменяться и дополняться при появлении в энергосистеме новых видов оборудования и систем управления, их совершенствования, по другим причинам.

Требования к надёжности

Требования к надёжности по условиям устойчивости энергосистемы предлагаются сформулировать следующим образом:

- обеспечение динамической устойчивости энергосистемы при нормативных аварийных возмущениях в нормальном режиме с утяжелением его на 5% по каждому из векторов утяжеления, соответствующих каждому из аварийных возмущений, с учётом имеющихся средств автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ);
- предотвращение каскадного развития аварийного процесса в случае нарушения устойчивости при нормативном аварийном возмущении в вынужденном режиме или утяжелённом аварийном возмущении в нормальном режиме с учётом имеющихся средств обеспечения живучести энергосистемы.

Под вынужденным понимается режим, при котором отсутствует или снижен нормативный запас устойчивости по одному или нескольким векторам утяжеления режима.

Каскадное развитие аварийного процесса определяется возникновением трех- и более частотного асинхронного режима в энергосистеме.

В нормальном режиме максимально допустимое значение мощности по каждому из векторов утяжеления определяется из выражения

$$P_{\text{доп}} = P_{\text{пр.дин}} \cdot 0,95 - P_{\text{н.к}},$$

где $P_{\text{пр.дин}}$ – предел динамической устойчивости;

$P_{\text{н.к}}$ – амплитуда нерегулярных колебаний мощности в опасном сечении для каждого вектора утяжеления.

Дополнительный 5%-й запас принимается для компенсации погрешности в исходных данных при создании расчётной модели энергосистемы.

Амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности определяется для каждого вектора утяжеления режима по формуле:

$$P_{\text{н.к}} = k \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{н1}} P_{\text{н2}}}{P_{\text{н1}} + P_{\text{н2}}}},$$

где $P_{н1}$, $P_{н2}$ – активная мощность потребления в каждой из частей энергосистемы по обе стороны от опасного сечения электрической сети (в МВт);

k – коэффициент, характеризующий способ регулирования перетока активной мощности в опасном сечении ($\sqrt{\text{МВт}}$).

Таким образом, допустимый нормальный режим проверяется по условиям 5 % запаса динамической устойчивости при нормативных аварийных возмущениях и по условиям предотвращения каскадного развития аварии при утяжеленных аварийных возмущениях

Послеаварийный режим проверяется, с учётом запаса на нерегулярные колебания, только по условиям предотвращения каскадного развития аварии в случаях нарушения динамической устойчивости при нормативных аварийных возмущениях. Это требование относится и к другим кратковременным вынужденным режимам. В общем случае вынужденный режим должен быть проверен на условие нераспространения аварии при утяжеленных аварийных возмущениях, и только при выполнении этого условия вынужденный режим может быть разрешен на время, определяемое специальным решением диспетчерского центра.

Что касается допустимой длительности существования вынужденных режимов, то, очевидно, как и в [1] должна жестко регламентироваться длительность существования послеаварийных режимов. В других случаях при определении допустимой длительности должны приниматься во внимание особенности вынужденного режима.

В качестве характерного примера рассмотрим случай энергосистемы, имеющей в своем составе связь, состоящую из элементов существенно различной пропускной способности, что обуславливает возможность резкого снижения пропускной способности связи при аварийном отключении одного из элементов. Исходя из требований к надёжности, представленных в данной статье, в подобных случаях предлагается не выходить за рамки общей оценки в определении режима.

Например, параллельную работу ВЛ 500 и 110 кВ не следует рассматривать как вынужденный режим, если по факту аварийного отключения ВЛ 500 кВ действует автоматика на отключение ВЛ 110 кВ, что предотвращает возникновение асинхронного хода и развитие аварийного процесса. Если же в подобной или более сложной ситуации динамическая устойчивость не обеспечивается, а делительная автоматика по той или иной причине не используется, то такой режим следует считать вынужденным и допускать по возможности лишь кратковременно, учитывая нежелательность нарушения устойчивости, даже если приняты меры к недопущению каскадного развития аварии.

Следует ещё раз подчеркнуть, что в общем случае допустимость режима с использованием предлагаемых критериев оценивается для энергосистемы в целом (по всем направлениям утяжеления). При этом не исключается возможность выделения того или иного контролируемого сечения с определением максимально допустимого перетока (МДП) в этом сечении при остальных заданных условиях. Однако и в этом случае представляется более логичным определять МДП по предлагаемым критериям. В качестве иллюстрации этого в Приложении приведены результаты расчётов МДП по критериям [1] и приведенным в данной статье для сечения связи дефицитного энергоузла с энергосистемой, замещаемой «шинами бесконечной мощности».

Заключение

Сформулированы требования к надёжности по условиям устойчивости энергосистемы, в основу которых положена оценка динамической устойчивости с проверкой на предотвращение каскадного развития аварии в случае нарушения динамической устойчивости.

Для оценки уровня устойчивости энергосистемы в целом (по всем векторам утяжеления режима) могут быть использованы алгоритмические решения, принятые в программных комплексах ЦСПА и СМЗУ.

Учитывая существенные отличия предлагаемых требований от требований, принятых в [1], для оценки целесообразности использования предлагаемых в данной статье требований необходимо провести сопоставительные исследования для оценки соотношения результатов определения допустимых режимов, оценки эффективности различных средств автоматики и других задач на базе этих двух подходов к требованиям надёжности.

Список литературы

1. Требования к обеспечению надёжности электроэнергетических систем, надёжности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем». Утверждены Приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630.
2. Кац П. Я., Лисицын А. А., Тен Е. А. Формирование в ЦСПА вектора изменения режима, учитывающего реальные направления утяжеления режима при заданном аварийном возмущении // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды IV междунар. науч.-техн. конф. Т. 2. – Новочеркасск. 14–18 октября, 2013 // ЮРГПУ(НПИ). – Новочеркасск: Лик. – С. 67–70.
3. Кац П. Я., Лисицын А. А., Тен Е. А., Сацук Е. И., Фролов О. В., Эдлин М. А. Автоматизированная система расчёта максимально допустимых режимов энергосистемы по условиям статической и динамической устойчивости // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2015, № 73. – С. 6–13.

Приложение

Сопоставительный расчёт МДП

На рис. 1 приведена упрощённая расчётная схема энергосистемы.

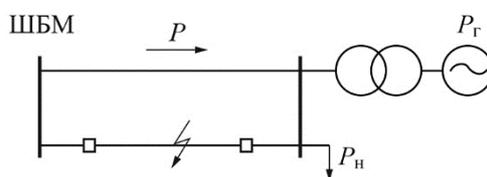


Рис. 1. Упрощённая расчётная схема энергосистемы

Основные параметры схемы:

- генератор мощностью 50 МВт, $\cos\varphi = 0,85$, с АРВ типа АРВ-П;
- узел нагрузки с характеристиками $P_n = \text{const}$, $Q_n = \text{Var}$.

Параметры ЛЭП и нагрузки подобраны таким образом, что в относительных единицах при полном составе электропередачи имеют место два варианта отношения предела статической устойчивости передачи к генерации и потреблению активной мощности в приёмной части энергосистемы:

$$P_{\text{пр.ст.}} : P_{\text{Г}} : P_{\text{н}} = 1 : 0,5 : 1 \text{ либо } 1 : 0,5 : 1,2.$$

После отключения одной из ЛЭП предел статической устойчивости ($P_{\text{пр.ст.ПАР}}$) снижается вдвое. Для сохранения баланса мощности в послеаварийном режиме предусмотрено автоматическое отключение части нагрузки $\Delta P_{\text{н}}$ по факту отключения одной из ЛЭП: при $P_{\text{н}} = 1$ $\Delta P_{\text{н}} = 0,2$, при $P_{\text{н}} = 1,2$ $\Delta P_{\text{н}} = 0,45$.

В качестве определяющего нормативного аварийного возмущения принято КЗ длительностью 0,12 с с последующим отключением одной из ЛЭП. Отключение части нагрузки происходит с задержкой $t_{\text{откл}} = 0,2$ с и 0,5 с от момента отключения ЛЭП.

Расчёты переходных процессов проводились с использованием программы Eurostag*, результаты приведены в относительных единицах. За базу взят предел статической устойчивости $P_{\text{пр.ст}}$ при полном составе ЛЭП. В результате расчётов определены значения МДП при трех вариантах исходных условий:

- при $P_{\text{н}} = 1$, $\Delta P_{\text{н}} = 0,2$, $t_{\text{откл}} = 0,2$ с;
- при $P_{\text{н}} = 1,2$, $\Delta P_{\text{н}} = 0,45$, $t_{\text{откл}} = 0,2$ с;
- при $P_{\text{н}} = 1$, $\Delta P_{\text{н}} = 0,2$, $t_{\text{откл}} = 0,5$ с.

В соответствии с действующими нормативами для этих условий получены следующие значения МДП:

$$\text{МДП}_1 = 0,66 (P_{\text{Г}} = 0,34);$$

$$\text{МДП}_2 = 0,8 (P_{\text{Г}} = 0,4);$$

$$\text{МДП}_3 = 0,535 (P_{\text{Г}} = 0,465).$$

В первых двух случаях МДП определяется ограничениями по условиям статической устойчивости в послеаварийном режиме (МДП_1) или в нормальной схеме (МДП_2), а в третьем случае – МДП_3 определяется условием устойчивости динамического перехода. МДП_3 – это предел динамической устойчивости.

При определении МДП по условиям $0,95 p_{\text{пр.дин.уст}}$ получены следующие значения в тех же трех исходных условиях:

$$\text{МДП}_1 = 0,655 (P_{\text{Г}} = 0,345);$$

$$\text{МДП}_2 = 0,9 (P_{\text{Г}} = 0,3);$$

$$\text{МДП}_3 = 0,51 (P_{\text{Г}} = 0,49).$$

Из сопоставления значений МДП, определенных по действующим нормативам и исходя из условий $0,95 P_{\text{пр.дин.уст}}$, можно заключить, что если ограничение наступает по условиям динамической устойчивости (МДП_3), то различие определяется в 5 % запаса (отсутствующего в случае использования действующих нормативов), а в случае ограничения по условиям статической устойчивости в исходной схеме (МДП_2) различие определяется требованием 20 % запаса по статике в исходной схеме (нужен ли этот запас?). Незначительное различие в значениях МДП_1 понятно из общих физических соображений.

* Расчёты выполнены Е. С. Суворовым.

Что касается ограничения МДП по условиям предотвращения развития аварии, то для данного примера оно определяется по условиям отключения обеих ЛЭП. Если с возникающим дефицитом автоматическая частотная разгрузка (АЧР) справляется, то дополнительных ограничений не возникает. Если не справляется, то должна быть предусмотрена автоматика, отключающая часть нагрузки по факту отключения двух ЛЭП, а если таковой нет, то МДП должен быть снижен.

Таким образом, представляется, что при определении МДП оценка допустимости режима по условиям, предлагаемым в данной статье, обладает большей определенностью и «однородностью» (меньше зависит от особенностей схемы и режима), чем при использовании действующих нормативов.

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

E-mail: ntc@ntcees.ru

А. С. Герасимов

Отклик на статью Л.А. Коцеева «О требованиях к надёжности по условиям устойчивости энергосистемы»

В августе 2018 года была утверждена новая редакция «Методических указаний по устойчивости энергосистем» – основного документа в Российской Федерации, регламентирующего требования к надёжности электрической сети. Новая редакция «Методических указаний...» по сути вносит лишь косметические изменения в документ, раскрывая неопределенности и исправляя ошибки, выявленные в ходе многолетнего использования предыдущей редакции документа (предыдущая редакция «Методических указаний...» вышла в 2003 году). Базовые же постулаты, разработанные в 60-х годах прошлого столетия и регламентирующие требования к обеспечению надёжности функционирования энергосистемы, остались без изменения. К таким постулатам можно отнести:

- разделение процедуры анализа устойчивости энергосистемы на анализ статической и динамической устойчивости;
- использование для анализа статической аperiodической устойчивости утяжеления режима по заданной траектории;
- использование для анализа статической аperiodической устойчивости в качестве основного критерия сходимость итерационного процесса решения системы нелинейных алгебраических уравнений;
- использование нормативных запасов по статической аperiodической устойчивости при определении максимально допустимых перетоков мощности в сечениях энергосистемы на уровне 20% в нормальных режимах и 8% в послеаварийных режимах.

С одной стороны, достаточно жесткие требования к нормативным запасам устойчивости приводят в некоторых случаях к существенному занижению допустимых перетоков относительно безопасного уровня, с другой стороны, в последние годы можно отметить некоторый рост количества аварийных возмущений в энергосистеме России, приводящих к отделению от энергосистемы несинхронно работающих энергорайонов и связанных со сложными динамическими переходными процессами. Это может свидетельствовать о недостаточности предъявляемых требований к надёжности энергосистем ориентированных, прежде всего, на обеспечение статической аperiодической устойчивости.

В зарубежных энергосистемах, в частности в энергообъединении европейских энергосистем (ENTSO-E), уже много лет приняты подходы к регламентированию надёжности работы энергосистем, основанные на анализе электрических режимов и устойчивости энергосистемы, не разделяя её при этом на статическую и динамическую. Электрические режимы при этом анализируются на допустимость своих параметров (напряжения, токовой загрузки линий электропередачи) при единичных отключениях сетевых элементов, а устойчивость энергосистем анализируется путем проведения расчётов в полных моделях при нормативных возмущениях с учётом систем регулирования, защиты и автоматики. При этом подходе в европейской энергосистеме обеспечивается достаточно высокий уровень надёжности, несмотря на сложность режимов её работы, связанную, в частности, с большим объемом возобновляемых источников энергии, предсказуемость работы которых до сих пор низка.

В связи с вышеизложенным представляется крайне интересным подход к требованиям к надёжности энергосистем, сформулированный в статье Л. А. Кошечева «О требованиях к надёжности по условиям устойчивости энергосистемы». Автор предлагает перейти к оценке надёжности энергосистем по условиям динамической устойчивости, имея в виду в том числе и обеспечение статической устойчивости энергосистемы как в исходном, так и в послеаварийном режимах. В статье совершенно справедливо отмечается, что современное развитие вычислительной техники и методики расчёта переходных процессов в сложной энергосистеме позволяют оценивать уровень динамической устойчивости, в том числе и в сложных случаях с оценкой поведения энергосистемы на интервале, достаточном для ответа на вопрос об отсутствии каскадного развития аварии.

Очевидно, что переход от существующих требований к устойчивости энергосистем, сформулированных в «Методических указаниях...», к принципиально новым подходам к нормированию запасов устойчивости это трудный и длительный процесс. Однако, представляется, что этого процесса избежать невозможно, учитывая современные тенденции к развитию и широкому внедрению в энергосистемах возобновляемых источников энергии и других высокоманевренных элементов, существенно затрудняющих проведение анализа устойчивости энергосистем с использованием устоявшихся подходов.

Герасимов Андрей Сергеевич, канд. техн. наук, доцент, заместитель генерального директора Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gerasimov_a@ntcees.ru

Исследование системных межзональных низкочастотных колебаний параметров электрического режима ЕЭС России

Информацию об уровне системных низкочастотных колебаний параметров электрического режима (НЧК ПЭР) энергосистемы необходимо учитывать как при планировании режимов, так и непосредственно в процессе диспетчерского управления. Предложен метод исследования НЧК ПЭР на основе корреляционного анализа по данным синхронизированных векторных измерений. Представлены результаты идентификации системных межзональных НЧК ПЭР ЕЭС России, противофазных когерентных групп энергообъектов, межзональных сечений, среднестатистических значений модальных параметров. Разработана конфигурация эквивалентной модели энергосистемы для прогнозного расчёта запаса колебательной устойчивости в межзональных сечениях ЕЭС России. Результаты работы также целесообразно использовать при верификации расчётных динамических моделей ОЭС / ЕЭС России и оценке необходимости коррекции параметров настройки системных стабилизаторов или каналов стабилизации АРВ сильного действия.

Ключевые слова: низкочастотные колебания, синхронизированные векторные измерения, колебательная устойчивость, когерентные генераторы, эквивалентная модель энергосистемы, идентификация модели.

Введение

Последнее десятилетие во всем мире наблюдается активное развитие тематики электромеханических низкочастотных колебаний параметров электрического режима (НЧК ПЭР, англ. Low Frequency Oscillation, LFO). Данный факт связан с тем, что низкочастотные колебания, являясь неотъемлемой составляющей электроэнергетического режима, позволяют оценивать уровень колебательной устойчивости энергосистемы [1]. Мониторинг колебательной устойчивости становится распространенной практикой в диспетчерских центрах крупных электроэнергетических систем, поскольку позволяет избежать наиболее негативных последствий нарушения колебательной устойчивости энергосистемы, таких как разделение энергосистемы на изолированно работающие части или системная авария [2]. Самым известным случаем развития слабо демпфированных колебаний является блэкаут в западно-американской энергосистеме, произошедший 10 августа 1996 г.

Наиболее ранние упоминания о наличии слабо демпфированных НЧК ПЭР в Единой энергосистеме СССР, большую часть которой унаследовала ЕЭС России, относятся к 1974–1978 годам [3]:

- НЧК на протяженном транзите с классом напряжения 500 кВ и длиной 900 км, соединяющем станцию мощностью 2 400 МВт с остальной частью энергосистемы (1974 г.);
- НЧК на сильно нагруженной ВЛ 500 кВ, связывающей энергосистему и тепловую электростанцию, номинальная мощность генераторов которой составляет 200–300 МВт (1975 г.);
- НЧК с частотой 0,4 Гц длительностью 20 с на «слабых» связях, соединяющих энергорайон с генерацией 6 ГВт и энергосистему СССР (1978 г.).

В настоящее время мониторинг НЧК ПЭР является одной из приоритетных задач АО «СО ЕЭС», указанных в Концепции развития и применения технологии синхронизированных векторных измерений для повышения качества и надёжности управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России на период до 2020 года (утверждена в ОАО «СО ЕЭС» 5 апреля 2016 года).

В данном документе НЧК определяются как периодические изменения ПЭР с частотой от 0,01 Гц до 5 Гц, возникающие в результате взаимного движения роторов синхронных машин или наличия источников вынужденных колебаний. По физической природе НЧК делятся на два типа – системные и вынужденные, и соответственно имеют различные причины возникновения, характерные свойства и последствия влияния на энергосистему и энергетическое оборудование.

К системным НЧК относятся колебания, характеризующие динамические свойства синхронных машин, связанных общностью электроэнергетического режима энергосистемы. Данные колебания делятся на локальные, присущие отдельному синхронному генератору или станции, и межзональные, объединяющие электрически удаленные синхронные генераторы. Межзональные НЧК могут вызывать существенные колебания мощности на протяженных транзитах, которые при неблагоприятных обстоятельствах приводят к потере колебательной устойчивости и разделению энергосистемы на изолированно работающие части.

Для исследования системных НЧК применяется мониторинг схемно-режимных условий работы энергосистемы с оценкой их влияния на форму мод и уровень демпфирования колебаний, определение собственных значений динамической модели энергосистемы, натурные испытания с модуляцией ПЭР, а также анализ технологических нарушений, возникающих в энергосистеме вследствие небалансов мощности или отключений ВЛ при коротких замыканиях.

К вынужденным НЧК относятся колебания ПЭР, происходящие под воздействием внешних периодических сил. Источниками вынужденных НЧК могут являться функционирование гидрогенераторов в зонах ограниченной или не рекомендованной работы, влияние режима работы множества возобновляемых источников энергии (ветроэнергетические установки, солнечные панели и т. д.), вставок и электропередач постоянного тока (HVDC), некорректная работа систем управления с обратной связью (автоматические регуляторы возбуждения синхронного генератора, регуляторы скорости вращения турбины и т.п.), режим работы промышленных производств с периодическими резко переменными характеристиками нагрузки. Вынужденные НЧК приводят к повышенному износу энергетического оборудования и могут стать причиной его повреждения.

При анализе НЧК специалисты учитывают наличие собственных колебаний валопровода турбогенератора – торсионных мод. Существует вероятность возникновения резонансных явлений между системными, вынужденными и торсионными модами НЧК, при этом амплитуда колебаний активной мощности может увеличиться в 14 раз [4].

Таким образом, системные межзональные НЧК ПЭР необходимо исследовать для анализа динамических свойств энергосистемы и верификации расчётных моделей, оценивания колебательной устойчивости энергосистемы и предотвращения взаимодействия с другими типами НЧК. Информация о параметрах системных

НЧК должна учитываться как при планировании режимов, так и непосредственно в процессе диспетчерского управления.

В статье представлено описание результатов проведения масштабной идентификации главных системных межзональных НЧК ПЭР ЕЭС России, модальных параметров, когерентных групп и сечений по данным синхронизированных векторных измерений (СВИ) за длительный период времени, а также итоги формирования эквивалентной модели энергосистемы.

Аналогичное обширное исследование опубликовано WECC (Western Electricity Coordinating Council, Западный координационный электроэнергетический совет) для доминантных мод межзональных НЧК Западно-американского энергообъединения [5].

1. Физические основы НЧК ПЭР энергосистемы

При исследовании устойчивости энергосистемы рассматривается математическая модель в виде системы дифференциальных уравнений роторов генераторов с независимыми переменными в виде абсолютных и относительных углов ЭДС генераторов [6]:

$$T_k \dot{\delta}_k + P_{dk} \delta_k = P_{k0} - P_k(\delta_{12}, \dots, \delta_{1n}), \quad k = 1, \dots, n, \quad (1)$$

где P_{k0} – механическая мощность на валу k -го генератора; P_k – электрическая мощность, отдаваемая в сеть k -м генератором; P_{dk} – демпферный коэффициент, отражающий результирующий эффект механического и электрического демпфирования; δ_k – фаза ЭДС k -го генератора; $\delta_{1k} = \delta_1 - \delta_k$ – относительный угол между фазовыми углами ЭДС первого и k -го генератора; T_k – постоянная инерции ротора генератора; n – число генераторов.

Посредством линейной аппроксимации в окрестности некоторой исходной стационарной точки $\{\delta_1(0), \dots, \delta_n(0)\}$ и преобразования система уравнений (1) приводится к матричному виду [3, 7] в нормальной форме Коши

$$\begin{bmatrix} \dot{Y} \\ \dot{X} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -D & -A \\ E & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Y \\ X \end{bmatrix}, \quad (2)$$

где $X = (\Delta\delta_{12}, \Delta\delta_{13}, \dots, \Delta\delta_{1n})^T$.

Характер движения энергосистемы полностью определяется собственными числами λ_i ($i = \overline{1, 2n-2}$) матрицы системы (2) ранга $2n-2$.

Ответ на вопрос устойчива или неустойчива энергосистема, описываемая системой уравнений (1), дают две теоремы Ляпунова, согласно которым устойчивость определяется отсутствием собственных чисел с положительными действительными частями: $Re(\lambda_i) < 0, \forall i \in [1, 2n-2]$.

Аналитическое решение системы (2) представляется в виде [7]:

$$\delta_{1k}(t) = \sum_{\lambda_i \in real} c_{ki} \cdot e^{\alpha_i t} + \sum_{\lambda_i \in complex} 2|c_{ki}| \cdot e^{\alpha_i t} \cdot \cos(\Omega_i t + \varphi_{ki}), \quad k = 2, \dots, n.$$

Действительные собственные числа $\lambda_i = \alpha_i$ характеризуют апериодические моды системы. Пары комплексно-сопряженных собственных чисел $\lambda_i = \alpha_i \pm j\Omega_i$ характеризуют колебательные моды системы. Частота колебаний моды f_i (Гц) определяется мнимой частью собственного числа $Im(\lambda_i) = \Omega_i = 2\pi f_i$. Коэффициент демпфирования моды в терминах времени затухания D_i (с) определяется дей-

ствительной частью собственного числа $Re(\lambda_i) = \alpha_i = -1/D_i$ и соответствует времени затухания амплитуды моды в $e \approx 2,718$ раз или на 37 %. Угол φ_i определяет фазу колебательной моды.

Нормированный коэффициент демпфирования моды ζ_i (%) определяет количество циклов колебаний моды $N \approx 1/(2\pi\zeta_i)$, за которое амплитуда моды уменьшится в $e \approx 2,718$ раз:

$$\zeta_i = \frac{-\alpha_i}{\sqrt{\alpha_i^2 + \Omega_i^2}} \cdot 100\% = \sin(\beta) \cdot 100\%.$$

На комплексной плоскости нормированный коэффициент демпфирования моды равен синусу угла β . Поскольку при малых значениях угла $\sin(\beta) \approx \beta$, то данный угол определяет область малого затухания мод.

Таким образом, под *колебательной устойчивостью* энергосистемы понимается устойчивость колебательных мод, которая определяется уровнем их демпфирования.

В мировой практике в качестве предупредительной границы для оценки колебательной устойчивости энергосистемы принимается величина нормированного коэффициента демпфирования, равная 5 %, или величина коэффициента демпфирования в терминах времени затухания, равная 10 с [8].

Запас колебательной устойчивости энергосистемы определяется расстоянием от собственного числа с максимальной действительной частью из всех собственных чисел, характеризующих системные колебательные моды, до мнимой оси комплексной плоскости [6]:

$$\chi = |\max_i(Re(\lambda_i))|, \quad i = \overline{1, 2n-2}.$$

Форма колебательной моды определяется фазой φ_i и амплитудой c_i для переменной состояния конкретного генератора и позволяет сравнивать проявление моды в динамике различных генераторов.

Описанные системные колебательные моды подразделяются на межзональные (диапазон частот 0,01÷1 Гц) и локальные (станционные и межмашинные моды, основной диапазон частот 0,4÷2 Гц). Системные колебательные моды и вынужденные моды, частоты которых лежат в диапазоне 0,01÷5 Гц, относят к *низкочастотным колебаниям* параметров электроэнергетического режима энергосистемы.

Для иллюстрации системных локальных и межзональных мод НЧК используется аналогия между электроэнергетической системой, состоящей из соединенных электрической сетью весомых вращающихся масс, и механической системой шаров, связанных пружинами, или связанных маятников.

Основным признаком системных межзональных колебаний является наличие когерентных генераторов, делящихся на группы, между которыми происходит относительное движение с определенной частотой. При этом наиболее распространен случай противофазы колебаний между когерентными группами генераторов (рис. 1). Ситуация наличия трех и более когерентных групп, отстоящих друг от друга на величину порядка 120 градусов (для случая трех групп) или менее (для случаев наличия более трех групп) также возможна, но наблюдается крайне редко.

Условие когерентности генераторов записывается через фазы мод [7]:

$$\varphi_i(t) - \varphi_j(t) = \varphi_{ij} \text{ для } \forall i, j \in \{A\},$$

где $\varphi_{ij} = \varphi_i - \varphi_j$ начальное значение, $\{A\}$ – когерентная группа генераторов.

Для практических задач используют когерентность, аппроксимированную с некоторой точностью $\varepsilon_{\Delta\varphi}$:

$$|\Delta\varphi_i(t) - \Delta\varphi_j(t)| < \varepsilon_{\Delta\varphi} \text{ для } \forall i, j \in \{A\} \text{ и } t \leq t_k, \quad (3)$$

где $\Delta\varphi_i(t) = \varphi_i(t) - \varphi_i$, t_k – время когерентности генераторов.

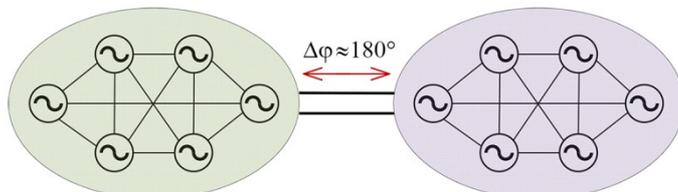


Рис. 1. Противофазные когерентные группы генераторов системных межзональных НЧК ПЭР энергосистемы

Следует отметить, что условие когерентности для абсолютных углов ЭДС генераторов на длительном интервале времени ($t_k \rightarrow \infty$) встречается редко (за исключением параллельной работы идентичных генераторов

на одну систему шин), однако выполняется для фазовых углов мод системных межзональных НЧК ПЭР энергосистемы.

Относительное движение групп системных межзональных НЧК определяется не отдельными энергообъектами, а когерентными группами энергообъектов, причем в наибольшей мере суммарными моментами инерции когерентных групп генераторов и жесткостью электрической связи между противофазными группами. В соответствии с этим, а также учитывая условие когерентности группы генераторов (3), в поведении параметров системного межзонального НЧК наблюдается общая трендовая составляющая, которая проявляется в синхронном изменении во времени параметров НЧК (частоты, амплитуды, коэффициента демпфирования) всех энергообъектов, участвующих в системной моде.

2. Описание метода исследования

Метод исследования системных межзональных НЧК ПЭР ЕЭС России выбирался исходя из специфики НЧК ПЭР в ЕЭС России, количества и качества исходных данных (СВИ ПЭР энергообъектов), наличия инструментария по цифровой обработке данных (ПК *MATLAB*) и анализу колебательной устойчивости (ПК *PhasorPoint*, разработанный компанией General Electric для визуализации и мониторинга поведения энергосистемы на базе СВИ).

Каждая мода системных межзональных НЧК характеризуется спектральной полосой, поскольку значение частоты НЧК группы когерентных генераторов меняется во времени в некоторых границах. При этом мгновенное значение частоты системного НЧК варьируется между энергообъектами, участвующими в НЧК, в некотором диапазоне. Таким образом, спектральные полосы некоторых системных межзональных НЧК, наблюдаемые на спектрограммах СВИ, пересекаются между собой (рис. 2), что соответственно затрудняет процесс их разделения при идентификации системных межзональных НЧК.

Для решения вопроса разделения пересекающихся спектральных полос системных межзональных НЧК ПЭР использованы физические свойства системных межзональных колебаний, описанные выше. С математической точки зрения указанные свойства системных межзональных НЧК выражаются в высоком уровне корреляции параметров НЧК между энергообъектами, входящими в одну когерентную

группу системных НЧК, и, соответственно, положены в основу метода идентификации системных межзональных НЧК.

Основные положения метода исследования:

1. Идентификация перечня системных НЧК ПЭР ЕЭС России.
 - 1.1. Мониторинг НЧК частоты и активной мощности с ключевых энергообъектов на длительном интервале времени с накоплением результатов анализа PDX2-N в ПК *PhasorPoint*.
 - 1.2. Построение гистограмм по результатам анализа PDX2-N, определение перечня доминантных мод и соответствующих им интервалов частот в диапазоне $0,08 \div 1$ Гц.
 - 1.3. Определение системных НЧК ПЭР с использованием корреляционного анализа частот доминантных мод в ПК *MATLAB*.
2. Идентификация перечня системных межзональных НЧК ПЭР ЕЭС России.
 - 2.1. Определение перечня энергообъектов, участвующих в системных модах НЧК ПЭР, из набора энергообъектов, данные СВИ с которых поступают в ПК *PhasorPoint*. Корректировка спектральных полос, корреляционный анализ параметров НЧК (частоты, амплитуды, коэффициента демпфирования).
 - 2.2. Выявление когерентных групп энергообъектов через анализ фазовых углов системных мод НЧК ПЭР, разделение когерентных групп на локальные и межзональные.
 - 2.3. Анализ расположения когерентных групп энергообъектов системных межзональных НЧК ПЭР на схеме электрической сети ЕЭС России. Определение полных сечений системных межзональных мод, по разные стороны от которых находятся противофазные когерентные группы энергообъектов.
3. Дополнение перечня энергообъектов, участвующих в системных межзональных модах НЧК ПЭР ЕЭС России, энергообъектами, на которых установлены УСВИ, однако данные СВИ не поступают в ПК *PhasorPoint*, через анализ перманентных мод с широкими спектральными линиями на спектрограммах ПЭР и выдающимися пиками на спектрах данных СВИ.

Благодаря синхронизированности векторных измерений имеется возможность провести корреляционный анализ параметров мод НЧК ПЭР на строго одинаковых отрезках времени без появления дополнительной погрешности, связанной с временным сдвигом данных.

В методе исследования используется множественный коэффициент корреляции, который позволяет оценить тесноту линейной связи между частотой моды рассматриваемого энергообъекта (y) и совокупностью частот мод других энергообъектов (x_1, x_2, \dots, x_m), принадлежащих тому же самому интервалу частот:

$$R_{y|x_1x_2\dots x_m} = \sqrt{1 - \frac{\Delta_r}{\Delta_{11}}},$$

где Δ_r – определитель корреляционной матрицы парных коэффициентов корреляции y, x_1, x_2, \dots, x_m ;

Δ_{11} – алгебраическое дополнение элемента r_{yy} корреляционной матрицы.

Сила связи между частотой моды рассматриваемого энергообъекта (y) и совокупностью частот мод других энергообъектов (x_1, x_2, \dots, x_m) определяется в соответствии со значением множественного коэффициента корреляции по шкале Чеддока. Для установления значимости множественного коэффициента корреляции используется F -критерий Фишера, согласно которому проверяется нулевая гипотеза H_0 об отсутствии линейной связи через сравнение рассчитываемого и критического табличного значения статистики по F -распределению Фишера.

Для увеличения значимости множественный коэффициент корреляции определяется как среднее значение по совокупности параметров мод НЧК (частоты (f), амплитуды (A), коэффициента демпфирования (D)):

$$R = (R_f + R_A + R_D)/3.$$

3. Описание основных результатов исследований системных межзональных НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России

На основе представленного метода с ноября 2016 г. по апрель 2017 г. в АО «СО ЕЭС» проводилась идентификация системных межзональных НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России. Общий перечень энергообъектов, данные СВИ с которых использованы в исследовании, состоит из 73 энергообъектов, при этом данные СВИ поступали в ПК *PhasorPoint* по 42 энергообъектам.

В табл. 1 приведен перечень выбранных для исследования ключевых энергообъектов первой синхронной зоны ЕЭС России, имеющих жесткие связи с энергосистемой и хорошее качество поступающих в ПК *PhasorPoint* данных СВИ.

Таблица 1

Принадлежность ключевых энергообъектов к ОЭС

ОЭС	Ключевой энергообъект
ОЭС Юга	Ростовская АЭС
ОЭС Средней Волги	Балаковская АЭС
ОЭС Центра	Калининская АЭС, Рязанская ГРЭС, Курская АЭС
ОЭС Северо-Запада	Ленинградская АЭС
ОЭС Урала	Воткинская ГЭС, Сургутская ГРЭС-1
ОЭС Сибири	Саяно-Шушенская ГЭС, Богучанская ГЭС

Результирующий перечень системных межзональных НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России, определенный в процессе исследований, представлен набором частот (границ спектральных полос) и приведен в табл. 2.

На рис. 2 представлен график частот всех системных межзональных НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России. Границы спектральных полос системных межзональных мод обозначены пунктирными линиями. Ключевые энергообъекты, частоты мод которых использованы при построении графика, приведены в легенде. Параметр электрического режима, по которому идентифицирована мода, обозначен в легенде: F – частота, P – активная мощность.

Таблица 2

Перечень частот системных межзональных НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России и соответствующая им ширина спектральной полосы

Нижняя граница, Гц	0,1	0,17	0,24	0,3	0,37	0,4	0,6
Верхняя граница, Гц	0,15	0,23	0,33	0,4	0,47	0,57	0,71
Ширина полосы, Гц	0,05	0,06	0,09	0,1	0,1	0,17	0,11

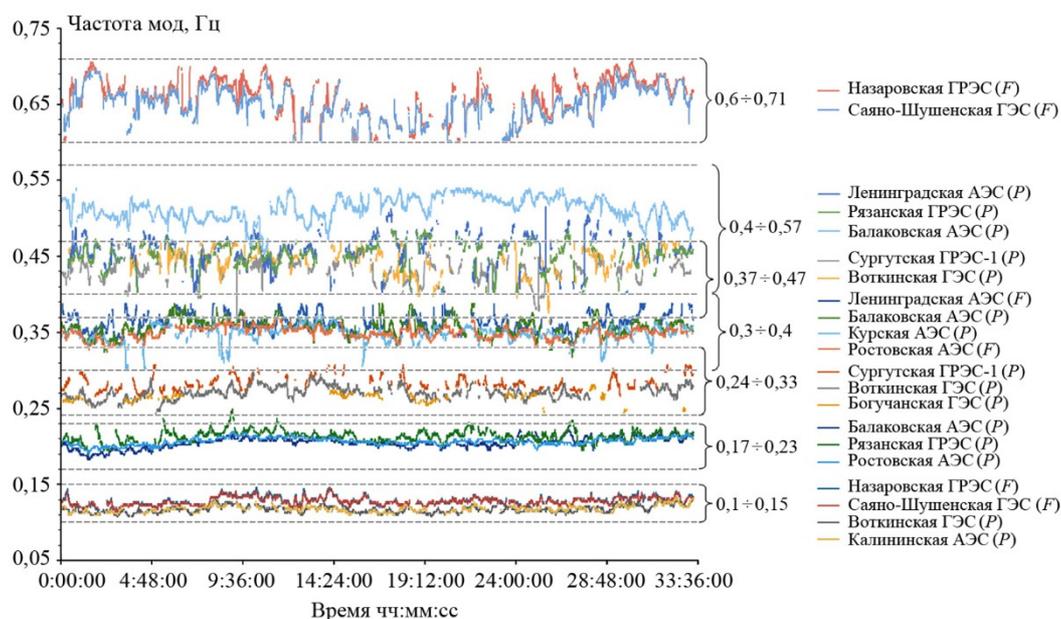


Рис. 2. Сравнение частот всех системных межзональных НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России на интервале времени 33 часа 33 мин

Согласно табл. 2 и рис. 2 подтверждается, что системные межзональные НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России обладают следующими свойствами:

- значение частоты системного межзонального НЧК варьируется между энергообъектами, участвующими в НЧК, в некотором диапазоне;
- значение частоты системного межзонального НЧК меняется во времени;
- спектральные полосы некоторых системных межзональных НЧК пересекаются между собой: $0,24 \div 0,33$ Гц и $0,3 \div 0,4$ Гц, $0,3 \div 0,4$ Гц и $0,37 \div 0,47$ Гц, $0,37 \div 0,47$ Гц и $0,4 \div 0,57$ Гц;
- системным межзональным НЧК, охватывающим более одной ОЭС, с большим средним значением частоты моды соответствует более широкая спектральная полоса и разброс значений частот энергообъектов, участвующих в моде НЧК.

Системная межзональная мода НЧК с диапазоном изменения частоты $0,1 \div 0,15$ Гц присутствует на всех энергообъектах первой синхронной зоны ЕЭС России и соответственно охватывает все ОЭС за исключением ОЭС Востока. Об обязательном наличии в любой крупной энергосистеме общесистемной межзональной моды в области частот $0,1 \div 0,3$ Гц, охватывающей все генераторы системы, отмечено в [8].

На рис. 3 приведены частоты всех системных межзональных НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России за 3,5 суток. Не все системные межзональные моды достаточно качественно идентифицировались за данный интервал времени. Для

отображения каждой моды НЧК использовано по одному ключевому энергообъекту, указанному в легенде. Параметр электрического режима, по которому идентифицирована мода, обозначен в легенде: F – частота, P – активная мощность.

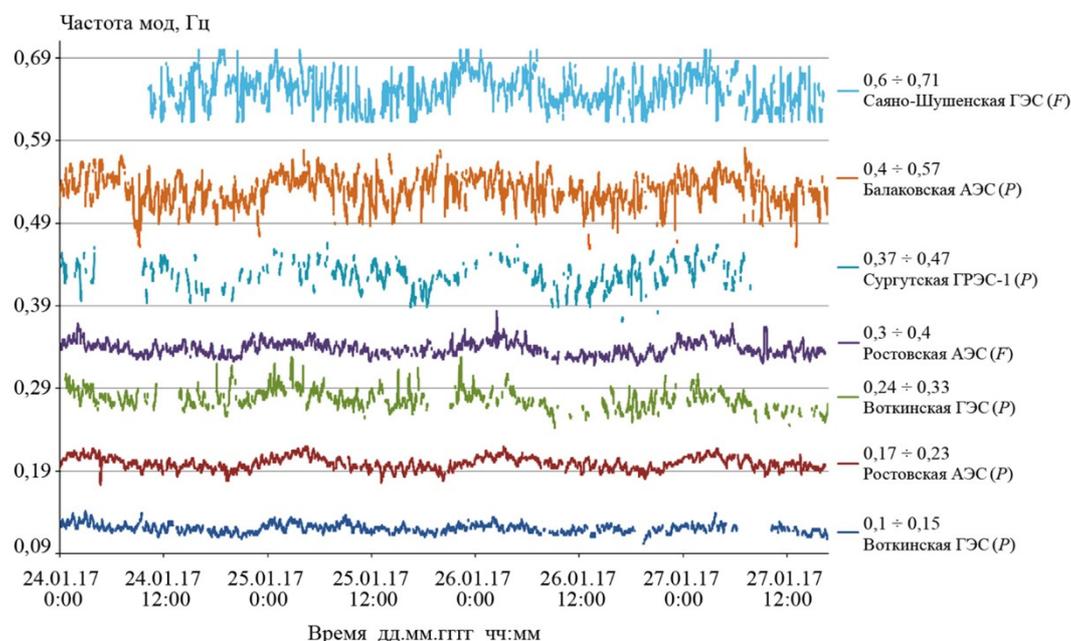


Рис. 3. Сравнение профиля частот системных межзональных НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России за 3,5 суток

Согласно графику частоты, все системные межзональные НЧК имеют трендовую составляющую, изменяющуюся с суточной периодичностью. Данное изменение значения частоты системного межзонального НЧК во времени связано с изменением суточного баланса мощности ЕЭС России и смещением пика диспетчерского графика нагрузки между ОЭС во времени в связи с разными часовыми поясами.

Перечень ОЭС, участвующих в системных НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России, определен по принадлежности к ним ключевых энергообъектов, на которых идентифицировано доминирование системных мод НЧК и высокий уровень корреляции их параметров, и представлен в табл. 3.

С целью отбора перечня межзональных НЧК из перечня системных НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России проводилось исследование наличия противофазных когерентных групп энергообъектов. В табл. 3 представлены противофазные когерентные группы всех системных межзональных НЧК ПЭР ЕЭС России через перечни ОЭС, охваченных данными группами.

Выявлено, что когерентные группы системных межзональных НЧК ПЭР ЕЭС России находятся практически в полной противофазе друг другу. Разброс фаз мод НЧК между энергообъектами внутри одной группы достаточно малый, т. е. низкочастотные колебания происходят достаточно синхронно. За все время наблюдений случаев разделения на три и более когерентные группы, отстоящие друг от друга на величину порядка 120 градусов (для случая трех групп) или менее (для случаев наличия более трех групп), в ЕЭС России не наблюдалось.

Таблица 3

Деление ОЭС по принадлежности к противофазным когерентным группам системных межзональных НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России

Группа	Группа 1	Группа 2
Частота, Гц		
0,1 ÷ 0,15	ОЭС Юга, ОЭС Средней Волги, ОЭС Центра, ОЭС Северо-Запада, ОЭС Урала	ОЭС Сибири
0,17÷0,23*	ОЭС Юга / ОЭС Центра	ОЭС Средней Волги / ОЭС Центра
0,24÷0,33	ОЭС Урала	ОЭС Сибири часть 2
0,3÷0,4**	ОЭС Юга, ОЭС Средней Волги	ОЭС Северо-Запада, ОЭС Центра
0,37÷0,47	ОЭС Урала без Тюменской энергосистемы	Тюменская энергосистема
0,4÷0,57***	ОЭС Юга / ОЭС Северо-Запада	ОЭС Средней Волги, ОЭС Центра
0,6÷0,71	ОЭС Сибири часть 1 (с ключевым энергообъектом Саяно-Шушенская ГЭС)	ОЭС Сибири часть 2 (с ключевым энергообъектом Богучанская ГЭС)

* ОЭС Центра участвует в системном межзональном НЧК с границами спектральной полосы 0,17÷0,23 Гц, но эпизодически перемещается между группами 1 и 2;

** Сечение системной межзональной моды НЧК с частотой 0,3÷0,4 Гц проходит по ОЭС Центра;

*** Системная межзональная мода НЧК с границами спектральной полосы 0,4÷0,57 Гц представлена тремя когерентными группами, причем фаза моды НЧК энергообъектов в ОЭС Юга и ОЭС Северо-Запада совпадает. В случаях значительного увеличения амплитуды моды или значительного ухудшения уровня демпфирования моды группа 2 охватывает энергообъекты ОЭС Урала без Тюменской энергосистемы.

Для определения полных сечений системных межзональных НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России проведен анализ расположения противофазных когерентных групп энергообъектов на схеме электрической сети ЕЭС России, результаты анализа представлены на рис. 4.

При определении полного сечения системного межзонального НЧК, по разные стороны от которого находятся противофазные когерентные группы энергообъектов, в виде набора ВЛ или области энергосистемы отмечены следующие особенности:

- для определения полного сечения межзональной моды в виде набора ВЛ необходима полная наблюдаемость энергосистемы в районе расположения сечения. В связи с недостаточным покрытием УСВИ энергообъектов ЕЭС России на текущий момент сечения определяются в виде области энергосистемы;
- сечения, представленные областями энергосистемы, для большей части системных межзональных НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России совпадают с пограничными областями между ОЭС.

Из анализа расположения противофазных групп энергообъектов и сечения системной межзональной моды НЧК с частотой 0,3÷0,4 Гц на схеме ЕЭС России следует, что мода охватывает энергосистемы стран Балтии (Латвия, Литва, Эстония), Белоруссии и Украины. Однако из-за отсутствия данных СВИ с энергообъектов данных стран подтвердить указанный факт не представляется возможным.

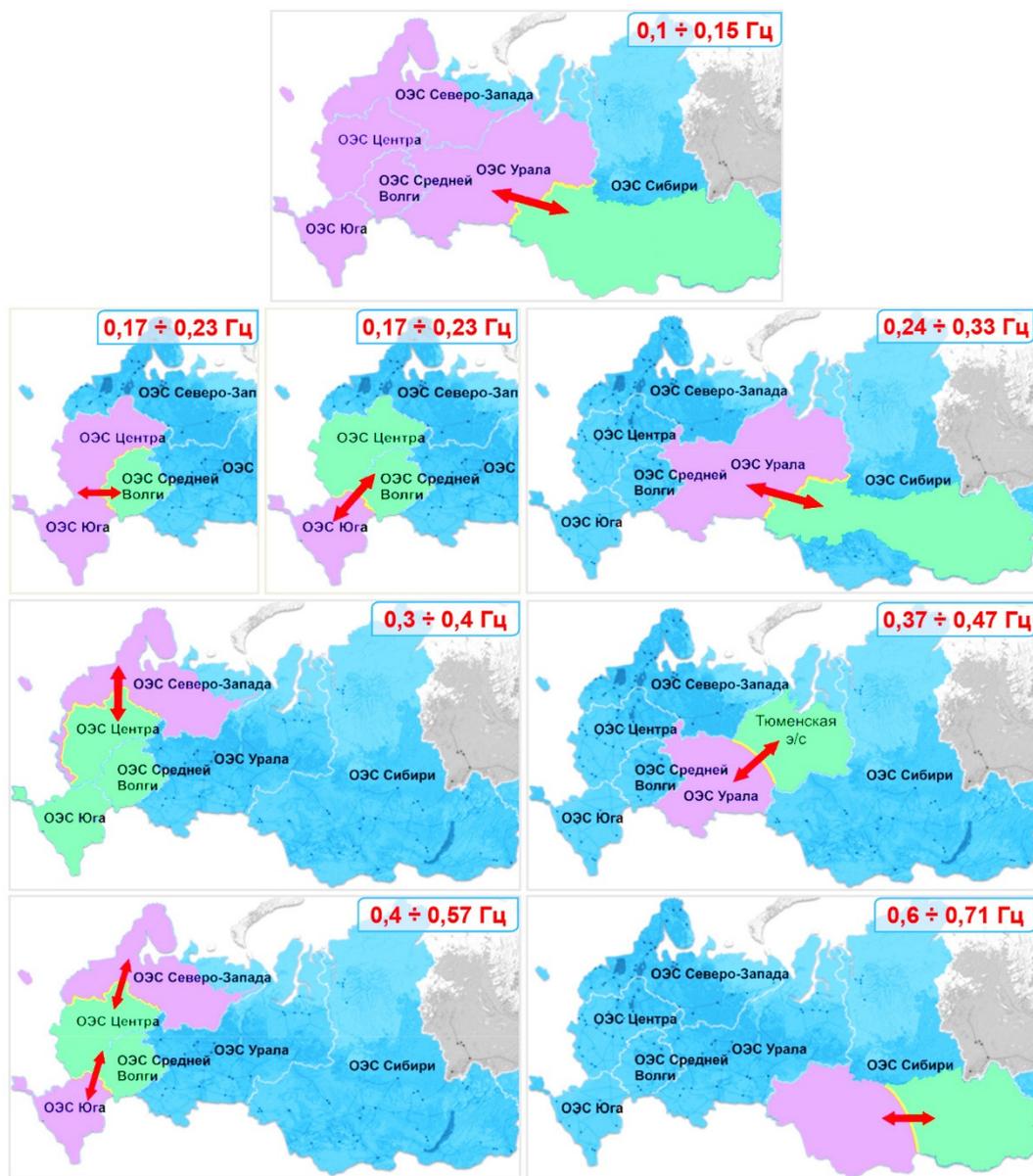


Рис. 4. Расположение противофазных когерентных групп энергообъектов и сечений системных межзональных НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России на схеме электрической сети ЕЭС России

Важным результатом исследований является получение средних и максимальных значений параметров мод всех системных межзональных НЧК ПЭР ЕЭС России, определенных по частоте и/или активной мощности на интервалах идентификации моды в ПК *PhasorPoint* и усредненных по ОЭС, охваченным НЧК.

Для примера, в ОЭС Юга максимальное значение коэффициента демпфирования системной межзональной моды с частотой $0,17 \div 0,23$ Гц в терминах времени затухания достигает 30 с (2,7%), а среднее значение – границы в 10 с, принятой в мировой практике предупредительной границей для оценки колебательной устойчивости.

Подтверждением являются случаи повторяющегося резкого ухудшения демпфирования моды НЧК с частотой $0,17 \div 0,23$ Гц, которые проиллюстрированы на рис. 5 и 6. Коэффициент демпфирования, рассчитанный по алгоритму PDX2-N, достигает 25 с. Размах колебаний активной мощности по ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Ключики достигает величины 40 МВт.

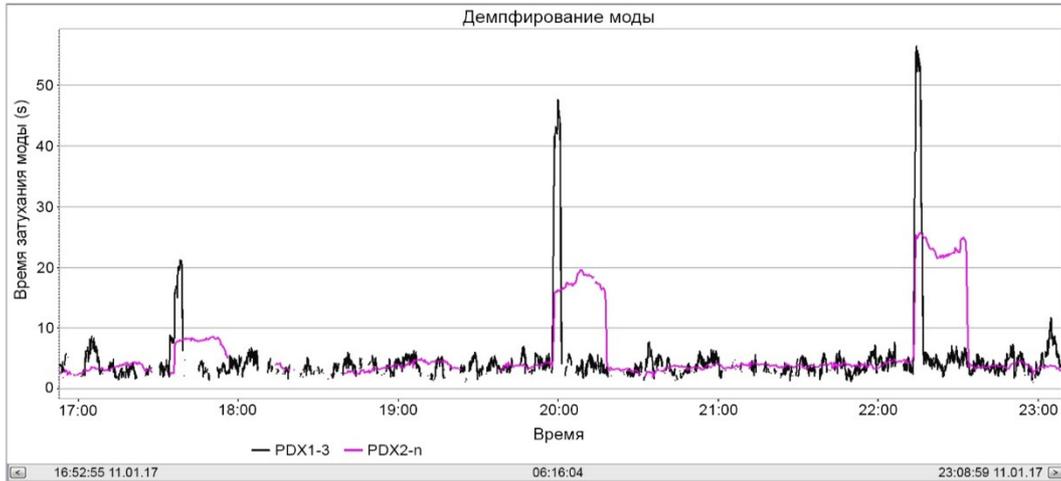


Рис. 5. График демпфирования моды с частотой $0,17 \div 0,23$ Гц на ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Ключики

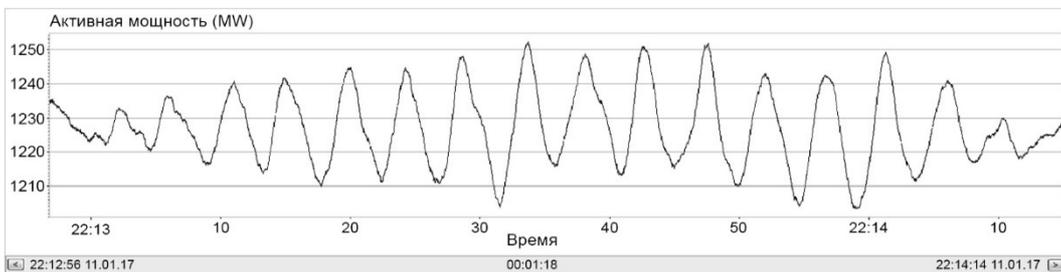


Рис. 6. График СВИ активной мощности по ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Ключики

В ОЭС Урала системная межзональная мода НЧК с частотой $0,24 \div 0,33$ Гц при среднем значении коэффициента демпфирования в 4,5 с достигает размаха колебаний в 15–25 мГц по частоте для энергообъектов Тюменской энергосистемы (рис. 7).

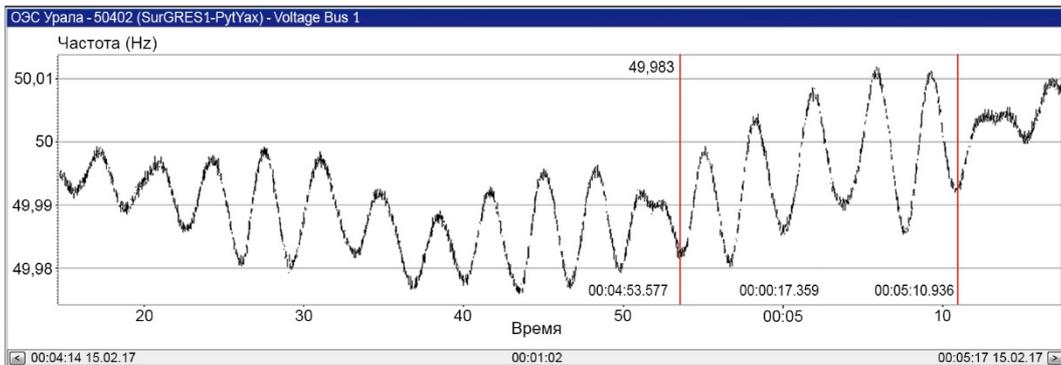


Рис. 7. График СВИ частоты на Сургутской ГРЭС-1

Таким образом, важным результатом исследований является определение системной причины возникновения в нормальном режиме существенных НЧК одновременно для целого ряда энергообъектов.

4. Эквивалентная модель энергосистемы, содержащая системные межзональные НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России

Важным следствием идентификации системных межзональных НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России является возможность сформировать эквивалентную модель энергосистемы минимальной размерности с точки зрения количества представленных энергообъектов, но при этом содержащую все системные межзональные НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России, кратко описанные в предыдущем разделе.

Аналогичная задача агрегирования масштабных электроэнергетических систем в двух-, трехмашинные модели решается в США для Западного энергообъединения (Western Electricity Coordinating Council, WECC) с целью контроля колебательной устойчивости в режиме реального времени по данным СВИ по следующим транзитам мощности [9]:

1) двухзональная радиальная система «Вашингтон – Монтана» с межзональной модой колебаний с частотой 0,578 Гц;

2) двухзональная система с промежуточной компенсацией реактивной мощности (Static VAr Compensator, SVC) «Вашингтон – Калифорния» с межзональной модой колебаний с частотой 0,404 Гц;

3) трехзональная система по схеме звезда вдоль побережья Северного Тихого океана «Канада – США – Мексика» с межзональными модами 0,25 Гц и 0,4–0,7 Гц.

Методы уменьшения размерности модели энергосистемы делятся на 3 группы [7]: физический, топологический, модальный.

Физический метод уменьшения размерности состоит в выборе соответствующих моделей элементов энергосистемы (генераторов, нагрузки потребителей) в зависимости от индивидуального влияния данных элементов на реакцию энергосистемы при конкретном возмущении. Как правило, электрически близкие к возмущению элементы моделируются более подробно по сравнению с далекими элементами, которые представляются упрощенными моделями.

Топологический метод уменьшения размерности эквивалентной модели энергосистемы и количества моделируемых генераторов состоит в устранении и/или агрегации выбранных узлов сети.

В модальном методе для целей уменьшения размерности модели используется селекция собственных чисел матрицы динамики энергосистемы (2) с выбором мод, оказывающих значительное влияние на рассматриваемое поведение энергосистемы, и исключением остальных мод.

Для формирования эквивалентной модели энергосистемы, содержащей системные межзональные НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России, используется комбинация топологического и модального методов уменьшения размерности, а именно следующие принципы:

1. Поскольку сечения для большей части системных межзональных НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России совпадают с пограничными областями между

ОЭС, противофазные группы данных НЧК охватывают ОЭС целиком и только некоторые ОЭС частично (ОЭС Урала и ОЭС Сибири), то в качестве эквивалентных узлов модели приняты энергосистемы: (G_1) ОЭС Северо-Запада, (G_2) ОЭС Центра, (G_3) ОЭС Средней Волги, (G_4) ОЭС Юга, (G_5) ОЭС Урала без Тюменской энергосистемы, (G_6) Тюменская энергосистема, (G_7) ОЭС Сибири часть 1, (G_8) ОЭС Сибири часть 2.

Эквивалентные узлы модели представляются эквивалентными генераторами с нагрузкой или в терминологии [7] PV узлами. Для задания эквивалентных генераторов используется метод агрегации Жукова, который устанавливает инъекцию активной мощности эквивалентного узла, равной сумме инъекций мощности всех агрегируемых узлов.

2. В качестве эквивалентных ветвей модели выбраны основные транзиты перетоков активной мощности ЕЭС России, проходящие по ВЛ 500 кВ и выше и соединяющие указанные в п. 1 ОЭС и их части (табл. 4). Данные транзиты входят в состав сечений системных межзональных НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России.

3. При селекции собственных чисел матрицы динамики энергосистемы выбираются исключительно собственные числа, соответствующие системным межзональным модам НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России, и устраняются собственные числа, соответствующие локальным и вынужденным НЧК.

Таблица 4

Перечень эквивалентных ветвей модели энергосистемы

ОЭС \ ОЭС	Северо-Запада	Центра	Средней Волги	Юга	Урала без ТЭ	ТЭ	Сибири, часть 1	Сибири, часть 2
Северо-Запада		+						
Центра	+		+	+	+			
Средней Волги		+		+	+			
Юга		+	+					
Урала, без ТЭ		+	+			+	+	+
ТЭ					+			
Сибири, часть 1					+			+
Сибири, часть 2					+		+	

Схема эквивалентной модели энергосистемы, полученная в результате применения описанных выше принципов, представлена на рис. 8, а. Упрощенный механический аналог эквивалентной модели энергосистемы может быть представлен в виде шаров, связанных пружинами (рис. 8, б).

Математическое описание эквивалентной модели состоит из системы ($n = 8$) дифференциальных уравнений, описывающих электромеханическое движение эквивалентных генераторов (1). В качестве мощности на валу i -го эквивалентного гене-

ратора и постоянной инерции i -го ротора принимаются суммарная мощность генераторов (i) энергосистемы и сумма постоянных инерции роторов агрегируемых генераторов (i) энергосистемы, взвешенных с учётом номинальной мощности.

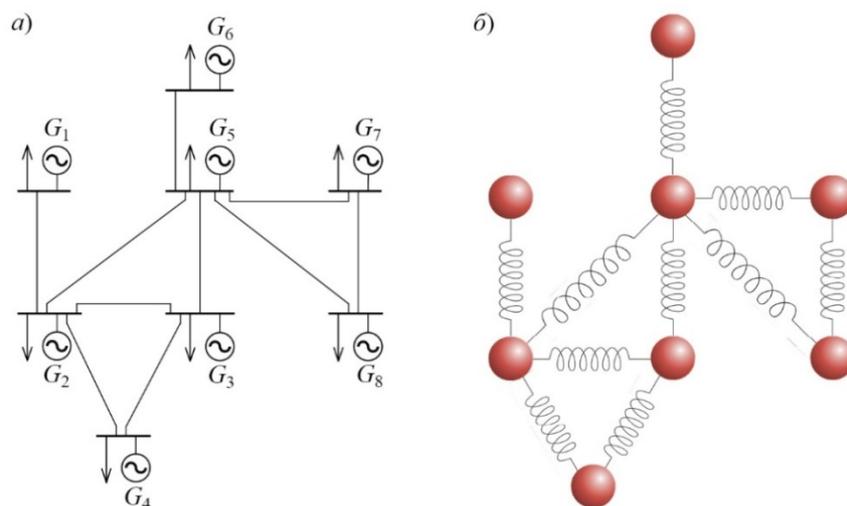


Рис. 8: а) схема эквивалентной модели энергосистемы, содержащей системные межзональные НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России; б) упрощенный механический аналог эквивалентной модели энергосистемы

Мнимые части собственных чисел матрицы динамики эквивалентной модели энергосистемы $Re(\lambda_k)$ соответствуют частотам мод системных межзональных НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России f_k (табл. 2), умноженным на 2π радиан:

$$(\text{Im}(\lambda_1), \dots, \text{Im}(\lambda_k)) = (2\pi f_1, \dots, 2\pi f_k), k = 7.$$

Действительные части собственных чисел матрицы динамики эквивалентной модели энергосистемы $Re(\lambda_k)$ соответствуют обратной величине коэффициента демпфирования мод системных межзональных НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России в терминах времени затухания D_k :

$$(\text{Re}(\lambda_1), \dots, \text{Re}(\lambda_k)) = (-1/D_1, \dots, -1/D_k), k = 7.$$

Средние значения коэффициента демпфирования D_k для каждой ОЭС, охваченной модой НЧК номер k , определены при исследовании системных межзональных НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России.

В соответствии с данной информацией определены среднестатистические значения собственных чисел матрицы динамики эквивалентной модели энергосистемы, содержащей системные межзональные НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России (табл. 5).

Собственные числа матрицы динамики эквивалентной модели энергосистемы с положительной мнимой частью отображены на комплексной плоскости (рис. 9) в виде графика с указанием интервала погрешности по действительной и мнимой осям.

Соответственно, среднестатистические значения коэффициента демпфирования мод НЧК находятся в диапазоне $9,8 \div 22,2\% / 2,3 \div 6,6$ с. Среднестатистическая величина запаса «межзональной» колебательной устойчивости равна значению $0,15$.

Минимальное расстояние до предупредительной границы 5% / 10 с, принятой для оценки колебательной устойчивости, составляет 4,8% / 3,4 с.

Таблица 5

Средние значения частоты и коэффициента демпфирования мод системных межзональных НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России и соответствующие им среднестатистические значения собственных чисел матрицы динамики эквивалентной модели энергосистемы

Частота, Гц	Коэффициент демпфирования, с	Собственное число
0,13 (0,03)*	5,7 (1,1)	$-0,18 (0,03) \pm i \cdot 0,79 (0,16)$
0,20 (0,03)	6,6 (1,2)	$-0,15 (0,03) \pm i \cdot 1,26 (0,19)$
0,29 (0,05)	4,5 (1,1)	$-0,22 (0,06) \pm i \cdot 1,79 (0,28)$
0,35 (0,05)	3,8 (0,7)	$-0,26 (0,05) \pm i \cdot 2,20 (0,31)$
0,42 (0,05)	3,8 (0,9)	$-0,26 (0,06) \pm i \cdot 2,64 (0,31)$
0,49 (0,09)	2,9 (0,6)	$-0,35 (0,07) \pm i \cdot 3,05 (0,53)$
0,66 (0,06)	2,3 (0,8)	$-0,44 (0,15) \pm i \cdot 4,12 (0,35)$

* В скобках указаны абсолютные погрешности определения указанных параметров

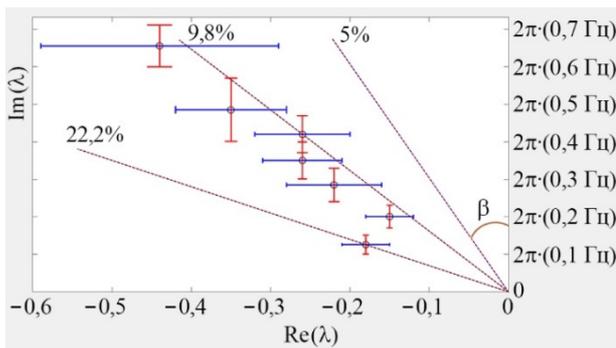


Рис. 9. Отображение собственных чисел матрицы динамики эквивалентной модели энергосистемы, содержащей системные межзональные НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России, на комплексной плоскости

Данный набор собственных чисел матрицы динамики эквивалентной модели энергосистемы (табл. 5, рис. 9) соответствует набору мод относительного движения эквивалентных генераторов аналогичному совокупности системных межзональных НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России по составу когерентных групп генераторов, сечений и относительных фаз колебаний когерентных групп (табл. 6).

Для возможности использования математического описания эквивалентной модели необходимо решить обратную задачу – определить элементы матрицы динамики эквивалентной модели (2) при известных величинах собственных чисел матрицы динамики эквивалентной модели энергосистемы $\lambda_k, k = \overline{1,7}$ (табл. 5), составе, сечениях, амплитудах и фазах относительного движения когерентных групп эквивалентных генераторов (табл. 6), значениях постоянной инерции роторов эквивалентных генераторов, а также связности схемы эквивалентной модели энергосистемы (рис. 8, а; табл. 4).

Разработке вариантов решения аналогичных обратных задач по идентификации модели энергосистемы на основе модальных данных посвящен ряд научных статей. Один из вариантов базируется на использовании правого собственного вектора матрицы w_k , который несет информацию о наблюдаемых величинах амплитуд и фазовых углов конкретной моды НЧК λ_k во всех генераторных узлах энергосистемы:

Таблица 6

Состав, сечения и относительные фазы колебаний когерентных групп эквивалентных генераторов эквивалентной модели энергосистемы

Частота моды НЧК, Гц	Когерентная группа 1	Когерентная группа 2	Относительная фаза, эл. град.	Сечение
0,13	$G_1, G_2, G_3, G_4, G_5, G_6$	G_7, G_8	180	G_5-G_7, G_5-G_8
0,20	G_3	G_4	180	G_3-G_4
0,29	G_5, G_6	G_8	180	G_5-G_8
0,35	G_1	G_2, G_3, G_4	180	G_1-G_2
0,42	G_5	G_6	180	G_5-G_6
0,49*	G_1 / G_4	G_2, G_3	180	$G_1-G_2 / G_2-G_4, G_3-G_4$
0,66	G_7	G_8	180	G_7-G_8

* Мода НЧК ПЭР эквивалентной модели энергосистемы с частотой 0,49 Гц представлена тремя когерентными группами (G_1), (G_2, G_3), (G_4), причем относительная фаза колебаний групп (G_1) и (G_4) совпадает.

$$\mathbf{B}w_k = \lambda_k w_k,$$

где \mathbf{B} – матрица динамики энергосистемы (2).

Метод состоит в решении задачи минимизации $|(B(h) - \lambda)w(r)|$ по переменным h , соответствующим элементам матрицы \mathbf{B} (например, демпферные коэффициенты P_d или элементы матрицы Якоби A), и переменным r , соответствующим неполным собственным векторам при непостоянной идентификации НЧК [10]. Для решения задачи минимизации при переопределенной системе уравнений может использоваться метод наименьших квадратов:

$$h^{est}, r^{est} = \mathit{Argmin}_{h,r} \sum_k |(B(h) - \lambda_k)w_k(r)|^2.$$

Наличие расчётной эквивалентной модели энергосистемы, содержащей системные межзональные НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России, позволит последовательно:

- проводить актуализацию параметров эквивалентной модели через перманентный мониторинг параметров НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России по данным СВИ;
- оценивать запас «межзональной» колебательной устойчивости первой синхронной зоны ЕЭС России для плановых изменений режима согласно диспетчерскому графику или при утяжелениях электрического режима по различным траекториям.

Преимущество оценки запаса «межзональной» колебательной устойчивости по эквивалентной модели в отличие от расчёта по полной динамической модели сети состоит в следующем:

1. В общем случае составные части больших энергообъединений контролируются различными диспетчерскими центрами, которые из коммерческих соображений имеют право не раскрывать подробную информацию о состоянии своей операционной зоны [7]. В такой ситуации расчёт по полной модели практически невозможен.
2. Актуализация полной динамической модели и поддержание релевантной базы данных ПЭР являются трудоёмкими и затратными задачами [7].

3. Чрезмерная вычислительная сложность расчёта по полной подробной динамической модели крупной энергосистемы, приводит к существенным временным издержкам [7].

4. Автоматизация процессов актуализации параметров эквивалентной модели и прогнозной оценки запаса «межзональной» колебательной устойчивости позволит проводить расчёт в режиме реального времени с цикличностью поступления данных СВИ, составляющей 20 мс. Для полной динамической модели проведение таких расчётов в режиме реального времени невозможно, в том числе в связи с величиной дискретности поступления и несинхронности данных традиционной телеметрии, предоставляемой оперативно-информационными комплексами.

5. При расчёте «межзональной» колебательной устойчивости по эквивалентной модели отсутствует необходимость проводить процедуру отделения системных межзональных мод НЧК от локальных и вынужденных, поскольку спектр матрицы динамики эквивалентной модели представлен собственными значениями, отвечающими исключительно за межзональные моды.

Заключение

Масштабное исследование главных системных межзональных НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России на основе синхронизированных векторных измерений выполнялось впервые, в связи с чем возникла необходимость разработки методики анализа с учётом количества и качества исходных данных (СВИ ПЭР энергообъектов), наличия инструментария по цифровой обработке данных (ПК *MATLAB*) и анализу колебательной устойчивости (ПК *PhasorPoint*).

Метод анализа опирается на физические свойства НЧК ПЭР, краткое описание которых представлено в разделе 1 статьи, при этом в основу метода идентификации системных межзональных НЧК положены корреляционный анализ параметров мод, определение когерентных групп энергообъектов и анализ относительных фаз групп на схеме электрической сети ЕЭС России.

Наиболее важным результатом исследований является идентификация 7 главных системных межзональных мод НЧК ПЭР ЕЭС России, при этом мода с диапазоном изменения частоты $0,1 \div 0,15$ Гц присутствует на всех энергообъектах первой синхронной зоны ЕЭС России, разделяя энергосистему на две противофазные когерентные группы – ОЭС Сибири и остальная часть ЕЭС России. Кроме того, определены основные свойства системных межзональных мод (пересечение спектральных полос, суточная периодичность изменения частот и т. д.), противофазные когерентные группы энергообъектов и полные сечения в виде набора ВЛ или области энергосистемы. А также получены средние по каждой ОЭС и максимальные значения параметров мод всех системных межзональных НЧК ПЭР ЕЭС России, определенных по частоте и/или активной мощности.

Указанные итоги исследований позволили разработать принципы построения и сконфигурировать эквивалентную модель энергосистемы минимальной размерности, содержащую системные межзональные НЧК ПЭР первой синхронной зоны ЕЭС России, для целей контроля запаса колебательной устойчивости в «межзональных» сечениях ЕЭС России при плановых изменениях режима согласно диспетчерскому графику или при утяжелениях электрического режима по различным траекториям.

Результаты работы целесообразно использовать при верификации расчётных динамических моделей ОЭС / ЕЭС России и оценке необходимости коррекции параметров настройки системных стабилизаторов или каналов стабилизации АРВ сильного действия.

Работа по изучению НЧК ПЭР ЕЭС России будет продолжена в части исследования уровня обмена энергией, подверженности возмущению (возбудимости) и контролируемости системных межзональных мод.

Список литературы

1. Опалев О. Л., Жуков А. В., Дубинин Д. М. Результаты идентификации источников низкочастотных колебаний в ЕЭС России по данным СМПР // Научные труды VII междунар. науч.-техн. конф. «Электроэнергетика глазами молодежи». – Казань: КГЭУ, 2016.
2. Жуков А. В., Сацук Е. И., Дубинин Д. М., Опалев О. Л., Уткин Д. Н. Мониторинг низкочастотных колебаний в ЕЭС России по данным СМПР // Сборник докладов 5-й междунар. науч.-техн. конф. СИГРЭ «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». – Сочи. 2015.
3. Khvoschinskaja Z. G., Litkens I. V., Portnoy M. G., Stroev V. A., Tikhonov Yu. A., Venikov V. A. Damping of oscillations in power systems. International Conference on Large High Voltage Electric Systems, 1980.
4. Arash Sarmadi S., Venkatasubramanian, M.V., Salazar, A. Inter-Area Resonance in Power Systems From Forced Oscillations, IEEE Transaction on Power Systems, 2015, issue 31(1), pp. 378–386.
5. Modes of Inter-Area Power Oscillations in Western Interconnection. Report of WECC Joint Synchronized Information Subcommittee, 2013.
6. Ефимов А. Е., Опалев О. Л., Ядыкин И. Б. Определение коэффициентов влияния параметров режима на устойчивость электроэнергетической системы // Проблемы управления, 2010, № 4. – С. 74–78.
7. Jan Machowski, Janusz W. Bialek, James R. Bumby. Power system dynamics: stability and control. Second edition. John Wiley & Sons, Ltd.
8. Prabha Kundur. Power System Stability and Control. – McGraw-Hill, Inc., 1994.
9. Aranya Chakraborty, Joe H. Chow, Armando Salazar. A measurement-based framework for dynamic equivalencing of large power systems using WAMS. Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2010.
10. Горбунов А. Ю. Идентификация параметров динамической модели электроэнергетических энергосистем по векторным измерениям системы мониторинга переходных режимов / Междунар. выставка и конф. «Релейная защита и автоматика энергосистем 2017», 25–28 апреля 2017 г., СПб.

Опалев Олег Леонидович, главный специалист отдела мониторинга переходных режимов Службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики Системного оператора Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»).

E-mail: opalev@so-ups.ru

УДК 004.383.4

Д. А. Елисеев, А. С. Зеленин

Микропроцессорная система для моделирования устройств автоматического регулирования в составе физических моделей энергосистем

Разработан комплекс средств для реализации математических моделей на микропроцессорной системе. Он позволяет моделировать в режиме реального времени устройства автоматического управления, регулирования и защиты, сопрягать их с цифро-аналого-физическим комплексом (ЦАФК).

Ключевые слова: моделирование, автоматический регулятор возбуждения, АРВ, микропроцессорное оборудование, STM32F4Discovery, MATLAB Simulink, Real Time Digital Simulator, RTDS, цифро-аналого-физический комплекс, ЦАФК.

Введение

ЦАФК АО «НТЦ ЕЭС» позволяет выполнять физическое моделирование энергосистем и используется в широком спектре задач:

1. Сертификация и проверка настройки автоматических регуляторов возбуждения по Стандарту СТО 59012820.29.160.20.001-2012.
2. Проверка функционирования устройств группового регулирования активной и/или реактивной мощности и напряжения.
3. Проверки функционирования устройств автоматики и др. (например, устройств быстродействующего автоматического ввода резерва).

На ЦАФК кроме физического модельного оборудования (моделей синхронных генераторов, линий электропередачи, трансформаторов, нагрузки) установлено аналоговое оборудование управления, позволяющее моделировать автоматические регуляторы возбуждения (АРВ, рис. 1, а), турбины и их системы автоматического регулирования (САР), и другие устройства.

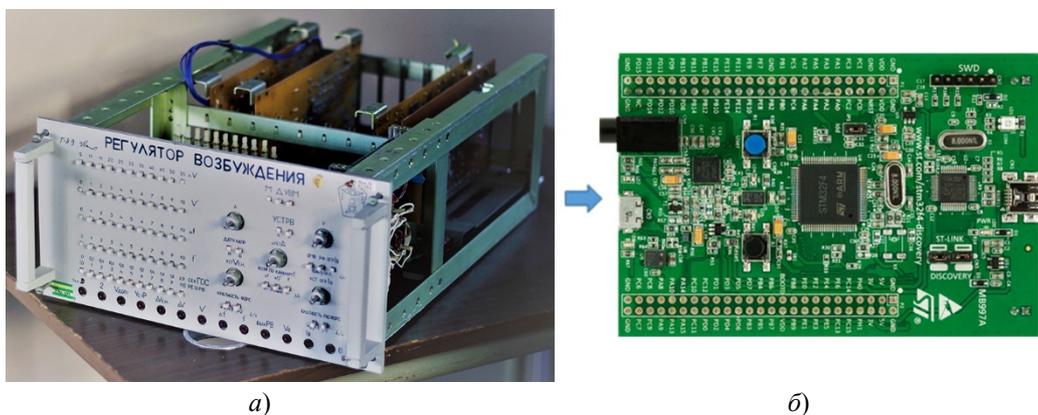


Рис. 1. Изображения устройств, реализующих модели АРВ

Модели АРВ генераторов и турбин, и их САР имеют заданную аналоговыми схемами структуру управления, трудозатраты для изменения которой нецелесообразны в большинстве задач, решаемых на ЦАФК.

Для повышения адекватности моделирования энергосистемы и отдельных её элементов требуется возможность реализации произвольных математических моделей АРВ, турбин и другого оборудования.

Для моделирования работы устройств, чьи алгоритмы функционирования существенно отличаются от реализованных в аналоговых моделях ЦАФК устройств, применяется программный комплекс (ПК) «Регулятор» [1]. Он представляет собой персональный компьютер с платой аналогового ввода и вывода, на котором установлено специализированное программное обеспечение, позволяющее в темпе реальных процессов моделировать работу АРВ, турбин и другого оборудования. ПК «Регулятор» работает под управлением операционной системы Windows, которая не является системой реального времени и обладает низкой частотой дискретизации (200 Гц)¹.

Поэтому целью данной работы является разработка комплекса средств, позволяющего создавать на микропроцессорной системе произвольную (задаваемую пользователем) математическую модель различных устройств (в том числе АРВ, модели турбин и их САР), которая будет применяться для регулирования параметров электрического режима оборудования ЦАФК.

Для реализации указанной цели необходимо решить следующие задачи:

- выбрать аппаратную платформу, на которой будет осуществляться моделирование, среду разработки;
- создать комплекс средств для реализации математических моделей на микропроцессорной системе;
- опробовать разработанный комплекс средств путём создания модели устройства. В настоящей работе рассматривается реализация математической модели АРВ сильного действия (АРВ СД). Для этого требуется разработать тестовый стенд для проверки, отладки и настройки моделей, создаваемых с использованием комплекса.

Выбор аппаратной платформы и среды разработки

В качестве среды разработки был выбран *MATLAB Simulink*, являющийся одним из наиболее известных пакетов моделирования устройств различного назначения. Используется модуль *MATLAB Embedded Coder*, главное преимущество которого в том, что он позволяет загружать модель на целевое устройство нажатием одной кнопки, в автоматическом режиме выполняет генерацию кода, его компиляцию и загрузку прошивки на целевое устройство. Это упрощает использование разрабатываемого комплекса, исключив требование навыка программирования у конечного пользователя.

В качестве аппаратной платформы используется отладочная плата *STM32F4 Discovery* (см. рис. 1, б) – недорогая платформа с высокой производительностью для выполнения цифровой обработки сигналов и реализации алгоритмов закладываемых математических моделей.

¹ 200 Гц – частота обновления выходных значений сигналов, осуществляющих управление.

2. Создание комплекса средств для реализации математических моделей на микропроцессорной системе

В модуле *MATLAB Embedded Coder* для реализации взаимодействия с периферийными устройствами платы *STM32F4Discovery* существует библиотека «*Embedded Coder Support Package for STMicroelectronics Discovery Boards*». Она предоставляет блоки для *MATLAB Simulink*, реализующие следующие возможности *STM32F4Discovery*:

- ввод данных с АЦП;
- вывод дискретных сигналов;
- ввод дискретных сигналов.

Как видно из этого списка, по умолчанию отсутствует возможность вывода аналогового сигнала на встроенный ЦАП. Использование ЦАП необходимо для сопряжения с оборудованием ЦАФК: управляющие сигналы используются при моделировании АРВ (управление возбудителем модельного синхронного генератора), турбин и их САР (управление приводным двигателем синхронного генератора). Поэтому с помощью *legacy code tools* [2] (инструмента, позволяющего создавать блоки *STM32F4Discovery* с исходным кодом на языке программирования C) создан специализированный блок для работы с ЦАП платы. Так же в целях отладки создан блок для отправки данных из модели на персональный компьютер по *USART*.

Основной компонент комплекса для запуска математической модели на целевом устройстве – базовая модель в *MATLAB Simulink*. Модель загружается на целевое устройство (*STM32F4Discovery*) и выполняется шагом расчёта, равным 1 мс (т. е. частота дискретизации работы устройства равна 1 кГц). Базовая модель состоит из трёх последовательных подсистем: ввода/вывода (получение информации об объекте управления, реализация рассчитанного управления), обработки сигналов (преобразование синусоидальных сигналов) и пользовательской модели (рис. 2).

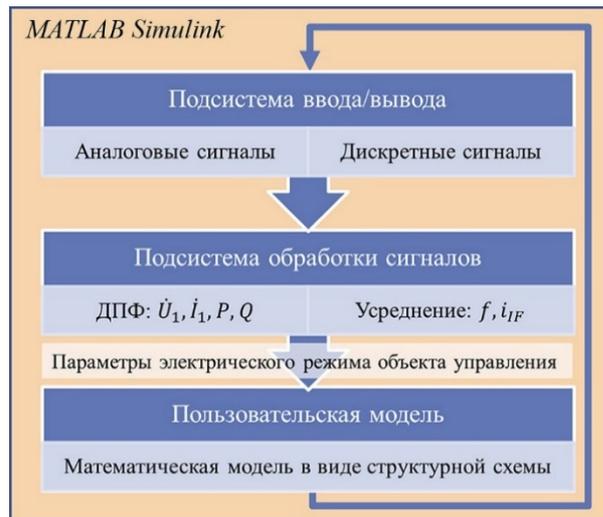


Рис. 2. Обобщенная схема алгоритма модели в *MATLAB Simulink*

2.1. Подсистема ввода/вывода

Подсистема обеспечивает получение и первичную обработку данных с АЦП, а также подготовку и вывод данных на ЦАП. Она реализует:

- 1) ввод 10 аналоговых сигналов с АЦП¹;
- 2) вывод 2 аналоговых сигналов на ЦАП;

¹ Число аналоговых сигналов может быть увеличено.

- 3) ввод 1 дискретного сигнала с кнопки¹;
- 4) вывод 4 дискретных сигналов на светодиоды¹.

2.2. Подсистема обработки сигналов

Подсистема отвечает за преобразование отсчётов АЦП в относительные единицы, их масштабирование, фильтрацию, преобразование и вычисление основных электрических параметров режима объекта управления.

Из фазных напряжений u_a, u_b, u_c и фазных токов i_a, i_b, i_c с помощью дискретного преобразования Фурье вычисляются токи и напряжения прямой, обратной, нулевой последовательностей первой гармоники в комплексной форме $\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dot{I}_0, \dot{U}_1, \dot{U}_2, \dot{U}_0$, полная \dot{S} , активная P и реактивная Q мощности, частота f . При вычислении векторов токов и напряжений используются метод, позволяющий устранить частотную погрешность измерений, появление которой вызвано неравенством фактического периода изменения сигнала и ширины окна дискретного преобразования Фурье [3].

При обработке отсчётов АЦП для сигнала по току возбуждения применяется усреднение на периоде, а также полосно-заградительный фильтр, настроенный на частоту 50 Гц. Фильтр был добавлен при тестировании реализованной модели АРВ на тестовом стенде.

2.3. Пользовательская модель

Изменение описанных подсистем ввода/вывода и обработки сигналов в большинстве задач не требуется. Они выполнены отдельными блоками, передающими на вход пользовательской модели обработанные параметры режима. Поэтому для реализации новой математической модели не требуется затрагивать сложный математический аппарат первых двух подсистем, достаточно создать новую пользовательскую модель.

Пример пользовательской модели приведен на рис. 3.

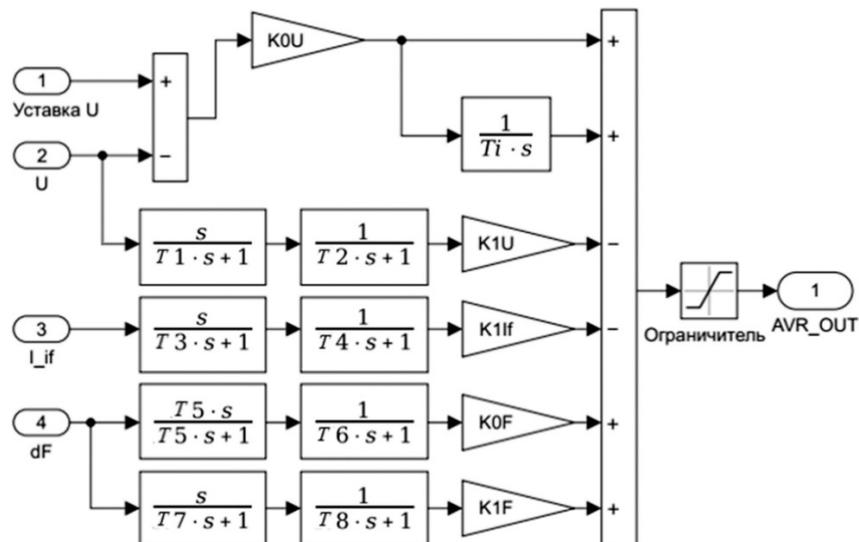


Рис. 3. Пользовательская модель АРВ в *MATLAB Simulink*

¹ Число дискретных сигналов может быть увеличено.

3. Опробование комплекса средств

3.1. Тестовый стенд

Перед использованием на ЦАФК устройства, созданные с помощью предлагаемого комплекса средств, должны быть проверены и верифицированы; также необходимо проверить весь предложенный комплекс средств (устройство, измерения и т. д.). Для этого создан специализированный стенд, функционирующий в режиме реального времени и позволяющий качественно и количественно оценить и сопоставить работу моделей, реализованных на целевом устройстве, с исходными моделями. Наиболее простым способом такой проверки является сравнение работы, реализуемой с помощью разработанного комплекса средств модели, и работы модели, реализуемой проверенным программно-аппаратным комплексом.

Стенд создан с использованием программно-аппаратного комплекса моделирования энергосистем в режиме реального времени *Real Time Digital Simulator (RTDS, ПАК РВ)*. На *RTDS* моделируется простейшая схема «генератор – линии – шины неизменного напряжения (ШИН)»; фазные напряжения генератора, приведённые к $U_{\text{лин}} = 100 \text{ В}$, выводятся через усилители напряжения; фазные токи генератора, приведённые к 5 А , выводятся через усилители тока.

Диапазон измерений АЦП платы *STM32F4Discovery* составляет $[0; 3,3] \text{ В}$, поэтому для подключения сигналов (напряжений и токов) используется блок датчиков-преобразователей, который преобразует переменные напряжения и токи в переменное напряжение в диапазоне $[0; 3,3] \text{ В}$, смещённое на $1,5 \text{ В}$, что позволяет подключить целевое устройство (см. рис. 1).

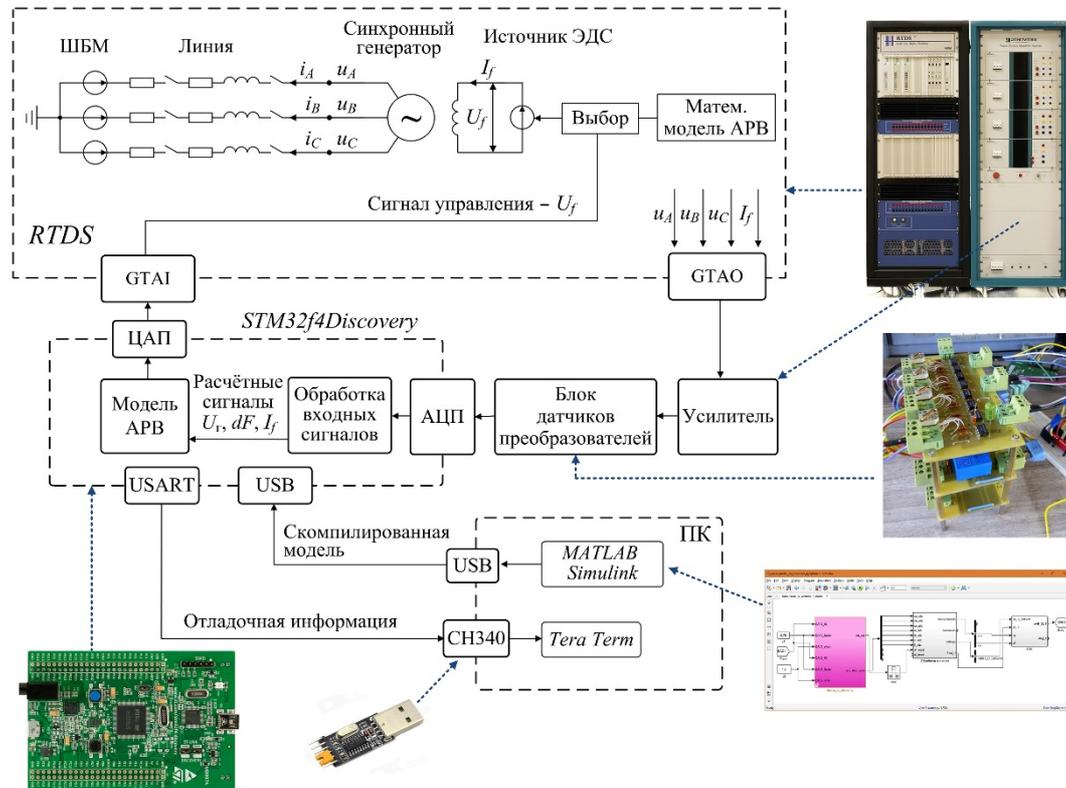


Рис. 4. Схема тестового стенда

Для проверки разработанного комплекса средств, работы целевого устройства и математической модели, реализуемой с его помощью, использована упрощённая модель АРВ сильного действия (см. рис. 3). Такая же модель реализована на *RTDS*.

Управление возбуждением модели генератора может осуществляться с внутреннего АРВ, реализованного на *RTDS*, либо с внешнего, реализованного на целевом устройстве. Схема тестового стенда представлена на рис. 4.

3.2. Верификация комплекса средств и математической модели

На рис. 5, 6 приводится сравнение переходных процессов, возникающих при моделировании неметаллического трехфазного короткого замыкания на шинах генератора при одинаковых значениях параметров настройки моделей АРВ. Основная задача сравнения – оценить степень соответствия работы требуемой к реализации математической модели и математической модели, созданной с помощью комплекса средств. Поэтому целью является не выбор настройки АРВ, а сравнение получаемой и ожидаемой реакции систем.

Напряжение возбуждения генератора на осциллограммах приведено в относительных единицах, а активная мощность синхронного генератора – в МВт. Загрузка синхронного генератора такова, что нагрузка передачи генератор–линии–ШНН составляет $\approx 80\%$ предельной передаваемой мощности.

Последовательно сравнивалась работа каждого из каналов: пропорционально-интегрального, дифференциального каналов регулятора напряжения, дифференциального канала по току возбуждения, пропорционального и дифференциального

каналов по частоте напряжения статора (пропорционально-интегральный канал по напряжению невозможно отключить).

Из осциллограмм видно, что в диапазоне частот 0–10 Гц (для этого диапазона обычно выполняется верификация моделей АРВ натурным устройством) характер электромеханических переходных процессов (ЭМП), полученных с моделью, реализованной в *RTDS*, совпадает с характером ЭМП, полученным с моделью, созданной с помощью

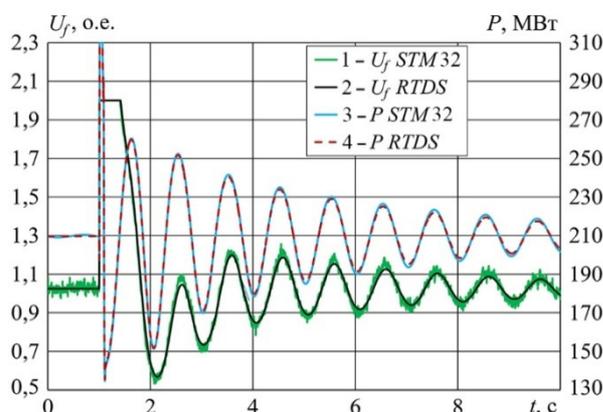


Рис. 5. Сравнение P и U_f при введеном пропорционально-интегральном канале регулирования по напряжению ($K_{0U} \neq 0$) и выведенных остальных

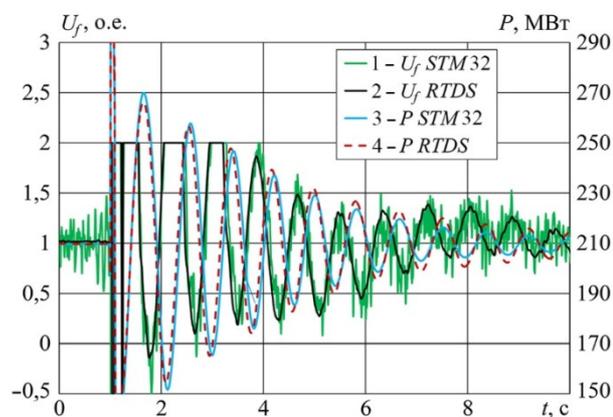


Рис. 6. Сравнение P и U_f при работе всех каналов регулирования ($K_{0U}, K_{1U}, K_{1F}, K_{0F}, K_{1F}$)

комплекса средств. В сигнале с целевого устройства присутствуют высокочастотные составляющие спектра, возможно, связанные с использованием аналогового блока датчиков преобразователей и наличием шума в сигналах на входе АЦП. Этот вопрос требует дальнейшего исследования.

3.3. Экспериментальные частотные характеристики

Для верифицирования математических моделей используется методика экспериментального определения частотных характеристик (далее – экспериментальных частотных характеристик, ЭЧХ), описанная в [3]. Частотные характеристики определяются подачей синусоидального сигнала заданной амплитуды различной частоты в диапазоне от 0,1 до 10 Гц. Определяется отношение амплитуд и фаз выходного и входного сигнала для построения ФАЧХ.

По этой методике были сняты экспериментальные частотные характеристики (ЭЧХ) каждого канала модели АРВ, реализованной на целевом устройстве, в диапазоне [0,1; 10] Гц, а ожидаемая математическая модель алгоритмов была построена на основе методов, описанных в [5].

Модель задаётся выражениями:

$$W_{K0U}(p) = -K_{0U} \cdot \left(1 + \frac{1}{T_i \cdot p}\right) \cdot W_{изм U}(p);$$

$$W_{K1U}(p) = -K_{1U} \cdot \left(\frac{p}{1 + T_{K1U_1} \cdot p} \cdot \frac{1}{1 + T_{K1U_2} \cdot p}\right) \cdot W_{изм U}(p) + W_{K0U}(p);$$

$$W_{K1IF}(p) = K_{1IF} \cdot \left(\frac{p}{1 + T_{K1IF_1} \cdot p} \cdot \frac{1}{1 + T_{K1IF_2} \cdot p}\right) \cdot W_{изм IF}(p);$$

$$W_{K0F}(p) = K_{0F} \cdot \left(\frac{T_{K0F_1} \cdot p}{1 + T_{K0F_1} \cdot p} \cdot \frac{1}{1 + T_{K0F_2} \cdot p}\right) \cdot W_{изм F}(p);$$

$$W_{K1F}(p) = K_{1F} \cdot \left(\frac{p}{1 + T_{K1F_1} \cdot p} \cdot \frac{1}{1 + T_{K1F_2} \cdot p}\right) \cdot W_{изм F}(p).$$

Так как частотные характеристики снимаются с реального устройства, а не с модели каналов регулирования, то требуется учитывать передаточные функции измерителей (измерительных алгоритмов):

$$W_{изм U}(p) = W_{ZOH}(0,02, p) \cdot W_{ZOH}\left(\frac{0,02}{6}, p\right);$$

$$W_{изм IF}(p) = W_{ZOH}(0,02, p) \cdot W_{ZOH}\left(\frac{0,02}{6}, p\right)^1;$$

$$W_{изм F}(p) = W_{ZOH}(0,03, p) \cdot W_{ZOH}\left(\frac{0,02}{6}, p\right),$$

где $W_{ZOH}(T, p) = \frac{1 - e^{-pT}}{pT}$.

¹ При снятии ФЧХ и АЧХ полосно-заградительный фильтр, настроенный на частоту 50 Гц, ещё не был установлен в канал по току возбуждения.

На рис. 7, 8 приведена часть результатов сравнения ЭЧХ и теоретически ожидаемых ЧХ. Методика сравнения АЧХ, ФЧХ и вычисления погрешности описана в стандарте [6]. Из рисунков видно, что математическая модель правильно описывает модель на целевом устройстве, по всем каналам регулирования погрешность меньше 10%, что соответствует обычным требованиям к модели АРВ согласно стандарту [6]. Это говорит о том, что технология может быть использована для качественного и количественного воспроизведения свойств натурального оборудования: корректность воспроизведения свойств натурального оборудования будет определяться только качеством пользовательской модели и корректностью учёта приведенных выражений, описывающих динамические свойства измерительных алгоритмов.

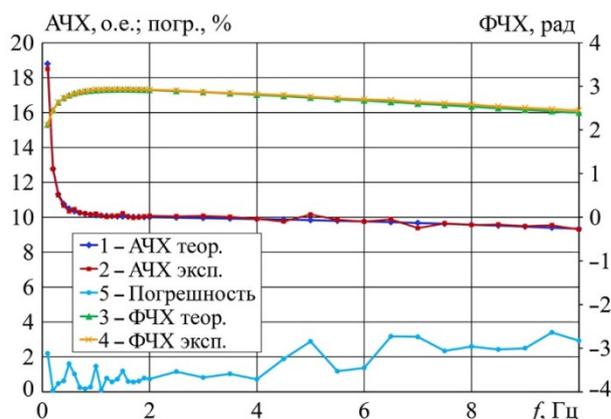


Рис. 7. ФЧХ, АЧХ и погрешность пропорционально-интегрального канала по напряжению (K_{0U})

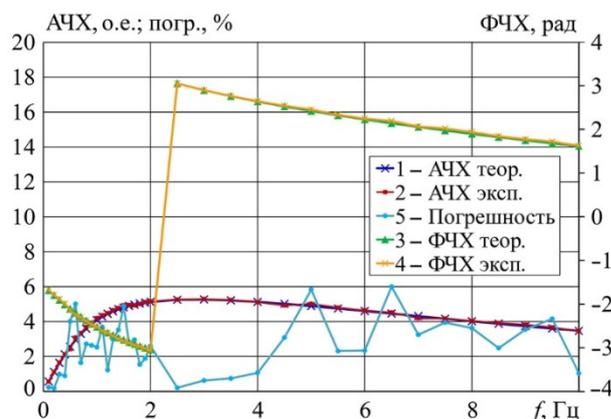


Рис. 8. АЧХ, ФЧХ и погрешность дифференциального канала регулирования по току возбуждения (K_{1IF})

Выводы

- Разработан комплекс средств, позволяющий быстро реализовать любую математическую модель на базе микропроцессорной платы с частотой дискретизации 1 кГц. С его помощью создана микропроцессорная система с математической моделью АРВ, которая успешно опробована на тестовом стенде.
- Предлагаемый комплекс средств позволяет модернизировать ЦАФК, добавив возможность применять математические модели различных АРВ, турбин и регуляторов скорости.
- Выявлено, что совместная работа встроенного АЦП с небольшим измерительным диапазоном по напряжению [0; 3,3] В и блока датчиков-преобразователей даёт низкое соотношение сигнал/шум в измеренных сигналах. Для повышения соотношения сигнал/шум предлагается замена встроенного АЦП на внешнее устройство АЦП с диапазоном ± 10 В. Аналогично рассматривается возможность использования внешних ЦАП.

Список литературы

1. Зеленин А. С., Шескин Е. Б., Штефка Й. Программно-технический комплекс для формирования и реализации цифровых моделей регуляторов возбуждения и мощности энергоблоков // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды III междунар. науч.-техн. конф.: сборник статей. В 2 т. Екатеринбург: УрФу, 2012 – С. 238–243.
2. Integrate C Functions Using Legacy Code Tool [Электронный ресурс], URL: <https://www.mathworks.com/help/simulink/sfg/integrating-existing-c-functions-into-simulink-models-with-the-legacy-code-tool.html>.
3. Штефка Й. Компенсация частотной погрешности при цифровых измерениях параметров электрического тока промышленной частоты // Известия НИИ Постоянного тока, 2010, № 64. – С. 129–135.
4. Зеленин А. С., Кабанов Д. А., Кушнир А. Н., Штефка Й. Получение экспериментальных частотных характеристик автоматических регуляторов возбуждения в замкнутом контуре управления с использованием программно-аппаратного комплекса Real Time Digital Simulator, [Электронный ресурс], URL: https://www.ntcees.ru/departments/nio_3/RTDS%20News.pdf.
5. Гуриков О. В., Зеленин А. С., Штефка Й. Методика построения математических моделей микропроцессорных АРВ // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2016, № 1 (75). – С. 45–59.
6. Стандарт организации АО «СО ЕЭС» «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов». – http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/sto_es_aer_sa_izm_2015.pdf.

Елисеев Дмитрий Алексеевич, инженер лаборатории испытаний и моделирования электроэнергетических систем отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: eliseev_d@ntcees.ru

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

E-mail: zelenin@ntcees.ru

УДК 621.311

М. А. Эдлин

Формирование внешних эквивалентов для математических моделей энергосистем

Представлен алгоритм формирования эквивалентов внешних энергосистем, примыкающих к защищаемой энергосистеме, на основе текущей информации о схеме и режиме энергосистем.

Ключевые слова: энергосистема, эквивалентный генератор, расчётная модель энергосистемы, централизованная система противоаварийной автоматики, граничный узел, граничная ветвь, трансформатор связи.

Введение

Внедрение в ЕЭС России централизованных систем противоаварийной автоматики (ЦСПА) третьего поколения [1], осуществляющих выбор управляющих воздействий для локализации аварийных процессов по условиям как статической, так и динамической устойчивости, потребовало уточнения расчётных моделей защищаемых энергосистем, в первую очередь, в части введения в расчётные модели динамических характеристик энергообъектов этих энергосистем. При этом, если в получении динамических характеристик конкретных элементов энергосистем трудностей, как правило, не возникает, то регулярной методики формирования динамических эквивалентов внешних энергосистем, учитывающей текущее состояние схемы и режима этих энергосистем, к настоящему моменту времени разработано не было.

В статье представлен алгоритм формирования эквивалентов внешних энергосистем, примыкающих к защищаемой энергосистеме, на основе текущей информации о схеме и режиме энергосистем. Программные модули, реализующие этот алгоритм, в настоящее время используются в комплексах ЦСПА энергосистем России и в разрабатываемом комплексе координирующей системы противоаварийной автоматики (КСПА).

Методика формирования внешних эквивалентов

В настоящее время отсутствуют общепринятые методики формирования расчётных моделей энергосистем. Вследствие этого используемые модели, как правило, очень громоздки (содержат более половины электросетей смежных энергосистем, состав и режим которых не оценивается) и не пригодны для использования в ЦСПА.

Для ЦСПА требуются компактные модели внешних энергосистем, сопрягаемые с моделью защищаемой энергосистемы, которые обеспечивают:

- надёжную оценку текущего режима расчётной модели, включающей в себя модели внешних энергосистем;
- по возможности близкое к истинному распределение потоков мощности по межсистемным связям при возникновении аварийных небалансов мощности в защищаемой энергосистеме и при утяжелении режима в процессе определения запасов статической устойчивости за счёт увеличения (уменьшения) генерации (потребления) в смежных энергосистемах.

Сущность предлагаемого подхода к формированию моделей внешних энергосистем состоит в следующем.

Предварительно анализируется поведение внешних энергосистем при аварийных возмущениях в защищаемой энергосистеме. Во внешних энергосистемах определяются группы генераторов, двигающиеся во всех рассматриваемых аварийных процессах синфазно. Каждая из таких групп представляется одним эквивалентным генератором с соответствующей эквивалентной нагрузкой.

Расчётная модель защищаемой энергосистемы должна включать в себя все элементы электрической сети этой энергосистемы, связи с внешними энергосистемами и примыкающие элементы внешних энергосистем до граничных узлов. Граничные узлы выбираются таким образом, чтобы они располагались наиболее близко к границам защищаемой энергосистемы, но при этом возможные аварийные сечения, возникающие при всех рассматриваемых аварийных возмущениях в защищаемой энергосистеме, а также опасные сечения, выявляемые при оценке запасов по статической устойчивости в послеаварийных режимах, не должны проходить через ветви, примыкающие к граничным узлам.

Таким образом, основная часть расчётной модели формируется на основании предварительных расчётов в более полной схеме. При использовании для ЦСПА эта часть расчётной модели должна быть обеспечена телеизмерениями и телесигнализацией в объёме, необходимом для получения надёжной и качественной оценки текущего режима. Также по результатам оценки текущего режима должны быть получены данные о перетоках мощности по *граничным ветвям* – ветвям, соединяющим граничные узлы с внешней схемой.

Эквивалентные генераторы внешних энергосистем, объединяющие в себе, как уже упоминалось, все генераторы внешних энергосистем, двигающиеся синфазно при всех рассматриваемых аварийных возмущениях в защищаемой энергосистеме, подключены к *узлам эквивалентных генераторов*. К этим же узлам подключена и *нагрузка эквивалентных генераторов*. Узлы эквивалентных генераторов соединяются с соответствующими граничными узлами основной схемы расчётной модели с помощью *трансформаторов связи с эквивалентными генераторами*. Это – фазоповоротные трансформаторы. Их параметры выбираются для каждого оцененного режима расчётной модели таким образом, чтобы точно передавать от граничного узла к узлу эквивалентного генератора те потоки активной и реактивной мощности, которые текли по граничным ветвям в оцененном режиме, а также обеспечивать близкое к истинному распределение потоков мощности по межсистемным связям в переходных процессах и в послеаварийных режимах.

В тех случаях, когда имеется несколько эквивалентных генераторов внешних энергосистем, связанных между собой, в расчётной модели должна быть представлена связь между эквивалентными генераторами, отражающая текущее состояние и режим реальной связи между двумя частями внешней энергосистемы. В качестве примера на рис. 1 упрощенно представлена схема расчётной модели ОЭС Средней Волги. На рисунке показаны только граничные узлы основной сети расчётной модели ОЭС, эквивалентные генераторы и трансформаторы связи, соединяющие граничные узлы с эквивалентными генераторами. Связь между эквивалентными генераторами ОЭС Центра и Северо-Запада и эквивалентным генератором ОЭС Юга осуществляется через ПС Балашовская с помощью ТС6 и ТС7.

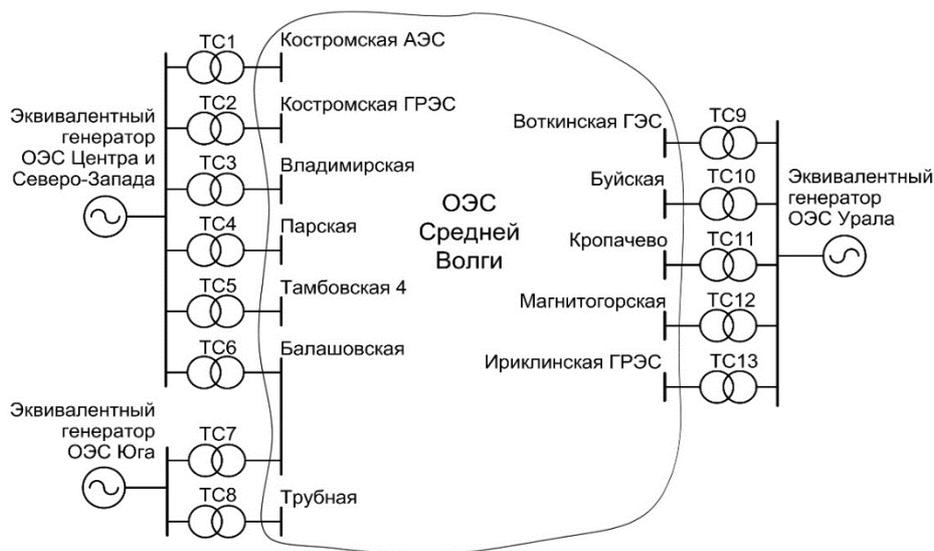


Рис. 1

Определение параметров трансформаторов связи с эквивалентными генераторами

Оценка текущего режима производится в расширенной схеме расчётной модели, включающей в себя, как минимум, помимо защищаемой энергосистемы граничные ветви, связывающие её с внешней энергосистемой. На рис. 2 представлен фрагмент схемы ЭС, подлежащий оценке состояния.

После формирования расчётной модели представленный фрагмент схемы будет выглядеть так, как показано на рис. 3.

Определению подлежат параметры трансформаторов связи:

Z_{tc} – внутреннее сопротивление трансформатора,

K_{tr} и K_{ti} – вещественная и мнимая составляющие коэффициента трансформации.

Величины Z_{tc} трансформаторов связи определяют как будут распределяться потоки активной и реактивной мощности между трансформаторами связи, связывающими различные граничные узлы с общим для них узлом эквивалентного генератора в переходных процессах и при возникновении небалансов мощности. Многочисленные расчёты по сопоставлению изменений перетоков мощности по граничным ветвям в полных схемах энергосистем и в трансформаторах связи – в эквивалентных схемах энергосистем для различных энергосистем показали, что наиболее близкое к истинному распределение мощностей между трансформаторами связи получается при выборе в качестве сопротивлений трансформаторов суммарного сопротивления трехфазного короткого замыкания в граничном узле для всех,

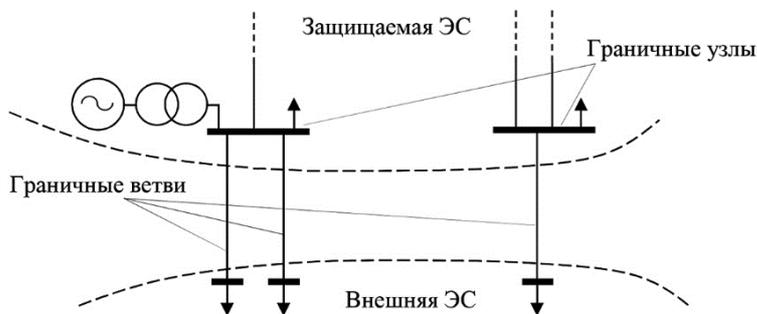


Рис. 2

примыкающих к нему граничных ветвей. При этом в момент возникновения короткого замыкания граничные ветви, примыкающие ко всем остальным граничным узлам защищаемой энергосистемы, отключаются. Таким образом, внутреннее сопротивление трансформатора связи для данного граничного узла определится из соотношения:

$$Z_{ic} = jX_{ic} = j \frac{1,1 \cdot U_n}{\sqrt{3 \cdot \sum I_{kz}}},$$

где U_n – номинальное напряжение сети в граничном узле примыкания;

$\sum I_{kz}$ – сумма токов КЗ граничных ветвей в месте подключения к граничному узлу.

Расчёт величин сопротивлений трансформаторов связи следует производить не реже чем после каждого изменения состава электросетевых элементов внешних энергосистем.

Расчёт коэффициентов трансформации проводится для каждого цикла расчётов ЦСПА после оценки состояния защищаемой энергосистемы. В качестве исходных данных для расчёта используются:

$U_{гр}$ – модуль напряжения в граничном узле;

$\delta_{гр}$ – фаза напряжения в граничном узле;

$P_{гр}$ – суммарная активная мощность, втекающая в граничный узел (положительное направление);

$Q_{гр}$ – суммарная реактивная мощность, втекающая в граничный узел.

Коэффициенты трансформации рассчитываются по следующим выражениям:

$$U_x = \frac{1}{U_{гр}} \sqrt{(U_{гр}^2 + Q_{гр} \cdot X_{ic})^2 + (P_{гр} \cdot X_{ic})^2}; \quad \operatorname{tg}(\delta_x) = \frac{P_{гр} \cdot X_{ic}}{U_{гр}^2 + Q_{гр} \cdot X_{ic}};$$

$$\cos(\delta_x) = \frac{U_{гр}^2 + Q_{гр} \cdot X_{ic}}{\sqrt{(U_{гр}^2 + Q_{гр} \cdot X_{ic})^2 + (P_{гр} \cdot X_{ic})^2}}; \quad \sin(\delta_x) = \frac{P_{гр} \cdot X_{ic}}{\sqrt{(U_{гр}^2 + Q_{гр} \cdot X_{ic})^2 + (P_{гр} \cdot X_{ic})^2}};$$

$$K_{tr} = \frac{U_E}{U_x} \cos(\delta_E - \delta_x - \delta_{гр}); \quad K_{ii} = \frac{U_E}{U_x} \sin(\delta_E - \delta_x - \delta_{гр}).$$

Модуль U_E и фаза δ_E напряжения в эквивалентном узле могут быть заданы произвольно. Под эти значения всегда подстраиваются коэффициенты трансформации трансформаторов связи.

Определение параметров узла внешнего эквивалентного генератора

В перечень параметров узла внешнего эквивалентного генератора, подлежащих определению, входят:

U_E – модуль напряжения в эквивалентном узле;

δ_E – фаза напряжения в эквивалентном узле;

P_{Egn} – номинальная активная мощность эквивалентного генератора;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности эквивалентного генератора;

Hj_{Eg} – постоянная инерции эквивалентного генератора;

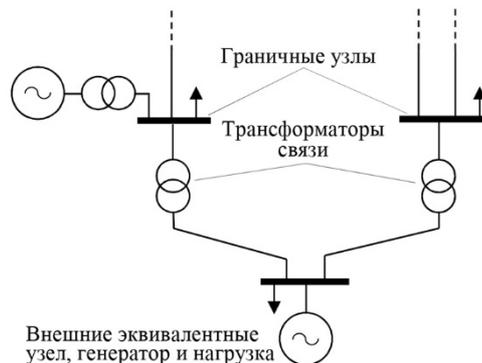


Рис. 3

X_{Eg} – внутреннее сопротивление эквивалентного генератора (эквивалентные генераторы предполагается моделировать постоянством ЭДС за внутренним реактивным сопротивлением);

P_{Eg} – загрузка эквивалентного генератора по активной мощности;

Q_{Eg} – загрузка эквивалентного генератора по реактивной мощности;

P_{EN} – активная нагрузка эквивалентного узла;

Q_{EN} – реактивная нагрузка эквивалентного узла.

Выше было показано, что величины U_E и δ_E могут быть выбраны произвольно. Номинальная активная мощность эквивалентного генератора принимается равной сумме номинальных активных мощностей внешней схемы, движение которых моделирует рассматриваемый эквивалентный генератор: $P_{Egn} = \sum P_{gn}$.

Коэффициент мощности эквивалентного генератора принимаем равным $\cos\varphi=0,85$.

Постоянная инерции эквивалентного генератора (МВт·с) равна сумме постоянных инерции моделируемых генераторов: $H_{J_{Eg}} = \sum H_{J_g}$.

Внутреннее сопротивление эквивалентного генератора принимается минимальным, $X_{Eg} = 0,01$ Ом, поскольку сверхпереходные сопротивления всех эквивалентных генераторов учтены в сопротивлении трансформаторов связи.

Загрузка эквивалентного генератора по активной мощности принимается равной его номинальной активной мощности, сниженной на нормативную величину вращающегося резерва (P_{vr}): $P_{Eg} = P_{Egn} - P_{vr}$. Загрузка эквивалентного генератора по реактивной мощности может быть выбрана произвольно. Для определенности принимаем $Q_{Eg} = 0,3 \cdot P_{Eg}$.

Величины активной и реактивной нагрузок в эквивалентном узле определяются по балансу мощностей. Поскольку потери активной мощности в трансформаторах связи отсутствуют, то: $P_{EN} = P_{Eg} - \sum P_{гр}$, где $\sum P_{гр}$ – суммарная активная мощность, передаваемая из узла эквивалентного генератора в связанные с ним граничные узлы.

В уравнении баланса по реактивной мощности следует учитывать потери в трансформаторах связи (ΔQ_{tc}):

$$Q_{EN} = Q_{Eg} - \sum Q_{гр} - \sum \Delta Q_{tc},$$

где $\sum Q_{гр}$ – суммарная реактивная мощность, передаваемая из узла эквивалентного генератора в связанные с ним граничные узлы, $\sum \Delta Q_{tc}$ – суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах связи. Величины ΔQ_{tc} определяются из выражения:

$$\Delta Q_{tc} = X_{tc} \frac{P_{гр}^2 + Q_{гр}^2}{U_{гр}^2}.$$

Статические характеристики нагрузки узла эквивалентного генератора по напряжению могут быть заданы произвольно, поскольку величина напряжения в эквивалентном узле меняться не должна.

Организация вычислений для формирования расчётной модели защищаемой энергосистемы

Процесс формирования расчётной модели энергосистемы разделяется на 2 этапа, каждый из которых использует собственную базу исходных данных и выполняется с различной периодичностью.

На первом этапе выполняются расчёты сопротивлений трансформаторов связи с эквивалентными узлами, X_{tc} , определяются номинальная активная мощность эквивалентных генераторов, P_{Egn} , и постоянные инерции эквивалентных генераторов, Hj_{Eg} . Для получения этих величин в качестве исходных данных используется информация об элементах сети внешних энергосистем. Повторение расчётов производится по факту изменения состава электросетевых элементов внешних энергосистем. Этот этап расчётов может выполняться либо на сервере КСПА, либо на серверах внешних энергосистем, из которых результаты расчётов передаются в КСПА и, далее, в ЦСПА защищаемой энергосистемы.

Второй этап расчётов выполняется на сервере ЦСПА в следующем порядке.

1. Оценивается текущий режим расширенной схемы защищаемой энергосистемы, включающей в себя как минимум граничные узлы и граничные ветви.

2. По результатам оценки напряжений в граничных узлах и перетоков мощности по граничным ветвям определяются коэффициенты трансформации трансформаторов связи, K_{lr} и K_{li} .

3. Рассчитываются недостающие режимные параметры эквивалентных генераторов и нагрузок эквивалентных узлов

В результате получается расчётная модель защищаемой энергосистемы с полностью сбалансированным режимом, готовая к расчётам управляющих воздействий противоаварийной автоматики.

Заключение

К настоящему времени (конец 2018 г.) разработаны программные модули, реализующие представленный алгоритм. Эти модули протестированы и используются в комплексах ЦСПА энергосистем России и в разрабатываемом комплексе КСПА.

Представляется целесообразным использование эквивалентов внешних энергосистем, получаемых с использованием разработанных алгоритмов, при проведении технологических расчётов статической и динамической устойчивости в филиалах АО «СО ЕЭС».

Применению изложенной методики получения эквивалентов внешних энергосистем должны предшествовать исследования по выбору граничных узлов и ветвей, таких чтобы все возможные аварийные сечения, возникающие при всех рассматриваемых аварийных возмущениях в защищаемой энергосистеме, а также опасные сечения, выявляемые при оценке запасов по статической устойчивости в послеаварийных режимах, не проходили через ветви, примыкающие к граничным узлам.

Список литературы

1. Коцеев Л. А., Кац П. Я., Эдлин М. А., Шутьгинов Н. Г., Жуков А. В., Демчук А. Т. Технологический алгоритм централизованной системы противоаварийной автоматики нового поколения // Электрические станции, 2010, № 11. – С. 27–33.

Эдлин Михаил Аронович, канд. техн. наук, ведущий научный сотрудник лаборатории ЦСПА Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: edlin_m@ntcees.ru

УДК 621.311

Е. И. Белов

Исследование влияния параметров узлов и ветвей на сенсорность элементов электроэнергетической системы

Определены элементы (узлы и ветви) электроэнергетической системы (ЭЭС), изменение параметров которых наибольшим образом влияет на сенсорность её элементов, путём анализа минимального сингулярного значения матрицы Якоби. Проведены экспериментальные расчёты режимов в ПК *RastrWin* для проверки корректности результатов поиска узлов и ветвей, определяющих сенсорность элементов ЭЭС.

Ключевые слова: матрица Якоби, сингулярный анализ, сенсорные узлы и ветви, минимальное сингулярное значение.

Введение

Электроэнергетическая система (ЭЭС) непрерывно подвергается внешним и внутренним возмущениям, таким как изменения нагрузок, состояния коммутационных аппаратов, величин генерируемой активной и реактивной мощностей, короткие замыкания, аварийные отключения оборудования, работа защит, противоаварийной и режимной автоматик. Все эти возмущения вызывают колебания параметров режима: напряжений в узлах сети, перетоков мощностей в контролируемых сечениях и др. Изменение параметров зависит как от вида и величины воздействия, места его приложения (внешних факторов), так и от схемы и параметров элементов ЭЭС (внутренних факторов) [1].

Опыт расчётов установившихся электроэнергетических режимов показывает, что, как всякая сложная система, ЭЭС неоднородна и неравнопрочна: параметры режима некоторых элементов ЭЭС (узлов, связей) в среднем относительно сильнее реагируют на возмущения [1, 2]. Более того, возмущения, прикладываемые в разные места ЭЭС, вызывают заметную реакцию одних и тех же параметров режима: при разной локализации возмущений больше всего изменяются модули напряжения в одних и тех же узлах, перегружаются по току одни и те же сетевые элементы. Элементы схемы сети, параметры режима которых в большей степени изменяются при случайных изменениях в топологии схемы сети и нагрузок, были названы в [2] сенсорными.

В [1] показано, что для выявления сенсорных узлов, параметры режима которых наиболее чувствительны к таким внешним возмущениям, как изменение активных и реактивных нагрузок, может использоваться сингулярное разложение матрицы Якоби.

Неоднородность ЭЭС, приводящая к появлению сенсоров, определяется во многом топологией ЭЭС и параметрами её элементов, причем можно выделить такие элементы ЭЭС, изменение параметров которых в наибольшей степени влияет на величину реакции ЭЭС на возмущения [2]. Эта информация может быть использована для определения необходимых видов, объемов и мест реализации управляющих воздействий ПА (ОГ, ОН, ДС и других) для следующих целей: обеспечения устойчивости электростанций, обеспечения допустимых параметров электроэнер-

гетического режима, определения мест размещения устройств ПА, определения мест размещения и параметров средств компенсации реактивной мощности. В настоящей статье рассмотрен способ поиска таких элементов ЭЭС на основе анализа минимального сингулярного значения матрицы Якоби.

1. Поиск ветвей, определяющих сенсорность элементов ЭЭС, путём анализа минимального сингулярного значения матрицы Якоби

Рассмотрим эквивалентную схему энергосистемы Калининградской области (рис. 1).

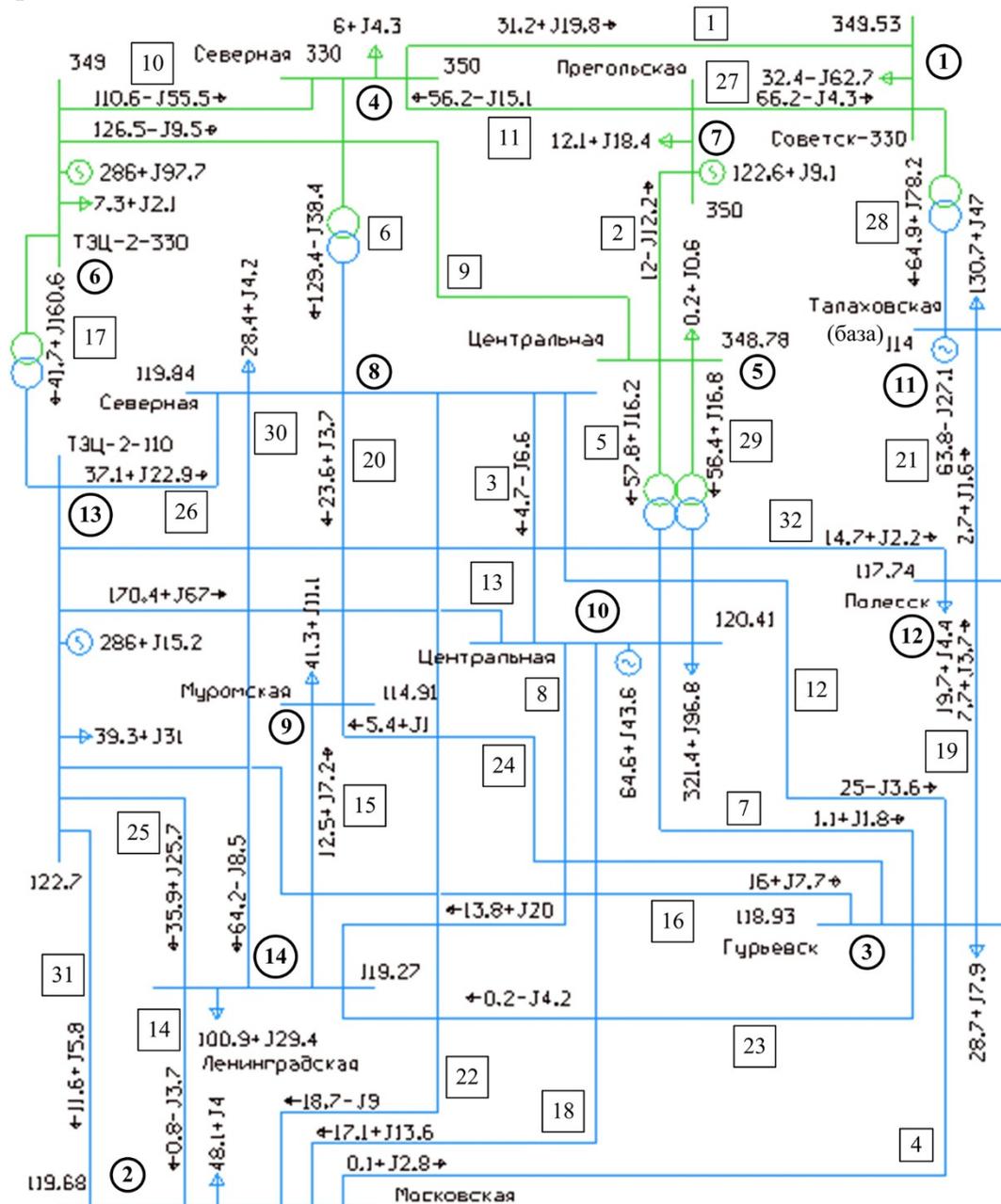


Рис. 1. Потокораспределение в исследуемой сети в нормальном режиме

Она содержит:

- 2 класса напряжений: 110 и 330 кВ;
- 14 узлов;
- 32 ветви (27 ЛЭП (шесть ЛЭП напряжением 330 кВ и 21 ЛЭП напряжением 110 кВ) и 5 автотрансформаторов (напряжением 330/110 кВ)).

Потребление активной мощности энергосистемы составляет 823 МВт (нагрузка – 816,35 МВт, потери – 6,45 МВт).

Определим в рассматриваемой ЭЭС ветви, изменение параметров которых в наибольшей степени будет влиять на изменение реакции рассматриваемой энергосистемы на возмущения.

Согласно [1], индикатором увеличения сенсорности является уменьшение минимального сингулярного значения матрицы Якоби. Поэтому для оценки влияния сопротивления ветвей рассматриваемой схемы сети на сенсорность её элементов требуется оценить производные минимального сингулярного значения матрицы Якоби по проводимостям ветвей:

$$\frac{\partial \sigma_1}{\partial y_i} = w_1^T \left(\frac{\partial J}{\partial y_i} \right) v_1, \quad (1)$$

где σ_1 – минимальное сингулярное значение матрицы Якоби; y_i – проводимость i -й ветви; w_1 и v_1 – первый левый и первый правый сингулярные векторы; J – матрица Якоби. Матрица $\frac{\partial J}{\partial y_i}$ частных производных от матрицы Якоби по проводимостям ветвей анализируемой схемы имеет структуру:

$$\frac{\partial J}{\partial y_i} = \begin{pmatrix} \frac{\partial^2 P}{\partial \delta \partial y_i} & \frac{\partial^2 P}{\partial U \partial y_i} \\ \frac{\partial^2 Q}{\partial \delta \partial y_i} & \frac{\partial^2 Q}{\partial U \partial y_i} \end{pmatrix}. \quad (2)$$

В результате получим распределение значений производных по ветвям, представленное на рис. 2.

Анализируя полученные результаты, можем отнести к определяющим ветви под номерами 10 и 11.

2. Поиск ветвей, определяющих сенсорность элементов ЭЭС, экспериментальным методом

Согласно [1], минимальное сингулярное значение матрицы Якоби должно изменяться сильнее при изменении параметров тех ветвей, которые оказывают наибольшее влияние на сенсорность элементов ЭЭС. Построим зависимость величины первого сингулярного числа матрицы Якоби (оно же минимальное) от сопротивлений ветвей схемы. Для сравнения возьмём определяющую ветвь 11 и ветвь 23 (одна из ветвей, для которых производная минимального сингулярного значения

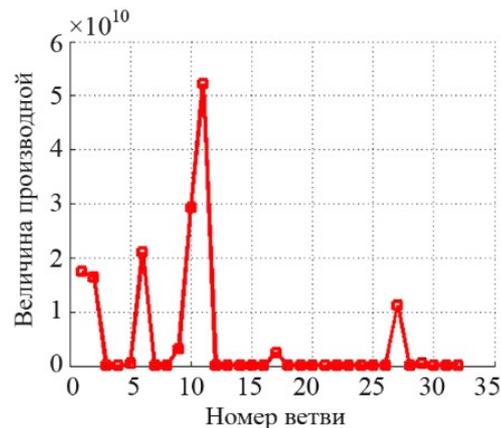


Рис. 2. Значения производных минимального сингулярного значения матрицы Якоби по проводимостям ветвей

матрицы Якоби по проводимости ветви минимальна (рис. 2)) и будем изменять их индуктивные сопротивления. В результате получим зависимости, представленные на рис. 3.

Как видно из рисунка минимальное сингулярное значение матрицы Якоби сильнее увеличивается при снижении сопротивления ветви 11, чем при снижении сопротивления ветви 23 (при изменении сопротивления ветви 23 минимальное сингулярное значение матрицы Якоби почти не меняется).

В исходном режиме минимальное сингулярное число равняется 480,12. Следующее за ним по возрастанию сингулярное число равняется 5 588,2, т. е. в 11,6 раз больше. То, что минимальное сингулярное число существенно меньше остальных сингулярных чисел, согласно [1], свидетельствует о наличии сильной неоднородности электрической сети.

Проанализируем, как будет изменяться сенсорность конкретных элементов рассматриваемой схемы сети при изменении параметров определяющих ветвей.

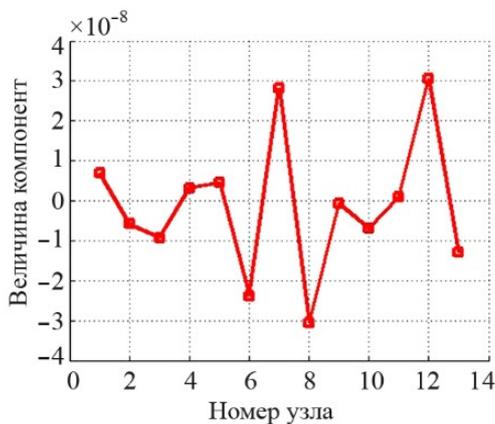


Рис. 4. Значения соответствующих модулям узловых напряжений компонент первого правого сингулярного вектора

Проведём эксперимент в ПК *RastrWin*, в ходе которого будем увеличивать активную мощность нагрузки во всех узлах на 20 МВт относительно исходного режима и фиксировать, как в узле 13 при этом будет изменяться отклонение модуля напряжения (от значения в исходном режиме) для случая изменения индуктивного сопротивления сначала определяющей ветви 11, а затем ветви 23. Результаты эксперимента представлены на рис. 5.

Как видно из рисунка при одинаковых утяжелениях режима отклонение напряжения в узле 13 сильнее снижается при снижении индуктивного сопротивления определяющей ветви 11, чем при снижении индуктивного сопротивления ветви 23

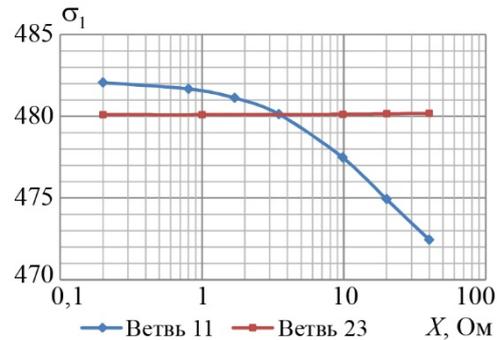


Рис. 3. Изменение минимального сингулярного значения матрицы Якоби при изменении индуктивного сопротивления ветвей 11 и 23

Найдём сенсорные узлы в рассматриваемой схеме с помощью сингулярного анализа матрицы Якоби. Согласно [1], наибольшие изменения модулей напряжений, связанные с изменениями нагрузок, можно ожидать в узлах, соответствующих максимальным компонентам правого сингулярного вектора (приведены на рис. 4). Из рисунка следует, что наиболее сенсорным является узел 13 (так как строка и столбец, соответствующие базисному узлу (№ 11), удаляются из матрицы Якоби, то начиная с него нумерация узлов на рис. 4 сдвинута на 1 узел назад (например, узел № 12 теперь стал узлом № 11)).

(при снижении индуктивного сопротивления ветви 23 отклонение напряжения в узле 13 практически не меняется, даже немного увеличивается).

Проведём аналогичный эксперимент, в ходе которого будем увеличивать реактивную мощность нагрузки во всех узлах на 20 Мвар относительно исходного режима. Результаты эксперимента представлены на рис. 6.

Из рисунка следует, что снижение сопротивления ветви 11 сильнее влияет на снижение сенсорности узла 13 по модулю напряжения (как и в опыте с утяжелением по активной мощности, при изменении сопротивления ветви 23 отклонение напряжения в узле 13 практически не меняется).

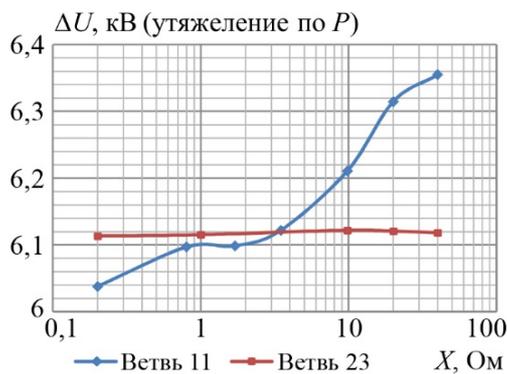


Рис. 5. Изменение отклонения напряжения в узле 13 при изменении индуктивного сопротивления ветвей 11 и 23 для случая утяжеления режима по активной мощности

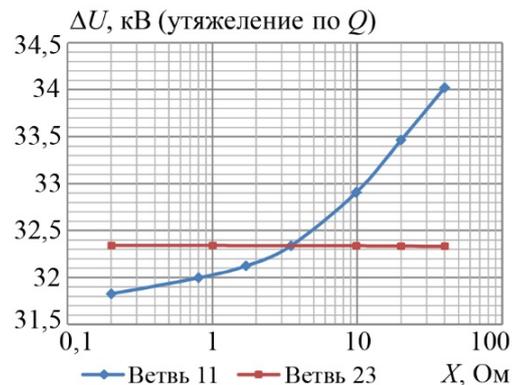


Рис. 6. Изменение отклонения напряжения в узле 13 при изменении индуктивного сопротивления ветвей 11 и 23 для случая утяжеления режима по реактивной мощности

Таким образом, результаты эксперимента в ПК *RastrWin* полностью подтвердили результаты поиска определяющих ветвей с помощью анализа минимального сингулярного значения матрицы Якоби.

3. Поиск узлов, определяющих сенсорность элементов ЭЭС, путём анализа минимального сингулярного значения матрицы Якоби

Согласно [1], для оценки влияния проводимости шунтов в узлах рассматриваемой схемы сети на сенсорность её элементов необходимо оценить производные минимального сингулярного значения матрицы Якоби по проводимости шунтов в узлах:

$$\frac{\partial \sigma_1}{\partial y_{\text{ш}i}} = w_1^T \left(\frac{\partial J}{\partial y_{\text{ш}i}} \right) v_1, \quad (3)$$

где σ_1 – минимальное сингулярное значение матрицы Якоби;

$y_{\text{ш}i}$ – проводимость шунта в i -м узле;

w_1 и v_1 – первый левый и первый правый сингулярные векторы;

J – матрица Якоби. Матрица $\frac{\partial J}{\partial y_{\text{ш}i}}$ частных производных от матрицы Якоби по проводимости шунтов в узлах анализируемой схемы имеет структуру:

$$\frac{\partial J}{\partial y_i} = \begin{pmatrix} \frac{\partial^2 P}{\partial \delta \partial y_{\text{ш}i}} & \frac{\partial^2 P}{\partial U \partial y_{\text{ш}i}} \\ \frac{\partial^2 Q}{\partial \delta \partial y_{\text{ш}i}} & \frac{\partial^2 Q}{\partial U \partial y_{\text{ш}i}} \end{pmatrix}. \quad (4)$$

Полученное распределение по узлам величин производных минимального сингулярного значения матрицы Якоби по проводимости шунтов в узлах представлено на рис. 7 (так как строка и столбец, соответствующие базисному узлу, удаляются из матрицы Якоби, то начиная с него (узел № 11) нумерация узлов на рисунках сдвинута на 1 узел назад (например, узел № 13 теперь стал узлом № 12)).

Анализируя полученные результаты, можем отнести к определяющим узел под номером 7.

4. Поиск узлов, определяющих сенсорность элементов ЭЭС, экспериментальным методом

Согласно [1], минимальное сингулярное значение матрицы Якоби должно изменяться сильнее при изменении параметров тех узлов, которые оказывают наибольшее влияние на сенсорность элементов схемы. Построим зависимость величины первого сингулярного числа матрицы Якоби (оно же минимальное) от проводимости шунтов в узлах схемы. Для сравнения возьмём определяющий узел 7 и узел 9 и будем увеличивать проводимость ёмкостного шунта в них. В результате получим зависимости, показанные на рис. 8.

Как видно из рисунка минимальное сингулярное значение матрицы Якоби сильнее увеличивается при увеличении проводимости ёмкостного шунта в узле 7, чем при увеличении проводимости ёмкостного шунта в узле 9. При этом при значениях проводимости шунта в узле 7 больших 1600 мкСм наблюдается повышение напряжения в узлах рассматриваемой схемы более, чем на 100% от номинального.

Проанализируем, как будет изменяться сенсорность конкретных элементов рассматриваемой схемы сети при изменении параметров определяющего узла. Проведём эксперимент в ПК *RastrWin*, в ходе которого будем увеличивать активную

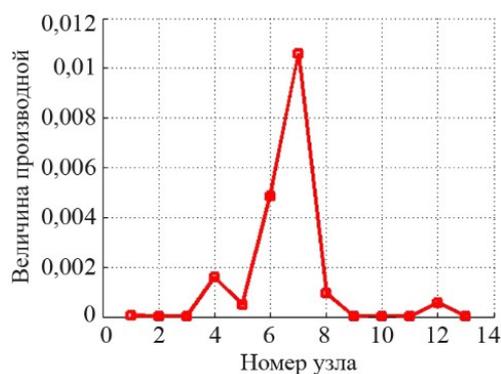


Рис. 7. Значения производных минимального сингулярного значения матрицы Якоби по проводимости шунтов в узлах

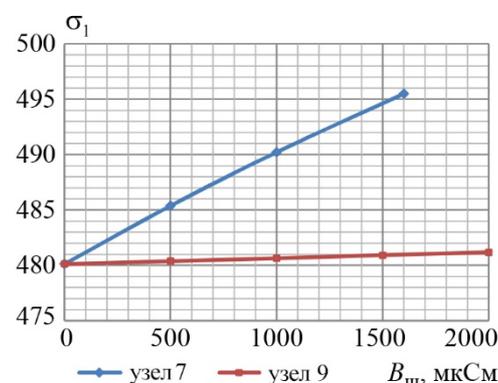


Рис. 8. Изменение минимального сингулярного значения матрицы Якоби при изменении проводимости шунтов в узлах

мощность нагрузки во всех узлах на 20 МВт относительно исходного режима и фиксировать, как в узле 13 при этом будет изменяться отклонение модуля напряжения (от значения в исходном режиме) при увеличении проводимости ёмкостного шунта поочерёдно в узлах 7 и 9. Результаты эксперимента представлены на рис. 9.

Как видно из рисунка при одинаковых утяжелениях режима отклонение напряжения в узле 13 сильнее снижается при увеличении проводимости ёмкостного шунта в узле 7, чем в узле 9 (при увеличении проводимости ёмкостного шунта в узле 9 отклонение напряжения даже не снижается, а растёт).

Проведём аналогичный эксперимент, в ходе которого будем увеличивать реактивную мощность нагрузки во всех узлах на 20 Мвар относительно исходного режима. Результаты эксперимента представлены на рис. 10.

Из рисунка также следует, что увеличение проводимости шунта в узле 7 сильнее влияет на снижение сенсорности узла 13 по модулю напряжения, чем увеличение проводимости шунта в узле 9.

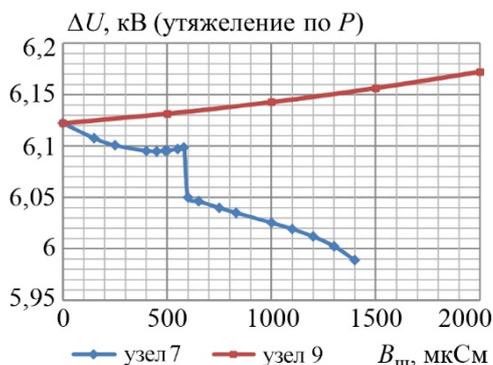


Рис. 9. Изменение отклонения напряжения в узле 13 при изменении проводимости шунта в узлах 7 и 9 для случая утяжеления режима по активной мощности

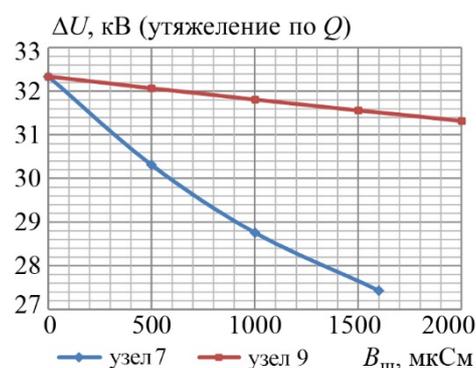


Рис. 10. Изменение отклонения напряжения в узле 13 при изменении проводимости шунта в узлах 7 и 9 для случая утяжеления режима по реактивной мощности

Таким образом, результаты эксперимента в ПК *RastrWin* полностью подтвердили результаты поиска определяющих узлов с помощью анализа минимального сингулярного значения матрицы Якоби.

Заключение

В настоящей статье для эквивалентной схемы энергосистемы Калининградской области путём анализа минимального сингулярного значения матрицы Якоби по проводимостям каждой ветви и по проводимости шунта в каждом узле определены узлы и ветви, изменение параметров которых наибольшим образом будет влиять на реакцию рассматриваемой энергосистемы на возмущения.

Корректность результатов поиска определяющих узлов и ветвей в рассматриваемой схеме подтверждена экспериментально расчётами режимов в ПК *RastrWin*.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что анализ производных минимального сингулярного значения матрицы Якоби по проводимостям шунтов в узлах схемы сети и по проводимостям ветвей схемы сети можно успешно использовать

для определения узлов и ветвей, изменение параметров которых будет наибольшим образом влиять на сенсорность элементов этой сети. Эта информация может быть использована для следующих целей:

- определения необходимых видов, объемов и мест реализации управляющих воздействий ПА (ОГ, ОН, ДС и других);
- определения мест размещения локальных устройств ПА;
- определения мест размещения и параметров средств компенсации реактивной мощности;
- поиска траектории утяжеления режима, которой соответствует наименьшая предельная мощность в контролируемом сечении;
- определения критических по напряжению узлов, которые могут привести к нарушению устойчивости;
- определения оптимального расположения устройств FACTS в ЭЭС и др.

Список литературы

1. *Войтов О. Н., Воронай 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., Воронай 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., Латманнизова 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., Латманнизова 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.

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 ЭЭС» ОДУ Северо-Запада).

E-mail: belov-ei@odusz.so-ups.ru

УДК 621.313

Л. А. Коцеев, П. В. Сокур, Ю. Г. Шакарян

Эффективность применения асинхронизированных генераторов-двигателей на ГАЭС

Рост установленной мощности возобновляемой энергетики за рубежом предъявляет повышенные требования к маневренности и регулирующим возможностям ГАЭС. Применение асинхронизированных генераторов-двигателей (АСГД) с переменной частотой вращения на ГАЭС позволяет расширить регулировочный диапазон агрегата по активной мощности, регулировать активную мощность в насосном режиме, повысить КПД гидроагрегата. В статье рассмотрен принцип действия АСГД, проведен обзор зарубежного и отечественного опыта применения таких генераторов.

Ключевые слова: асинхронизированный гидрогенератор-двигатель, ГАЭС, векторное управление, насосный режим.

Введение

В 1960 г. вышла в свет книга М. М. Ботвинника «Асинхронизированная синхронная машина» [1]. В этой работе была теоретически обоснована идея создания электрической машины, сочетающей свойства синхронных и асинхронных машин. Устойчивость асинхронизированной синхронной машины лимитируется скольжением, как у асинхронной машины. При этом, как и у синхронной машины имеется возбуждение, что позволяет регулировать реактивную мощность (напряжение).

Выход в свет книги М. М. Ботвинника относится к времени бурного развития энергетики СССР, сооружения мощных электростанций, протяженных линий электропередачи, объединения энергосистем, создания Единой энергосистемы. Одной из наиболее сложных задач, которые необходимо было решать на каждом этапе развития электроэнергетики, это обеспечение устойчивости создаваемых энергосистем и энергообъединений. На радикальное решение именно этой задачи и было нацелено предложение М. М. Ботвинника.

Конструктивно асинхронизированный синхронный гидрогенератор (далее будем употреблять термин асинхронизированный гидрогенератор, как устоявшийся) представляет из себя асинхронную машину с фазным ротором. На роторе размещается три (или две) обмотки возбуждения. Питание обмоток возбуждения осуществляется переменным током с частотой скольжения. Это позволяет асинхронизированному гидрогенератору работать с несинхронной частотой вращения, оставаясь в синхронизме с сетью.

Впервые в мире коллективами ВНИИЭ, ВНИИЭМ, ВНИИ-Электромаш, заводов «Электросила» и «Уралэлектротяжмаш» были разработаны, изготовлены и введены в эксплуатацию в 1964–1966 гг. на Иовской ГЭС два асинхронизированных гидрогенератора мощностью по 40 МВт. За это время были проведены многочисленные

испытания и эксперименты, позволившие отработать конструкцию генератора, системы возбуждения и управления [2].

Проведенные опыты трехфазного короткого замыкания при работе в энергосистеме подтвердили, что предел динамической устойчивости у асинхронизированного генератора существенно выше, чем у синхронного генератора [3].

Несмотря на положительные результаты исследований и испытаний, соответствующие заданным требованиям устойчивости, через 25 лет эксплуатации асинхронизированные генераторы Иовской ГЭС были выведены из работы. Между тем использование асинхронизированных гидрогенераторов для повышения уровня устойчивости, особенно удаленных от центров потребления электростанций, не утратило своего значения и в настоящее время. Можно показать, что при определенных условиях применение этих генераторов экономически обоснованно [4]. К сожалению, такие гидрогенераторы больше в нашей стране не создавались. Были разработаны и введены в эксплуатацию асинхронизированные турбогенераторы (АСТГ), но из-за массивного ротора в установившихся режимах АСТГ работает с синхронной частотой вращения, но при этом осуществляется векторное управление возбуждением, что повышает динамическую устойчивость АСТГ, особенно в режимах глубокого потребления реактивной мощности [5].

Как это часто бывает с российскими изобретениями, не найдя поддержки у себя на родине, идея асинхронизированного гидрогенератора (АСГГ) была подхвачена японскими специалистами и в 1987 г. на ГАЭС Narude вводится в эксплуатацию первый гидроагрегат с асинхронизированным генератором. А на сессии СИГРЭ в 1992 г. сделан доклад о разработке и эксплуатации асинхронизированного гидрогенератора-двигателя (АСГД) мощностью 85 МВ·А на ГАЭС Yagisawa [6]. Далее успешно внедряются АСГД мощностью до 400 МВт. Список внедренных в эксплуатацию АСГД в Японии приведен в табл. 1.

В 2003 г. в Германии вводится в эксплуатацию ГАЭС Goldisthal с четырьмя гидроагрегатами мощностью по 265 МВт. Из них два АСГД. В частной беседе с представителями электростанции на вопрос, почему было выбрано такое соотношение гидроагрегатов, был получен ответ, что были опасения по применению новых решений, но сегодня, исходя из полученного опыта эксплуатации, можно однозначно говорить, что на ГАЭС должны применяться только гидроагрегаты с переменной частотой вращения.

В последние годы на реализуемых проектах ГАЭС в Европе (табл. 2) активнее применяется технология гидроагрегатов с переменной частотой вращения. На своём сайте компания General Electric (Alstom) отмечает, что из 6 ГВт реализуемых гидроагрегатов для ГАЭС половину составляют гидроагрегаты с переменной частотой вращения. Отметим, что за рубежом для асинхронизированной машины в основном применяется термин асинхронная машина двойного питания.

Рассмотрим принцип работы, особенности конструкции, технические преимущества при применении асинхронизированных генераторов-двигателей на ГАЭС.

1. Принцип работы

Как известно синхронный генератор возбуждается постоянным током, поэтому для обеспечения частоты 50 Гц в статоре генератора, ротор должен вращаться с частотой 50 Гц (для гидрогенератора в p раз меньше, где p – число пар полюсов).

Таблица 1

Перечень АСГД, эксплуатируемых в Японии

№ п/п	ГАЭС	Мощность АСГД, МВ·А	Диапазон частоты вращения, об/мин	Тип системы возбуждения	Ввод в эксплуатацию
1	Narude	22	190–210	Циклоконвертер	1987
2	Yagisawa, блок 2	85	130–156	Циклоконвертер	1990
3	Takami, блок 2	140	208–254	Инвертор напряжения (GTO)	1993
4	Okawachi, блок 4	400	330–390	Циклоконвертер	1993
5	Shiobara, блок	360	345–405	Циклоконвертер	1995
6	Okawachi, блок 3	400	330–390	Циклоконвертер	1995
7	Okukiyotsu–2, блок 2	345	407–450	Инвертор напряжения (GTO)	1996
8	Yagisawa, блок 3	85	130–156	Циклоконвертер	1996
9	Yanbaru (экспериментальная на морской воде)	33	423–477	Инвертор напряжения (GTO)	1999
10	Omarugawa, блок 4	340	576–624	Циклоконвертер	2007
11	Omarugawa, блок 3	340	576–624	Инвертор напряжения (GCT)	2008
12	Omarugawa блок 1	340	576–624	Инвертор напряжения (GCT)	2010
13	Omarugawa, блок 2	340	576–624	Циклоконвертер	2011
14	Kyogoku, блок 1	230	475–525	Инвертор напряжения (IEGT)	2014
15	Kyogoku, блок 2	230	475–525	Инвертор напряжения (IEGT)	2015
16	Okutataragi, блок 1	320	285–315	Инвертор напряжения	2018
Планируемые к вводу					
1	Okutataragi, блок 2	320	285–315	Инвертор напряжения	2019
2	Kazunogawa unit	475	480–520	Инвертор напряжения (IEGT)	2020
3	Kazunogawa unit 4	475	480–520	Инвертор напряжения (IEGT)	2020

Таблица 2

Перечень АСГД, эксплуатируемых в Европе

ГАЭС	Кол-во агрегатов	Напор, м	Мощность агрегата, МВт	Частота вращения, об/мин	Страна	Год ввода в эксплуатацию
Goldisthal	2	281–325	260	333 (+4 % / –10 %)	Германия	2003
Avče	1	491–521	185	600 ± 4 %	Словения	2010
Nante de Drance	6	250–390	157	428,6 (+7 % / –10 %)	Швейцария	2017
Linthal	4	560–724	250	500(+6 % / –7,7 %)	Швейцария	2016
Le Cheylas	1	245–261	250	300 ± 7 %	Франция	2018
Frades II	2	414–432	383	375 (+2 % / – 7 %)	Португалия	2015
Venda Nova III	2	415–431	378	–	Португалия	2018
Другие страны						
Tehri	4	127,5–225	255	230,8±7,5 %	Индия	2006–2020

Асинхронизированный гидрогенератор имеет на роторе три обмотки возбуждения, что позволяет создать вращающееся магнитное поле относительно ротора. Это позволяет АСГГ работать с несинхронной частотой вращения.

Если ротор АСГГ вращается с вышесинхронной частотой вращения $n_p = 51$ Гц, то при возбуждении переменным током с частотой $n_m = 1$ Гц с направлением вращения в обратную сторону относительно вращения ротора, в статоре будет индуцироваться напряжение частотой $n_c = 50$ Гц.

Для АСГГ соблюдается следующее соотношение:

$$\omega_1 = \omega_p \pm \omega_2 \tag{1}$$

где ω_1 – частота напряжения статора; ω_p – частота вращения ротора; ω_2 – частота тока возбуждения (частота вращения поля ротора относительно ротора).

Однако, если возбуждение будет подаваться от источника заданной частоты, то генератор по сути своей останется синхронным, с известными ограничениями по устойчивости, накладываемые угловой характеристикой. Для того чтобы генератор стал асинхронизированным, управление возбуждением должно осуществляться в векторном виде, для независимого управления активной и реактивной мощностью.

Рассмотрим векторную диаграмму, изображенную на рис. 2. Она построена в осях координат (y, x), вращающихся синхронно с напряжением статора, т. е. с частотой ω_1 . Ось y направлена по напряжению U_1 статора, ось x опережает её на 90° .

Из приведенной диаграммы и уравнений установившегося режима следуют основные зависимости между параметрами режима работы электрической машины в генераторном режиме (активная P и реактивная Q мощности в цепи статора) и проекциями вектора тока ротора I_f на оси y и x:

$$\left. \begin{aligned} P &= -\frac{U_1 \cdot I_{fy}}{\sigma_1} = \frac{U_1 \cdot I_f \cdot \sin \theta}{\sigma_1}; \\ Q &= -\frac{U_1^2}{x} + \frac{U_1 \cdot I_{fx}}{\sigma_1} = -\frac{U_1^2}{x} + \frac{U_1 \cdot I_f \cdot \cos \theta}{\sigma_1}, \end{aligned} \right\} \tag{2}$$

где x – полное индуктивное сопротивление статора, x_a – сопротивление взаимной индукции, θ – угол нагрузки, $\sigma_1 = x / x_a$.

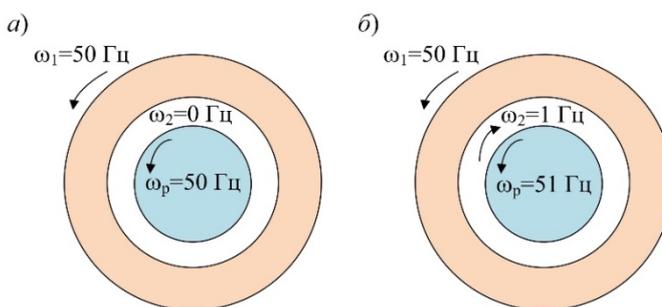


Рис. 1. Соотношения частот вращения ротора для синхронного и асинхронизированного генератора: а) синхронный генератор, б) асинхронизированный генератор

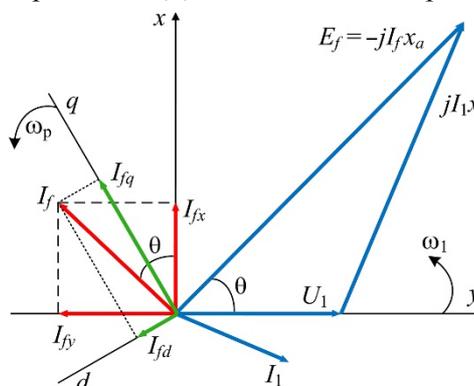


Рис. 2. Векторная диаграмма электрической машины

Векторная диаграмма, а также соотношения (2) справедливы для генераторного режима электрической машины с любым принципом управления. Однако, для традиционной синхронной машины с одноосной обмоткой возбуждения на роторе угол нагрузки θ жестко связан с механическим углом δ положения ротора ($\delta = \theta$), а угол нагрузки однозначно определяется режимами по активной и реактивной мощности в соответствии с синхронными угловыми характеристиками.

В автоматическом регуляторе возбуждения (АРВ) АСГГ две степени свободы управления используются для управления двумя ортогональными проекциями $I_{f\alpha}$ и $I_{f\beta}$ вектора тока возбуждения на оси системы координат, показанной на рис. 2, т. е. для независимого регулирования реактивной мощности (напряжения) статора и активной мощности (электромагнитного момента), что следует из соотношений (2).

Соответственно, управляющие воздействия в АРВ формируются по 2 каналам:

1. Регулятор активной мощности («Регулятор P » на рис. 3) обеспечивает механическую устойчивость вращения ротора и регулирование частоты вращения (скольжения) в соответствии с уставкой s . Основные обратные связи по P и скольжению s .

2. Регулятор реактивной мощности («Регулятор Q ») содержит, обычно, пропорционально-интегральный регулятор напряжения с обратной связью по напряжению (реактивной мощности) U .

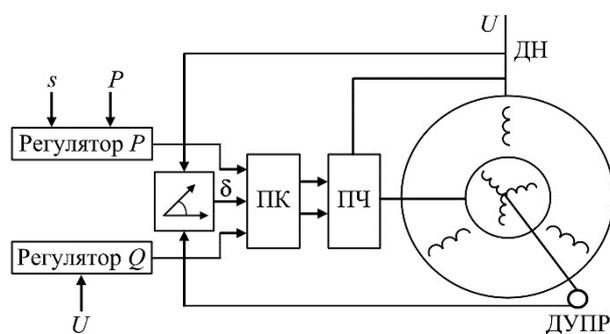


Рис. 3. Структура АРВ АСГГ

Сигналы двух каналов являются двумя ортогональными составляющими одного векторного сигнала, сформированного в системе координат, вращающейся синхронно с напряжением статора с частотой ω_1 . Однако, преобразователь частоты ПЧ, для управления которым предназначен этот сигнал, подключен к обмотке ротора, т. е. работает в роторной системе координат (d, q). Поэтому в регуляторе предусмотрен преобразователь координат (ПК), который должен непрерывно поворачивать управляющий вектор на угол δ текущего положения ротора относительно вектора сети. Угол δ вычисляется на основании сигналов датчика ДН фазы напряжения сети и датчика углового положения ротора (ДУПР). Угол δ , а следовательно, и сигналы на выходе ПК, изменяются с частотой $\omega_2 = \omega_1 - \omega_p$.

2. Особенности конструкции генератора и системы возбуждения

Принципиальное отличие между синхронным гидрогенератором (СГГ) и АСГГ заключается в конструкции ротора. В отличие от явнополюсного ротора СГГ, ротор АСГГ имеет трехфазную распределённую обмотку, уложенную в пазы гладкого ротора. При этом ротор АСГГ в электромагнитном отношении используется несколько хуже, по сравнению с СГГ. Наличие двух потоков мощности у АСГГ (через зазор между статором и ротором; через ротор и систему возбуждения) требует наличия запаса номинальной мощности при работе с нижесинхронной скоростью в генераторном режиме и при работе с вышесинхронной скоростью в двигательном

режиме. Поэтому линейные размеры ротора и статора АСГГ больше, по сравнению с СГГ аналогичной мощности. Соответственно вес АСГГ примерно на 10% больше веса СГГ (табл. 3) [7].

В связи с особенностями конструкции для АСГД приходится решать ряд задач:

- создание роторной обмотки на напряжение класса 6 кВ;
- крепление лобовых частей обмотки ротора (применяются два типа крепления: с помощью банджа и с помощью U-образных болтов);
- усложнение узла контактных колец в связи с увеличением напряжения возбуждения и количества выводов обмотки;
- усиление системы вентиляции в связи с ухудшением охлаждения обмотки ротора;
- защита обмотки ротора от перенапряжений при возмущениях в энергосистеме.

Система возбуждения (СВ) АСГД представляет собой преобразователь частоты, который должен обеспечить питание трехфазного ротора током переменной частоты. Первые АСГД оснащались СВ по схеме циклоконвертора. Сейчас применяется более современное решение по схеме инвертора напряжения с ШИМ управлением, что позволяет существенно улучшить технико-экономические показатели СВ. Анализ двух типов систем возбуждения для АСГД проведен в [8].

На ГАЭС Куоюки роторный инвертор содержит двухуровневые инверторы, соединенные через реактор с центральной точкой, что позволяет получить эквивалентный трёхуровневый инвертор, снизить гармоники и уменьшить требуемое количество IEGT транзисторов (рис. 4) [9]. Параметры роторного и сетевого инвертора СВ для АСГД мощностью 230 МВ·А приведены в табл. 4.

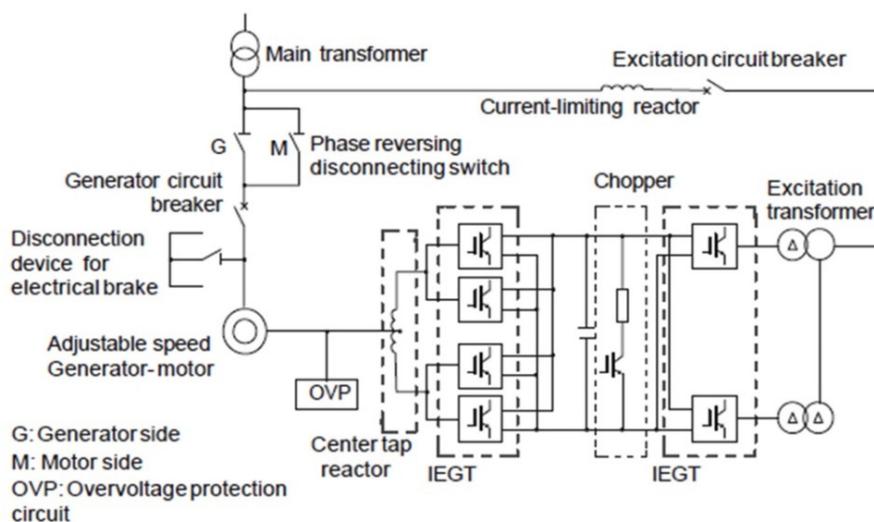


Рис. 4. Схема системы возбуждения ГАЭС Куоюки

Таблица 3

Весовые характеристики синхронного и асинхронизированного генератор-двигателя на ГАЭС Goldisthal

	Вес АСГД, т	Вес СГД, т
Статор	290	270
Ротор	480	420
Дополнительные части	80	70
Общий вес	850	760

Таблица 4

Параметры СВ АСГД ГАЭС Кугоку

Параметр	Роторный инвертор	Сетевой инвертор
Мощность, МВ·А	24,32	9 × 2
Напряжение, кВ	2,71	3,51
Ток, кА	5,18	1,48 × 2
Частота, Гц	±2,5	50

3. Эффективность АСГД на ГАЭС

3.1. Повышение КПД гидроагрегата

Эксплуатационные характеристики гидроагрегатов с постоянной частотой вращения имеют явно выраженную зависимость от параметров режима работы (напор и мощность турбины), с небольшой оптимальной зоной работы, имеющей наибольший КПД. При постоянной частоте вращения отклонение напора от оптимального значения приводит к снижению КПД.

При использовании АСГД имеется возможность, при изменении напора в широких пределах, согласованно регулировать частоту вращения агрегата (пропорционально корню квадратному напора). При соблюдении этого соотношения турбина всегда остается в оптимальных условиях работы с максимальным КПД.

Для примера на рис. 5 приведены зависимости КПД гидроагрегата от выдаваемой мощности в турбинном режиме для ГАЭС Goldisthal при постоянной и переменной частоте вращения турбины.

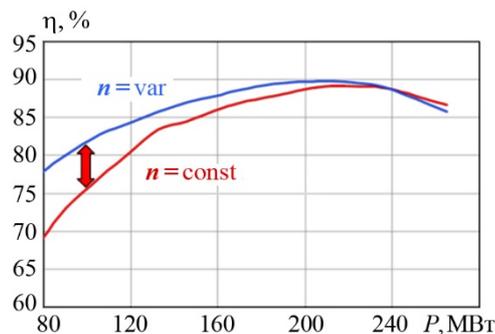


Рис. 5. КПД гидроагрегата ГАЭС Goldisthal при постоянной и переменной частоте вращения

3.2. Расширение регулировочного диапазона

Работа турбины с нагрузками ниже номинальных сопровождается ростом явлений вибрации и кавитации. Поэтому на эксплуатационной характеристике вводится ограничение по минимальной активной мощности турбины.

Наличие АСГД позволяет уменьшать частоту вращения пропорционально расходу и таким образом сохранять оптимальные условия работы турбины при регулировании генерируемой мощности в широких пределах.

Например, на ГАЭС Кугоку в турбинном режиме для агрегата с постоянной частотой вращения вводится ограничение минимальной мощности 115 МВт (рис. 6). Для агрегата с переменной частотой вращения все ограничения снимаются. Его регулировочный диапазон составляет от 0 до номинальной мощности 230 МВт.

Для СГД, работающего в насосном режиме, потребляемая из сети мощность постоянна и определяется текущим значением напора. Изменение частоты вращения позволяет регулировать потребляемую активную мощность АСГД. Регулировочный диапазон для ГАЭС Кугоку составляет 78 МВт (от 157 МВт до 235 МВт).

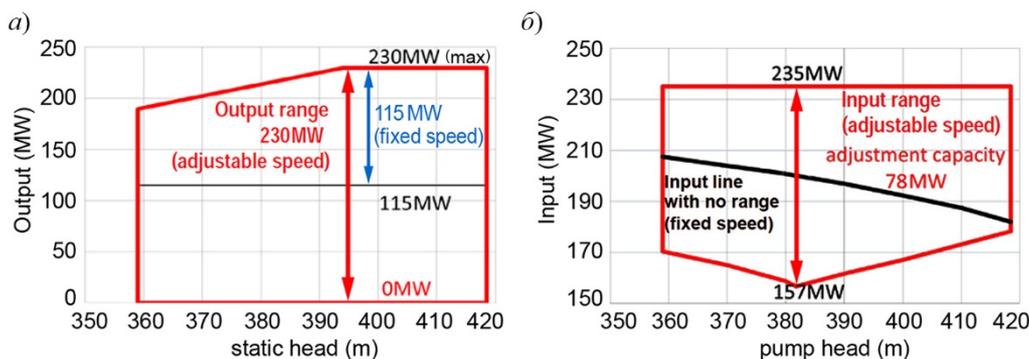


Рис. 6. Регулировочные диапазоны ГАЭС Куоугоку в турбинном и насосном режимах

В [10] приведена методика оптимизация работы гидротурбины при переменной частоте вращения исходя из критериев повышения КПД и расширения регулировочного диапазона.

3.3. Быстродействующее регулирование активной мощности

В синхронном генераторе изменение активной мощности, выдаваемой в сеть, может осуществляться только регулированием мощности турбины. Скорость изменения электрической активной мощности определяется скоростью управления направляющим аппаратом турбины.

В АСГД имеется возможность управления электрической активной мощностью независимо от механической мощности при изменении частоты вращения в определенных пределах.

При этом достигается практически мгновенное регулирование активной мощности, отдаваемой (потребляемой) в сеть. При таком регулировании изменение активной мощности статора машины существенно опережает изменение механической мощности, поступающей от турбины. Возникающий при этом небаланс электромагнитного и механического моментов на валу агрегата приводит к торможению/ускорению агрегата, а мощность, необходимая для ускорения регулирования электрической активной мощности АСГД, покрывается за счёт изменения кинетической энергии вращающихся масс ротора.

При испытаниях агрегата ГАЭС Ohkawachi на скорость реакции АСГД [11] в генераторном режиме изменение мощности со 128 до 160 МВт произошло за время около 0,2 с. Из-за отставания регулирования турбины произошло изменение частоты вращения: она снизилась с 335,2 до 330,7 об/мин за время около 2,0 с, а затем под действием регулятора скорости вернулась к прежнему значению за время около 20 с (с учётом колебаний). Осциллограмма процесса показана на рис. 7.

3.4. Эффект маховика

ГАЭС Куоугоку эксплуатируется в слабой энергосистеме, для которой характерны колебания частоты напряжения. Поэтому агрегат №2 с АСГД при работе в режиме синхронного компенсатора с отжатием воды используется как накопитель энергии для первичного регулирования частоты. Фактически АСГД трансформируется в асинхронизированный компенсатор с маховиком (АСКМ) [12].

На рис. 8 приведена осциллограмма работы АСГД в режиме АСКМ на ГАЭС Куоугоку в режиме регулирования частоты в энергосистеме. В момент времени «А»

частота в энергосистеме (кривая 2) выходит за зону нечувствительности 49,97 Гц. Регулятор АСГД формирует команду на выдачу активной мощности (кривая 1), при этом происходит торможение, частота вращения (кривая 3) снижается. Частота в энергосистеме входит в допустимый диапазон.

В момент времени «В» происходит останов агрегата 1, работающего в насосном режиме. Из-за сброса нагрузки частота в энергосистеме возрастает и превышает 50,03 Гц. Регулятор АСГД агрегата 2 формирует команду на потребление активной мощности. В результате этого происходит разгон АСГД. Таким образом на участке А–С осциллограммы АСГД осуществляет регулирование частоты в энергосистеме в режиме АСКМ.

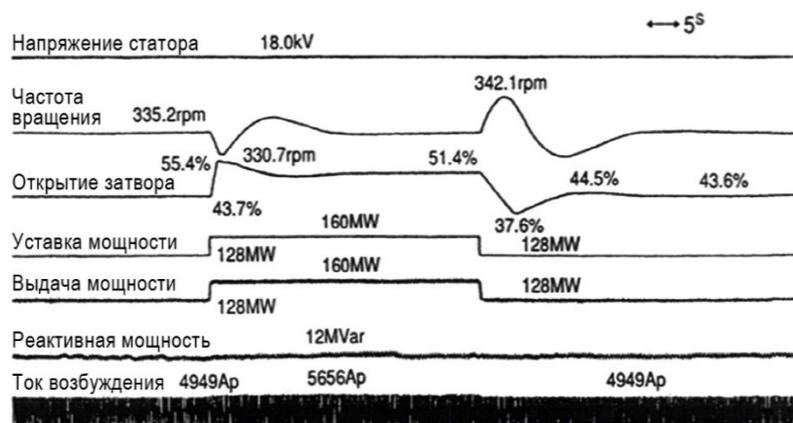


Рис. 7. Быстродействие регулирования мощности в генераторном режиме (блок 4 ГАЭС Ohkawachi)

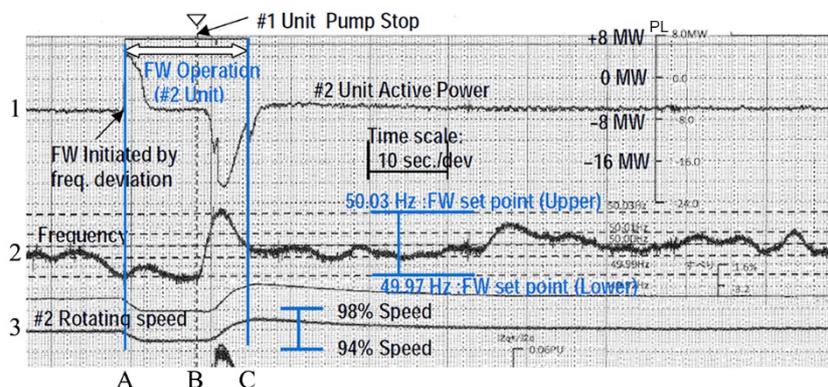


Рис. 8. Работа АСГД в режиме АСКМ для регулирования частоты в энергосистеме

3.5. Повышение динамической устойчивости

Как уже отмечалось, АСГД за счёт векторного управления и работы с переменной частотой вращения имеет лучшую динамическую устойчивость по сравнению с синхронными генераторами.

Как правило, АСГД в турбинном режиме работает с низесинхронной частотой вращения (в насосном – с вышесинхронной). При КЗ в энергосистеме происходит увеличение частоты вращения агрегата. Если после ликвидации КЗ частота вращения ротора не будет превышать границу допустимого диапазона частот вращения, АСГД гарантировано будет динамически устойчив. Достаточно просто определить предельно допустимое время трехфазного КЗ для АСГД можно по формуле:

$$\Delta t_{\text{кз}} = \frac{T_j}{M_T} (s_{\text{доп}} - s_0), \quad (3)$$

где T_j – постоянная механическая инерции агрегата, с;

M_T – момент турбины, о.е.;

s_0 – начальное значение скольжения, о.е.;

$s_{\text{доп}}$ – допустимое значение скольжения, о.е.

Так например, для АСГД типа АСВО 1026/310-42 УХЛ4 (проект ПАО «Силовые машины» для Ленинградской ГАЭС) предельно допустимое время трехфазного КЗ при работе в турбинном режиме с номинальной мощностью составит:

$$\Delta t_{\text{кз}} = \frac{7,5}{0,85} (0,06 - (-0,06)) = 1,06 \text{ с.}$$

Такое значение существенно выше предельно допустимого времени для СГД, которое обычно не превышает 0,2–0,3 с.

4. Экономические аспекты применения АСГД на ГАЭС

Стоимость гидроагрегата с переменной частотой вращения на основе АСГД на 40–50% выше, по сравнению с традиционным вариантом. Тем не менее, мировой опыт показывает, что применение АСГД является экономически обоснованным.

4.1. Увеличение эффективности работы ГАЭС

Как показано в разделе 4.1 применение АСГД позволяет существенно (до 10%) повысить КПД выработки/потребления электроэнергии.

В 2014–2015 гг. АО «Ленгидропроект» по заказу ПАО «РусГидро» с участием АО «НТЦ ФСК ЕЭС» и ПАО «Силовые машины» выполнил проект Ленинградской ГАЭС с применением на ней гидроагрегатов, оснащенных АСГД [13].

В результате применения АСГД суточная выработка увеличивается на 3,2% или на 290 тыс. кВт·ч, а суточные затраты на закачку уменьшаются на 1,1% или на 130 тыс. кВт·ч. Коэффициент гидроаккумулирования (отношение суточной выработки в турбинном режиме и суточного потребления в насосном режиме) увеличивается на 3,9% – с 0,77 до 0,8.

Эффективность ГАЭС с АСГД зависит от особенностей и режимов работы. Эффективность выше если в графике нагрузке преобладают частичные нагрузки и имеется существенный перепад в напорах.

Только повышение средневзвешенного КПД гидроагрегата не позволяет сделать проект ГАЭС с АСГД экономически привлекательным.

4.2. Системные услуги

В связи с ростом установленной мощности возобновляемой энергетики в балансе зарубежных энергосистем, ГАЭС становится все более востребованным инструментом не только для покрытия суточного графика нагрузки, но и как регулятор частоты и мощности, а также быстродействующий источник резервной мощности.

В связи с ростом важности задач регулирования мощности ГАЭС на немецком рынке в течение последних лет началось использование «гидравлического короткого замыкания». Этот способ эксплуатации подразумевает одновременную работу двух или более ГА в насосном и турбинном режимах. Это может быть осуществлено как в рамках одной, так и двух или более ГАЭС. Основанием применения дан-

ного способа является то, что при работе гидроагрегата в насосном режиме потребляемая активная мощность не регулируется. За счёт работы другого гидроагрегата в турбинном режиме, появляется возможность регулировать активную мощность ГАЭС в целом.

Очевидно, что режим «гидравлического короткого замыкания» является неоптимальным для ГАЭС. Поэтому гидроагрегат с АСГД, способный регулировать активную мощность в насосном режиме становится экономически привлекательным на европейском рынке.

На ГАЭС Goldisthal у АСГД средний регулировочный диапазон в насосном режиме составляет ± 50 МВт. По оценке компании *VPC*, АСГД в сутки в среднем 10 ч работает в насосном режиме и, следовательно, 10 ч в день обеспечивает первичное регулирование мощности в объёме ± 50 МВт. Средняя цена оказания услуги первичного регулирования мощности в Германии составляет 3500 €/МВт в неделю). Это соответствует увеличению дохода на 175 000 € в неделю, т. е. порядка 9 млн € в год для агрегата с АСГД по сравнению с СГД.

Для ГАЭС Le Cheylas применение АСГД позволило обеспечить регулировочный диапазон ± 40 МВт в насосном режиме для первичного регулирования частоты. Суммарный резерв первичного и вторичного регулирования частоты увеличился на 57%. В результате агрегат с АСГД участвует в первичном регулировании частоты на 41 ГВт·ч, во вторичном на 62 ГВт·ч. Цена услуги по регулированию частоты французского оператора передающих сетей составляла 17 €/МВт·ч. Дополнительная выручка для гидроагрегата с АСГД составляет около 2 млн €/год. Ожидается, что цена за системные услуги во Франции будет расти [14].

4.3 Увеличение надёжности работы

При частичной нагрузке у гидротурбины повышается вибрация, могут проявляться кавитационные процессы. Возможность изменения частоты вращения турбины при наличии АСГД позволяет снизить влияние данных негативных факторов и тем самым продлить срок службы оборудования

На рис. 9 показаны траектории относительных перемещений вала в районе установки подшипников в турбинном режиме работы при $P = 60$ МВт и максимальном напоре при оптимальном и синхронном числе оборотов турбины на ГАЭС Goldisthal.

При оптимальной частоте вращения наблюдаются стационарные виброперемещения, не превышающие 70 мкм. При синхронной частоте вращения возникают нестационарные виброперемещения до 185 мкм.

Выбор оптимальной частоты вращения позволяет существенно снизить вибрацию гидроагрегата, что оказывает положительный эффект на его техническое состояние и снижает затраты на ремонты.

Заключение

1. Асинхронизированные гидрогенераторы-двигатели, являясь отечественной разработкой, находят широкое применение за рубежом в составе гидроагрегатов ГАЭС. АСГД, способные работать с переменной частотой вращения, обладают следующими преимуществами перед традиционными синхронными генераторами-двигателями:

- регулирование потребляемой мощности в насосном режиме работы;
- увеличение средневзвешенного КПД выработки/потребления электроэнергии;
- расширение регулировочного диапазона по активной мощности гидроагрегата;
- повышение динамической устойчивости генератора;
- снижение вибрации, кавитации при частичных нагрузках;

2. Повышенные требования к маневренности оборудования ГАЭС за рубежом привели к массовому внедрению АСГД. Наибольший опыт получен в Японии. Вводятся в эксплуатацию ряд мощных ГАЭС в Швейцарии, Португалии, Индии.

3. Выполненный проект Ленинградской ГАЭС подтвердил заявленные технические преимущества АСГД. Проект становится экономически эффективным, если доля системных услуг в структуре доходов ГАЭС составит 5%.

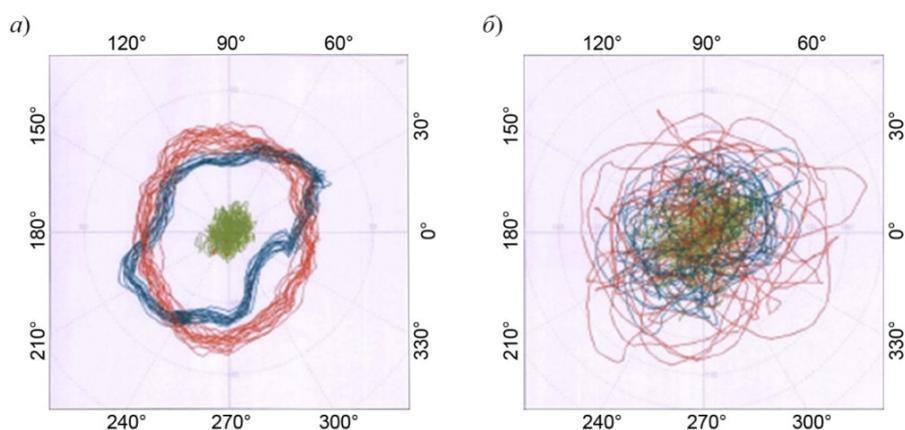


Рис. 9. Траектории относительных перемещений вала в районе установки подшипников гидроагрегата с АСГД при оптимальной (а) и синхронной (б) частоте вращения на ГАЭС Goldisthal

Список литературы

1. Ботвинник М. М. Асинхронизированная синхронная машина. – М.–Л.: ГТЭ, 1960. – 69 с.
2. Зархи М. И., Гурьянов С. И., Мешков В. Н., Фейгин С. Г., Филичев О. Н., Блоцкий Н. Н., Ботвинник М. М., Климов Б. П., Шакарян Ю. Г., Зубачек П. В. Промышленные испытания асинхронизированного генератора мощностью 50 МВ·А // *Электричество*, 1973, № 4. – С. 81–83.
3. Гурьянов С. И., Зархи М. И., Мешков В. Н., Фейгин С. Г., Филичев О. Н., Блоцкий Н. Н., Ботвинник М. М., Климов Б. П., Мамиконянц Л. Г., Фези-Жилинская М. С., Шакарян Ю. Г. Испытания асинхронизированного генератора мощностью 50 МВ·А в динамических режимах // *Электричество*, 1974, № 11. – С. 79–80.
4. Кощеев Л. А. Об использовании асинхронизированных синхронных генераторов на мощных электростанциях, удаленных от центров потребления // *Известия НТЦ Единой энергетической системы*, 2016, № 2 (75). – С. 91–98.
5. Шакарян Ю. Г., Лабунец И. А., Сокур П. В., Плотникова Т. В., Довганюк И. Я. Опыт эксплуатации асинхронизированных турбогенераторов на электростанциях России // *Электрические станции*, 2009, № 10. – С. 50–55.

6. *Furuya S., Fujiki S., Hioki T., Yanagisawa T., Okazaki S., Kobayashi S.* Development and achieved commercial operation experience of the world's first commissioned variable speed generator-motor for a pumped storage power plant / CIGRE 1992 Session, 11-104, 1992.
7. *Абубакиров Ш. И.* Опыт и перспективы использования асинхронизированных гидрогенераторов в проектах ОАО «Институт Гидропроект» // Гидротехника, 2010, № 2. – С. 6–11.
8. *Довганюк И. Я., Мнев Р. Д., Плотникова Т. В., Сокур П. В., Тузов П. Ю.* Анализ систем возбуждения гидрогенераторов ГАЭС, работающих с переменной частотой вращения // Электротехника, 2012, № 6. – С. 50–55.
9. *Ishizuki T., Osada O., Hasegawa R., Shiozaki Y., Horio K., Saito.* Adjustable speed pumped storage system contributing in stabilization of power system / CIGRE 2016 Session, A1-103, 2016.
10. *Абубакиров Ш. И., Лунаци М. Э., Плотникова Т. В., Сокур П. В., Тузов П. Ю., Шаварин В. Н., Шакарян Ю. Г., Щур В. А.* Оптимизация работы гидротурбины посредством применения переменной частоты вращения // Гидротехническое строительство, 2013, № 3. – С. 2–8.
11. *Kuwabara T., Shibuya A., Furuta H., Kita E., Mitsunashi K.* Design and dynamic response characteristics of 400 MW adjustable speed pumped storage unit for Ohkawashi Power Station. – IEEE Transactions on Energy Conversion, 1996, Vol.: 11, Issue: 2, p. 376–384.
12. *Лохматов А. П., Мнев Р. Д., Сокур П. В.* О применении маховичных асинхронизированных компенсаторов в энергосистеме // Электрические станции, 2011, № 1. – С. 48–50.
13. *Мишин Н. Н., Львовский В. А.* Преимущества строительства гидроаккумулирующих станций на примере Ленинградской ГАЭС // Гидротехническое строительство, 2017, № 3. – С. 29–32.
14. *Lefebvre N., Tabarin M., Teller O.* A solution to intermittent renewables using pumped hydropower // Renewable energy world magazine. March/April 2015, p. 48–57.

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

E-mail: ntc@ntcees.ru

Сокур Павел Вячеславович, канд. техн. наук, начальник Центра «Электрические машины» Научно-технического центра Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы (АО «НТЦ ФСК ЕЭС»).

E-mail: sokur_pv@ntc-power.ru

Шакарян Юрий Гевондович, д-р техн. наук, профессор, заместитель генерального директора – научный руководитель Научно-технического центра Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы (АО «НТЦ ФСК ЕЭС»).

E-mail: gurinenko_gg@ntc-power.ru

УДК 621.311

Б. А. Коротков, Е. Н. Попков, Р. И. Сейт

О возможности участия солнечных электростанций в общем первичном регулировании частоты

Рассмотрен практический опыт внедрения алгоритмов управления мощностью инверторов солнечных электростанций, позволяющих осуществить участие в общем первичном регулировании частоты.

Ключевые слова: солнечная электростанция, инверторное оборудование, ОПРЧ, частота напряжения электрической сети.

Введение

Положительные тенденции в развитии электростанций, работающих на основе возобновляемых источников электроэнергии (далее – ВИЭ), заставляют АО «СО ЕЭС» (далее – Системный оператор) заблаговременно изучать режимы работы таких электростанций и прорабатывать технические требования к ним. Одной из наиболее актуальных тем на текущий момент времени, является использование возможности инверторного оборудования по регулированию генерируемой активной мощности для возможности участия электростанций на основе ВИЭ в регулировании частоты. В России требования к оборудованию электростанций на основе ВИЭ отражены в [1], а общие требования к участию в общем первичном регулировании частоты (далее – ОПРЧ) в [2]. В западных странах строительство солнечных электростанций (далее – СЭС) началось с 80-х годов прошлого века, поэтому опыт эксплуатации и необходимая нормативно-техническая база уже сформированы, хотя из года в год наблюдается внесение изменений в разработанные документы. Часть документов, стандартизирующих настройку оборудования (табл. 1), описаны ниже.

Таблица 1

Список стандартов с ранжированием по напряжению и мощности

Наименование стандарта	Напряжение, кВ	Мощность
IEEE 1547 (50/60 Гц) [3]	1–35	≤ 10 МВ·А
BDEW-MSRL / FGW TR8 [4]	1–66	Нет ограничения
VDE-AR-N4105 [5]	≤ 1	< 100 кВ·А
IEC 61727 (50/60 Гц) [6]	≤ 1	≤ 10 кВ·А

В связи с тем, что в данной статье имеются в виду СЭС мощностью от 10 МВт с напряжением подключения к сети от 6 кВ, а также будут обсуждаться требования к участию СЭС в ОПРЧ, стандарты – VDE-AR-N4105, IEC 61727, IEEE 1547 далее не рассматриваются.

Описание требований стандарта BDEW-MSRL/FGW TR к участию в общем первичном регулировании частоты за рубежом

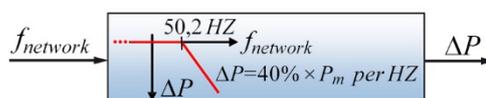
Стандарт требует обеспечения уровня контроля активной мощности генерирующей единицы (инверторное оборудование СЭС или генераторы ВЭС и т. д.) в соответствии с техническими требованиями, выданными системным оператором (*transmission system operator*). Ограничение активной мощности или отключение СЭС от сети должно осуществляться в случаях:

- потенциальной опасности нарушения работы электроэнергетической системы;
- перегрузки или риска перегрузки сети (участка сети), контролируемой системным оператором;
- риска изолированной работы;
- риска нарушения статической и динамической устойчивости энергосистемы (участка сети), контролируемой системным оператором;
- роста частоты напряжения электрической сети, создающего риск нестабильной работы;
- ремонта или другого вынужденного простоя;
- причин, связанных с управлением генерируемой и потребляемой мощностью;
- причин, связанных с безопасностью управления сетями.

СЭС должна иметь возможность снижения активной мощности с шагом $\leq 10\%$ от установленной мощности. Снижение мощности может производиться как с заданным шагом, так и к заданным целевым значениям. Очень часто используются следующие целевые значения 100 % / 60 % / 30 % / 0 % от установленной мощности СЭС. Снижение активной мощности должно происходить без выдержки времени, но за время не более 1 минуты. Снижение активной мощности до 10 % от установленной мощности СЭС должно происходить без отключения от сети.

Автоматическое снижение активной мощности в зависимости от частоты напряжения электрической сети должно происходить по характеристике с градиентом 40 %/Гц от мгновенной мощности (рис. 1). Верхняя граница «мертвой полосы» первичного регулирования не должна превышать 50,2 Гц. В последующем при восстановлении частоты напряжения электрической сети ниже 50,05 Гц генерируемая мощность должна восстановиться. Дискретность измерений не должна превышать 10 мГц. При достижении частоты выше 51,5 Гц и ниже 47,5 Гц электростанция должна отключиться от сети мгновенно.

Таким образом, в этом стандарте задается не привычный в России статизм первичного регулирования, а градиент снижения мгновенной активной мощности на 1 Гц.



$$\Delta P = 20P_m \frac{50.2 \text{ Hz} - f_{network}}{50 \text{ Hz}} \text{ at } 50.2 \text{ Hz} < f_{network} < 51.5 \text{ Hz}$$

P_m instantaneously available power

ΔP power reduction

$f_{network}$ network frequency

within the range

of $47.5 \text{ Hz} < f_{network} \leq 50.2 \text{ Hz}$ no limitation

at $f_{network} \leq 47.5 \text{ Hz}$ and

$f_{network} \geq 51.5 \text{ Hz}$ disconnection from the grid

Рис. 1. Параметры стандарта BDEW

Описание требований стандарта к участию в общем первичном регулировании частоты в России

В п. 3.5 [1] описано два способа участия СЭС в ОПРЧ:

- 1) путем автоматического снижения выдаваемой в электрическую сеть активной мощности;
- 2) путем отключения части генерирующего оборудования СЭС.

Для участия в ОПРЧ должен соблюдаться статизм первичного регулирования 4–5%. Верхняя граница «мертвой полосы» первичного регулирования не должна превышать 50,1 Гц. При скачкообразном увеличении частоты за верхнюю границу «мертвой полосы» первичного регулирования снижение активной мощности ВЭС и СЭС на величину требуемой первичной мощности должно обеспечиваться через 10 с. При этом изменение активной мощности в процессе первичного регулирования должно происходить за время не более 5 с и носить аperiодический характер. После снижения квазиустановившегося значения частоты ниже 50,1 Гц должно происходить восстановление мощности.

Описание функции регулирования активной мощности в зависимости от частоты

Функция регулирования активной мощности при изменении частоты сети $P(f)$ используется в инверторах солнечных электростанций для выполнения требования участия в ОПРЧ. В большинстве случаев функция $P(f)$ может использоваться в двух исполнениях:

- 1) инкрементная кривая;
- 2) перманентная кривая.

Инкрементная кривая – отличительной особенностью этой кривой, является то, что после снижения активной мощности СЭС и в последующем восстановления частоты напряжения в сети до заданного уровня, инвертор возвращается к прежнему режиму работы за установленное в настройках время (рис. 2).

Перманентная кривая – отличительной особенностью этой кривой является то, что мощность непрерывно балансирует в заданных диапазонах, пытаясь поддерживать частоту напряжения в сети. По-другому, данную характеристику можно рассматривать, как астатическую, так как изменение частоты напряжения при изменении генерируемой активной мощности будет находиться в заданных характеристической пределах, близких к 50 Гц (рис. 3).



Рис. 2. Инкрементная характеристика ограничения активной мощности по функции $P(f)$

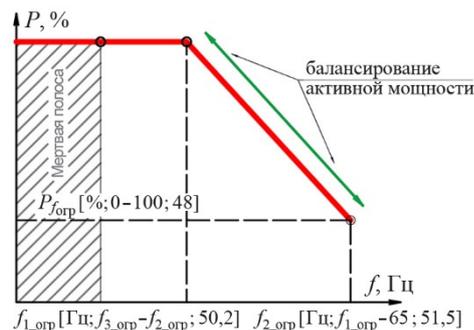


Рис. 3. Перманентная характеристика ограничения активной мощности по функции $P(f)$

Подтверждение готовности к участию в ОПРЧ

На СЭС, эксплуатируемых ООО «Авелар Солар Технолоджи», было принято решение по реализации алгоритмов ограничения активной мощности в зависимости от частоты для подтверждения готовности участия в ОПРЧ, которые позволяют

выполнить требование [1] в части автоматического снижения выдаваемой в электрическую сеть активной мощности.

Функция $P(f)$ на инверторном оборудовании была принята инкрементной, в которой ограничение активной мощности осуществляется относительно исходной активной мощности с градиентом 40%/Гц (рис. 4 и табл. 2), по следующей формуле:

$$\Delta P = 20 \cdot P_{\text{исход}} \cdot \frac{50,1 - f_{\text{сети}}}{50},$$

где ΔP – требуемое снижение исходной мощности, МВт;

$P_{\text{исх}}$ – исходная мощность, которая зависит от солнечного излучения, скорости ветра, количества работающих генерирующих элементов, МВт;

$f_{\text{сети}}$ – текущая частота сети, Гц.

Таким образом, при частоте 51,1 Гц разгрузка активной мощности происходит на 40%, при частоте 52,1 Гц на 80%, при частоте 52,6 Гц на 100%

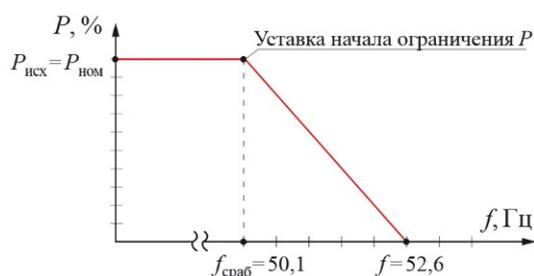


Рис. 4. Характеристика ограничения активной мощности на инверторе GSL0750

Таблица 2

Параметры функции ограничения мощности

Название параметра	Значение параметра	Единица измерения
Функция $P(f)$ Control Function		
Значение частоты, при которой начинается снижение мощности	50,1	Гц
Время, через которое происходит снижение мощности	10	с
Значение частоты, при которой происходит восстановление мощности	50,1	Гц
Скорость изменения мощности	40	%/Гц
Скорость восстановления активной мощности до $P_{\text{ном}}$	200	кВт/с

Очевидно, что как такового статизма в таком алгоритме нет из-за наличия в формуле ΔP множителя $P_{\text{исх}}$, а не множителя $P_{\text{ном}}$. Другими словами, расчёт ограничения мощности осуществляется не относительно номинальной мощности генерирующей единицы, а относительно текущей доступной мощности или текущей заданной диспетчером мощности. Таким образом, ограничение текущей мощности на 40%/Гц при $P_{\text{исх}} = P_{\text{ном}}$ соответствует статизму 5%, следовательно, статизм в таком алгоритме будет изменяться от $\delta \rightarrow 0\%$ до 5% (рис. 5) в зависимости от величины текущей доступной мощности.

$$20 \cdot P_{\text{ном}} \cdot \frac{\Delta f}{50} = 2 \cdot \frac{\Delta f}{\delta} \cdot P_{\text{ном}}, \text{ при } \Delta f = 1 \text{ Гц} \rightarrow \delta = \frac{2}{0,4} = 5\%,$$

где Δf – расчётное отклонение частоты [Гц].

Так как изменять частоту напряжения сети (проводить опыт с изолированной работой инверторов) технически очень сложно, было принято решение осуществить искусственную коррекцию измеряемой частоты напряжения сети на заданное значение в одном случае и изменить ширину мертвой полосы характеристики на величину менее 50 Гц – в другом. Метод проведения испытания зависит от возможностей инверторного оборудования разных производителей, часть производителей позволяют проводить изменения в органах управления, а часть только смещать мертвую полосу характеристики за значение частоты напряжения 50 Гц в сторону уменьшения.

Для фиксации результатов на высоковольтную ячейку 10 кВ за силовым повышающим трансформатором был установлен регистратор Elspec G4200. Такая установка прибора регистрации позволила фиксировать потери в силовом трансформаторе и кабеле от трансформатора до инвертора, поэтому при снижении генерируемой мощности до 0 кВт, показания на диаграммах могут быть с отрицательным значением. В связи с методикой проведения испытаний фиксация значения задаваемой величины частоты напряжения не осуществлялась, поэтому в дальнейшем на графиках значения изменения частоты напряжения не отражены. Следует отметить, что такая методика проведения опытов по подтверждению готовности участия инверторного оборудования в ОПРЧ была сформирована на основании совместного с АО «СО ЕЭС» и ООО «Авелар Солар Технолоджи» проведения натурных испытаний функции ограничения активной мощности инверторного оборудования Соль-Илецкой СЭС в зависимости от частоты сети 20.07.2017 [7], по результатам которых были внесены изменения в п. 3.5 [1].

В качестве примера в данной статье будут рассмотрены результаты, полученные при проведении испытаний генерирующего оборудования Пугачевской СЭС 15 МВт (Саратовская обл., г. Пугачев), по подтверждению готовности к участию в ОПРЧ (далее – Испытания). Испытания проводились по согласованной с Филиалом АО «СО ЕЭС» программе [8], путем подтверждения способности регулирования активной мощности. В данном примере для того, чтобы инвертор осуществил ограничение активной мощности, в органах управления инвертором осуществлялась коррекция измеряемой частоты напряжения на заданное значение, другими словами к измеряемому значению частоты в зависимости от опыта искусственно прибавлялись значения 0,1; 1,1; 2,1; 2,6 Гц, а фактическая частота напряжения сети не изменялась, соответственно составляла 50 Гц. В связи с отсутствием изменений частоты напряжения сети в момент проведения опыта, частота напряжения сети измерительными приборами не фиксировалась. После подстановки значений повышенной частоты, инвертор через интервал времени 10 с осуществлял ограничение мощности. Способность регулирования активной мощности устанавливалась опытным путем.

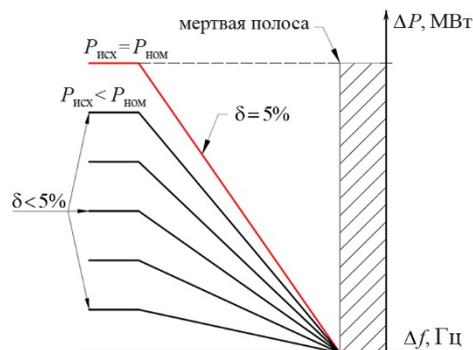
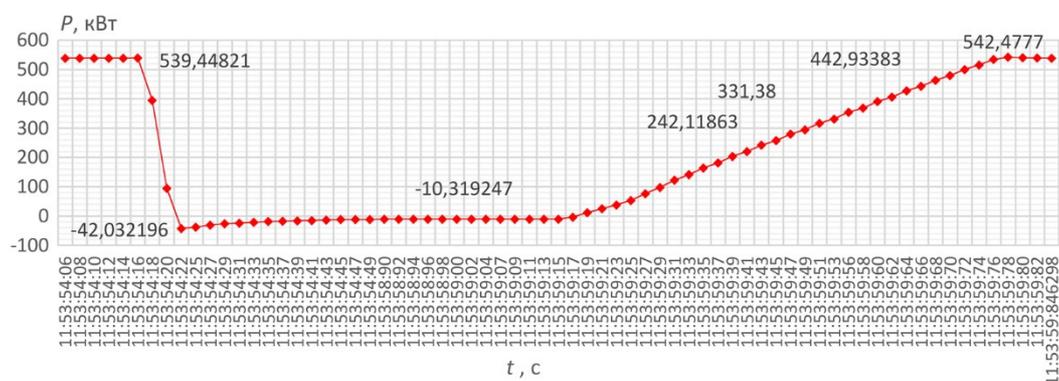


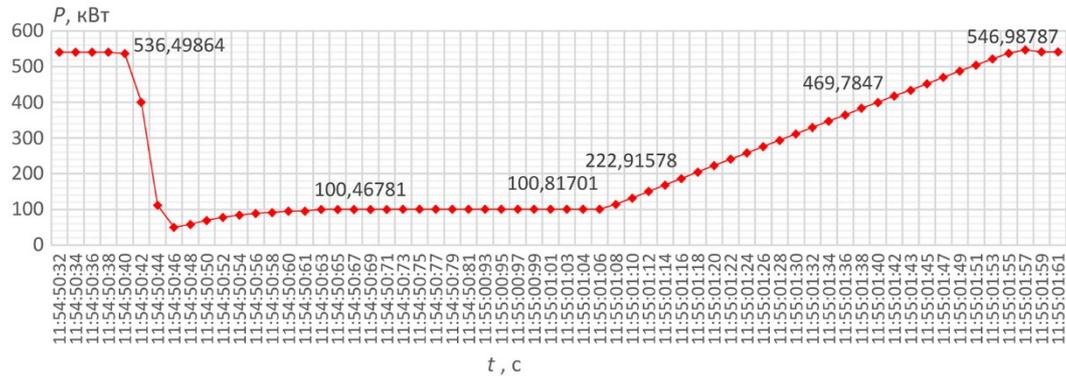
Рис. 5. Изменение характеристики ограничения мощности в зависимости от величины исходной мощности

1. Опыт 1 – повышение частоты сети до 50,1 Гц с проверкой верхней границы «мертвой полосы» и последующее повышение частоты сети с 50,1 до 52,6 Гц с последующим восстановлением частоты до значения 50 Гц. На рис. 6 приведена диаграмма изменения активной мощности при проведении опыта 1.



При восстановлении частоты до 50 Гц с момента 11:54:34:98 инвертор начинает увеличивать мощность и в течение 0,27 с восстанавливает генерируемую активную мощность с 322,03 кВт до максимально доступной 544,09 кВт.

3. Опыт 3 – уменьшение исходной активной мощности на 80% при повышении частоты сети с 50 Гц до 52,1 Гц с последующим увеличением мощности при восстановлении частоты до значения 50 Гц. На рис. 8 приведена диаграмма изменения активной мощности при проведении опыта 3.



При дальнейшем повышении частоты сети с 51,1 до 52,1 Гц с момента в 11:55:35:30 инвертор дополнительно ещё примерно на 40% от 540,88 кВт уменьшил активную мощность с 321,85 до 100,013 кВт.

При восстановлении частоты до 50 Гц в 11:55:44:45 инвертор начинает увеличивать мощность и в течение 0,54 с восстанавливает генерируемую активную мощность с 102,43 кВт до максимально доступной 540,98 кВт.

5. Опыт 5 – ограничение активной мощности при повышении частоты сети с 50,1 до 50,2 Гц с последующим восстановлением генерации. Диаграмма изменения активной мощности приведена на рис. 10.



Список использованных источников

1. Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка: утверждены АО «СО ЕЭС» от 22 декабря 2017 года // Стандарт организации АО «СО ЕЭС». – 2018. – 192 с.
2. ГОСТ Р 55890-2013 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и потоков активной мощности. Нормы и требования. – М., 2014. – 20 с.
3. IEEE 1547. Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. Piscataway, 2003. 16 p.
4. BDEW Technical Guideline. Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network. Berlin, 2008. 130 p.
5. VDE-AR-N4105:2011-08. Power generation systems connected to the low-voltage distribution network. Frankfurt, 2011. 69 p.
6. IEC 61727:2004 ed2.0. Photovoltaic (PV) systems. Characteristics of the utility interface. Geneva, 2004. 23 p.
7. Программа проведения натурных испытаний функции ограничения активной мощности инверторного оборудования Соль-Илецкой СЭС в зависимости от частоты сети: утверждено АО «СО ЕЭС», ООО «Авелар Солар Технолоджи», согласовано Филиалами АО «СО ЕЭС» ОДУ Урала, Оренбургское РДУ. 2017. – 19 с.
8. Программа испытания оборудования Пугачевской СЭС по подтверждению готовности участия в ОПРЧ: согласовано Филиалом АО «СО ЕЭС» Саратовское РДУ от 17.02.2018, утверждено ООО «Авелар Солар Технолоджи» от 17.02.2018. – 2018. – 14 с.

Коротков Борис Александрович, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры «Электрические системы и сети» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: bor.kor@mail.ru

Попков Евгений Николаевич, д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой «Электрические системы и сети» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: ENPopkov@gmail.com

Сейт Руслан Игоревич, начальник управления эксплуатации солнечных электростанций ООО «Авелар Солар Технолоджи».

E-mail: seyt.ruslan@gmail.com

УДК 621.311: 621.316: 621.317

В. К. Ванин, К. С. Горячевский, В. Н. Забоин, М. Г. Попов, Ф. Х. Халилов

Идентификация параметров силовых трансформаторов в адаптивных средствах их защиты и автоматики

Отражены перспективные решения по созданию адаптивных средств защиты и противоаварийной автоматики силового электрооборудования при внедрении в них методов идентификации динамических систем.

Ключевые слова: силовое оборудование, RLC-параметры, идентификация, градиентные методы, повышение чувствительности, адаптивная, самонастраивающаяся автоматика.

1. Критический обзор и общая постановка задачи идентификации параметров силового оборудования в адаптивных средствах защиты и автоматики

Большинство применяемых на практике численных и аналитических методов исследования переходных процессов силового электрооборудования базируются на использовании его идеализированного (консервативного) математического описания и, как следствие этого, неадекватно отображают реальные динамические характеристики объединенных энергосистем. Прежде всего, это обусловлено методической погрешностью из-за недостаточной математической строгости постановки задачи исследований, а в некоторых случаях в использовании при проведении численных экспериментов недостоверных первичных (исходных) параметров математической модели. Всё это неизбежно вызывает погрешности решения задачи при проведении расчётных исследований и может привести к последующей неверной интерпретации полученных результатов, что в конечном итоге отражается в ошибочном представлении о надёжности устойчивой работы энергосистемы. Достоверность оценки динамической устойчивости объединенных энергосистем в этом случае можно гарантировать лишь в первом цикле изменения (до первого максимума) взаимных углов эквивалентных источников, поскольку дальнейший характер переходного процесса уже в заметной мере зависит от точности моделирования систем управления агрегатами. Кроме этого на качественную и количественную оценку характера переходного процесса существенное влияние оказывают динамические (частотные) свойства силового оборудования электросети.

Как правило, идеализация математических моделей силового электрооборудования сети основана на использовании сосредоточенных комплексных схем замещения, линейные параметры которых рассчитываются по известным аналитическим выражениям в предположении стационарности (одночастотности) электромагнитного процесса [1, 2]. Довольно часто идеализируют источники питания исследуемого электрооборудования [1–3], внося тем самым методическую грубость и возможные искажения результатов эксперимента. Кроме этого в связи с неоправданным усложнением модели и невозможностью удовлетворения требований к вычислительной производительности современных микроконтроллеров применение строгого математического описания переходных процессов электрооборудования

может оказаться неприемлемым при решении задачи совершенствования и расширения функциональных возможностей микропроцессорных средств защиты и автоматики.

В связи с указанными техническими трудностями становится актуальной задача создания адаптивных параметрических математических моделей с относительно простой структурой, адекватно отражающей динамические свойства силового оборудования в нестационарных режимах работы электрической сети. Уточнение электрических параметров для принятой (заданной) структуры математической модели силового электрооборудования производится с привлечением методов идентификации динамических систем.

Современная реализация микропроцессорных систем продольной токовой дифференциальной защиты трансформаторного оборудования подразумевает применение дифференциальной отсечки (без торможения) и дифференциальной защиты с торможением. Как известно, выбор параметров срабатывания дифференциальной отсечки осуществляется исходя из отстройки от максимального тока небаланса, определяемого для условий внешнего короткого замыкания или тока включения трансформатора на холостой ход. В свою очередь параметры срабатывания чувствительной дифференциальной защиты (с торможением) определяются для двух наиболее характерных режимов работы силового трансформатора – нормального режима без торможения защиты и аварийного с торможением защиты. При отстройке от токов небаланса в указанных режимах в практике проектирования традиционно учитывают три их составляющих:

- ток небаланса, обусловленный токами намагничивания измерительных трансформаторов тока с учётом их схемы соединения;
- ток небаланса, обусловленный изменением тока намагничивания силового трансформатора при действии его устройств РПН;
- ток небаланса, обусловленный токами намагничивания силового трансформатора при несоответствующей трансформации вторичных сигналов измерительными трансформаторами тока (несоответствие коэффициента трансформации).

С учётом этого краткого напоминания основных принципов работы современных токовых продольных дифференциальных защит трансформаторного оборудования следует отметить ряд характерных особенностей. Ток срабатывания дифференциальной отсечки рассчитывается исходя из отстройки от внешних, «сквозных» коротких замыканий и может достигать 4–7 кратностей номинального тока, с учётом затухания свободных составляющих. Минимальный ток срабатывания, как правило, при наличии всех трех составляющих тока небаланса находится в диапазоне 0,4–0,6 о.е. Коэффициенты пропорциональности тормозных сигналов обычно (из опыта эксплуатации) составляют 0,2–0,4 о.е., но не более 0,5 о.е. по условиям эффективности алгоритма формирования тормозных сигналов (например, для алгоритма «полусумма токов плеч по модулю»). При этом наибольшая доля тока небаланса обусловлена как методической, так и инструментальной погрешностью (токами намагничивания) силового трансформаторного оборудования. Дополнительно для обеспечения селективной работы в пусковых режимах трансформаторов чувствительная дифференциальная защита, как правило, блокируется при её непра-

вильном срабатывании сигналами токов удвоенной (100 Гц) частоты на уровне 15 % и более.

Исходя из этого обобщённого анализа свойств продольных токовых защит трансформаторов следует, что наиболее эффективным мероприятием повышения чувствительности и быстродействия защиты является цифровая компенсация токов намагничивания силовых и измерительных трансформаторов в цепях вторичной коммутации их защиты. Здесь следует напомнить, что задача фильтрации токов намагничивания измерительных трансформаторов исследована и достаточно подробно изложена в [4–8]. В силу этого все нижеизложенные результаты исследований и выработанные рекомендации сделаны в предположении достоверной фильтрации токов намагничивания измерительных трансформаторов.

2. Методика идентификации параметров силового электрооборудования электроэнергетической системы в приложениях адаптивных систем защиты и автоматики

Рассмотрим задачу идентификации электрических параметров (R , L и C) некоторого эквивалента (нагрузки, генераторов и др.) электрической сети, подключенной к шинам электроэнергетической системы (ЭЭС). Как уже отмечалось, определение параметров осуществляется в результате решения системы уравнений, описывающей переходные процессы принятой адекватной модели электрооборудования ЭЭС в мгновенных значениях электрических сигналов напряжения $u(t)$ и тока $i(t)$. Структурная схема идентификации электрических параметров силового электрооборудования цепочечной электропередачи изображена на рис. 1.

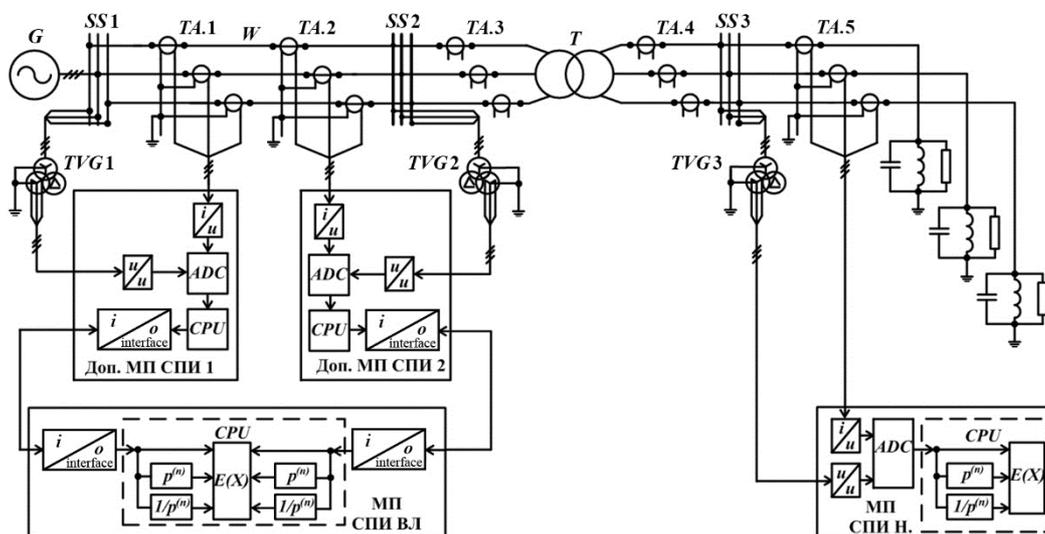


Рис. 1. Структурная схема идентификации эквивалентных электрических параметров силового электрооборудования электрической сети

Схема включает в себя основные микропроцессорные модули параметрической идентификации нагрузки (МП СПИ Н) и воздушной линии электропередачи (МП СПИ ВЛ). Система идентификации электрических параметров двухобмоточного трансформатора конструктивно выполняется аналогично микропроцессорным

модулям параметрической идентификации ВЛ и поэтому в целях упрощения визуального восприятия не показана на рис. 1. Естественно, что её подключение производится к своим первичным преобразователям электрических сигналов – к измерительным трансформаторам напряжения $TVG\ 2$ и $TVG\ 3$, а также к измерительным трансформаторам тока $TA.3$ и $TA.4$. Система идентификации электрических параметров ВЛ коммутируется к измерительным трансформаторам тока ($TA.1$ и $TA.2$, рис. 1) и напряжения ($TVG\ 1$ и $TVG\ 2$, 1) с использованием вспомогательных (дополнительных) измерительно-информационных модулей (Доп. МП СПИ 1 и Доп. МП СПИ 2, рис. 1), в составе которых имеются вторичные преобразователи электрических сигналов тока (датчики тока i/u , рис. 1) и напряжения (датчики напряжения u/u , рис. 1). Впоследствии электрические сигналы напряжения и тока подвергаются аналогово-цифровому преобразованию в модулях АЦП (блоки ADC на рис. 1).

Цифровые сигналы напряжения ($u_{изм}$) и тока ($i_{изм}$), измеренные с помощью АЦП, поступают в процессор (CPU , рис. 1) и передаются по коммуникационным каналам связи в основное микропроцессорное устройство (МП СПИ ВЛ, рис. 1) с помощью интерфейсов связи (блоки $I/O\ Interface$ на рис. 1). В основной микропроцессорной системе (МП СПИ ВЛ) осуществляются интегральные и дифференциальные преобразования цифровых сигналов тока и напряжения (блоки $1/p(n)$ и $p(n)$ на рис. 1) в соответствии с математической постановкой задачи параметрической идентификации. Решение системы уравнений идентификации $E(X)$ относительно искомым RLC – параметров выполняется численным градиентным методом в контроллере (модуль CPU , МП СПИ ВЛ на рис. 1). Отличительной особенностью конструктивного исполнения микропроцессорной системы параметрической идентификации эквивалентной нагрузки является отсутствие дополнительных микропроцессорных устройств и интеграция измерительно-информационных модулей (датчиков тока и напряжения, АЦП) в составе устройства МП СПИ Н (рис. 1).

Следует отметить, что в целях снижения себестоимости подсистемы идентификации параметров силовых трансформаторов измерительно-информационные модули также могут быть интегрированы в одном микропроцессорном устройстве без применения вспомогательных блоков (Доп. МП СПИ 1, 2, рис. 1).

Первоначально получим уравнения идентификации электрических параметров Т-образной структуры модели силового двухобмоточного трансформатора марки ТДЦ-125 000/110 ($R_1 = 0,1124$ Ом; $R_2 = 0,2624$ Ом; $X_\mu = 21,284$ кОм; $X_{L1} = 1,23$ Ом; $X_{L2} = 12,293$ Ом):

$$\left. \begin{aligned} u_1 &= i_1 R_1 + \frac{X_{L1}}{\omega} p i_1 + (i_1 - i_2) R_\mu + \frac{X_\mu}{\omega} (p i_1 - p i_2); \\ -u_2 &= i_2 R_2 + \frac{X_{L2}}{\omega} p i_2 + (i_2 - i_1) R_\mu + \frac{X_\mu}{\omega} (p i_2 - p i_1), \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

где R_1, R_2 – приведенные к номинальному сопротивлению активные сопротивления первичной и вторичной обмоток трансформатора, принимаемые равными 0,001 о.е. и 0,0022 о.е. соответственно;

X_{L1}, X_{L2} – приведенные к номинальному сопротивлению индуктивные сопротивления рассеяния первичной и вторичной обмоток, принимаемые равными 0,011 о.е. и 0,110 о.е. соответственно;

R_μ, X_μ – приведенные к номинальному сопротивлению активное и индуктивное сопротивления ветви намагничивания трансформатора, принимаемые равными 500,0 о.е. и 181,713 о.е. соответственно.

Для приведения полученных выражений (1) к единой размерности в качестве базисных среднеквадратичных (действующих) значений были приняты: напряжения – $U_{\text{баз}}$ и тока – $I_{\text{баз}}$, – из которых могут быть получены базисная полная мощность $S_{\text{баз}} = U_{\text{баз}} I_{\text{баз}}$ и сопротивление $Z_{\text{баз}} = U_{\text{баз}} / I_{\text{баз}}$. Кроме этого, необходимо ввести понятие базисной частоты $\omega_{\text{баз}} = 2\pi f_{\text{баз}}$ и шага интегрирования $dt = h$, обратно пропорционального частоте дискретизации АЦП. С учётом этого выполним приведение целевой функции (1) к относительным единицам измерения:

$$R_{\text{мод}}^* = \frac{R_{\text{мод}}}{Z_{\text{баз}}}; X_{L\text{мод}}^* = \frac{X_{L\text{мод}}}{Z_{\text{баз}}}; X_{C\text{мод}}^* = \frac{X_{C\text{мод}}}{Z_{\text{баз}}}. \quad (2)$$

Для удобочитаемости во всех нижеследующих выражениях верхний индекс приведенных величин «*» исключён. Однако при этом следует понимать, что все переменные, кроме базисной частоты $\omega_{\text{баз}}$ и шага интегрирования h , в этих выражениях измеряются в относительных единицах.

Расчёт (идентификация) электрических параметров $X = (R_{\text{мод}}, X_{L\text{мод}}, X_{C\text{мод}})$ рассматриваемой силовых трансформаторов производится в результате численного решения нелинейной системы уравнений в матричной форме записи:

$$\left[\frac{\partial E(t, x)}{\partial X} \right] \times [\Delta X] = -[E(t, X)], \quad (3)$$

где $\frac{\partial E(t, x)}{\partial X}$ – матрица коэффициентов чувствительности, о.е.;

ΔX – вектор-столбец приращений искомых параметров, о.е.;

$E(t, X)$ – вектор-столбец интегральных значений целевой функции, определяемой выражением, о.е.:

$$E(X) = \sqrt{\frac{1}{T} \int_{t-T}^T F^2(X) d\tau}, \quad (4)$$

где T – интервал усреднения, принимаемый равным 20 мс.

По сравнению с целевой функцией $F(X)$ её интегральные значения $E(X)$ являются знакоопределёнными. В дальнейшем для упрощения формы записи опустим индексы «изм» у измеренных величин, индексы «баз» у базисной частоты и индексы «мод» у параметров модели. Кроме этого, с учётом высокой частоты дискретизации по времени будем считать неизменными на интервале опроса АЦП идентифицируемые параметры модели $X = (R, X_L, X_C)$.

Анализ представленных на рис. 2 результатов показал слабую чувствительность уравнений идентификации к неверно заданным начальным условиям электрических параметров первичной обмотки трансформатора. В частности, даже при 100 % погрешности задания стартовых значений среднеквадратичная ошибка составляет не более 3 % (рис. 2, а), что гарантирует быстрое действие алгоритма даже при задании нулевых начальных условий. Характер зависимости векторной функции среднеквадратичной погрешности от ошибки неточного задания начальных сопротивле-

ний вторичной обмотки (рис. 2, б) практически линейный – величина погрешности пропорциональна ошибке начальных условий по модулю во всем исследуемом диапазоне значений. Несмотря на достаточно большие значения погрешности (120–130 %, рис. 2, б) выбор стартовых значений сопротивлений вторичной обмотки не ограничивается условиями сходимости уравнений, поскольку, как уже отмечалось, поверхность $E(X)$ линейна.

В то же время выявлена гиперчувствительность алгоритма к заданию нулевых начальных значений электрических параметров идентификации ветви намагничивания трансформатора. При этих стартовых условиях погрешность достигает величины более 250 о.е. (рис. 3, а), что может привести к неверной работе алгоритма идентификации. Для исключения этого недостатка рекомендуется принимать завышенные начальные значения идентифицируемых сопротивлений ветви намагничивания. В этой области положительных отклонений параметров идентификации поверхность векторной функции среднеквадратичной ошибки практически линейна, её полевые линии монотонно убывают относительно максимальных значений около 250 % (рис. 3, б).

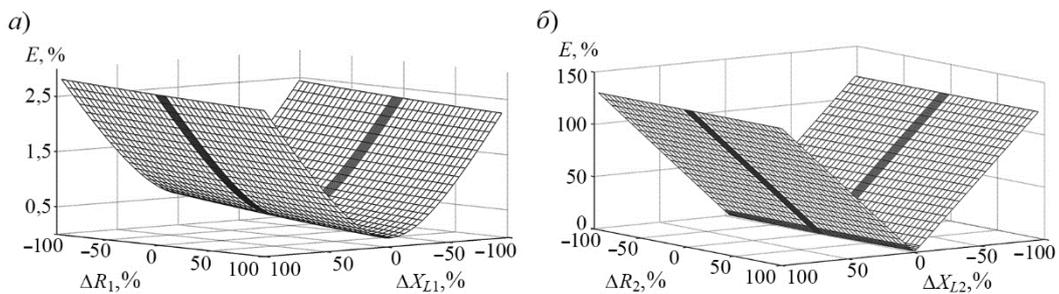


Рис. 2. Характер изменения среднеквадратичной ошибки при вариации начальных значений электрических параметров первичной (а) и вторичной (б) обмоток двухобмоточного трансформатора

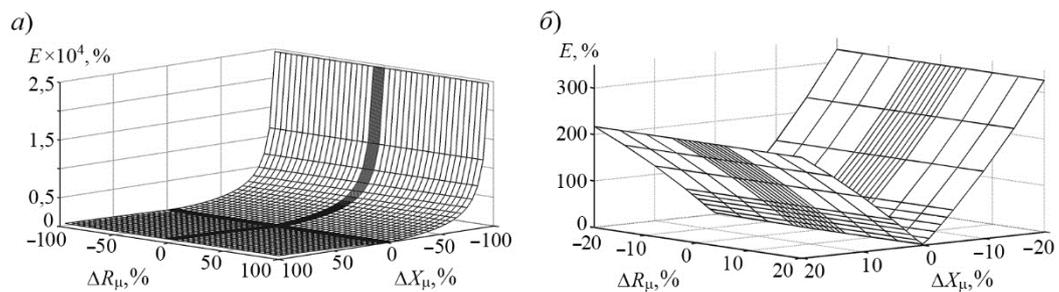


Рис. 3. Характер изменения среднеквадратичной ошибки при вариации начальных значений электрических параметров ветви намагничивания двухобмоточного трансформатора: а) в масштабе изменения ± 100 %; б) в масштабе изменения ± 20 %

3. Апробация методов идентификации параметров силовых трансформаторов при физических экспериментах процессов включения

Апробация разработанного алгоритма идентификации электрических параметров трансформаторного оборудования осуществлялась при проведении физических экспериментов включения трехфазных трансформаторов в режиме холостого хода.

При проведении натуральных экспериментов одновременно производилось решение нескольких поставленных задач – апробация методов и алгоритмов идентификации силового трансформаторного оборудования и совершенствование систем его защиты. Результаты исследования нестационарных режимов трансформаторов и синтеза новых методов и алгоритмов систем их защиты достаточно подробно изложены последующих разделах. Здесь же выполнена оценка эффективности идентификации электрических параметров трансформаторного оборудования в нестационарных режимах их работы. Натурные испытания идентификации электрических параметров производились для следующих трансформаторов:

- блочные трехфазные двухобмоточные трансформаторы типа ТЦ-630 000 / 330, со схемой и группой соединения $Y/\Delta-11$, установленные на ОРУ 330 кВ Ленинградской АЭС;
- трехфазные двухобмоточные трансформаторы типа ТДЦ-80 000 / 110, ТДЦ-125 000 / 110 и ТД-40 000 / 110, со схемой и группой соединения обмоток $Y/\Delta-11$, установленные на подстанциях 110 кВ распределительной сети 110 кВ АО «Ленэнерго»;
- трехфазный двухобмоточный трансформатор с сухой изоляцией типа Trihal 2 500 / 10, со схемой и группой соединения обмоток $\Delta/Y-0-11$, установленный в РП-14 распределительной сети АО «Ниссан Мэнүфэкчуринг Рус» (г. Санкт-Петербург).

В связи со значительным объемом материалов физических экспериментов ниже излагаются наиболее характерные результаты переходных процессов применительно к двухобмоточным трансформаторам марки ТДЦ, установленных на подстанциях 110 кВ распределительной сети 110 кВ АО «Ленэнерго». Оценка погрешности идентификации электрических параметров с использованием вышеописанной методики выполнена в полном объеме применительно ко всем указанным трансформаторам и автотрансформаторам.

На рис. 4 изображены цифровые осциллограммы фазных токов силового двухобмоточного трансформатора ТДЦ-80 000/110 в режиме его включения на холостой ход. Указанный трансформатор имеет следующие паспортные характеристики:

- потери в установившемся режиме холостого хода, $\Delta P_{xx} = 85$ кВт;
- ток в установившемся режиме холостого хода, $I_{xx} = 0,55\%$;
- потери в установившемся режиме короткого замыкания, $\Delta P_{кз} = 320$ кВт;
- остаточное напряжение в установившемся режиме короткого замыкания, $U_{кз} = 11\%$.

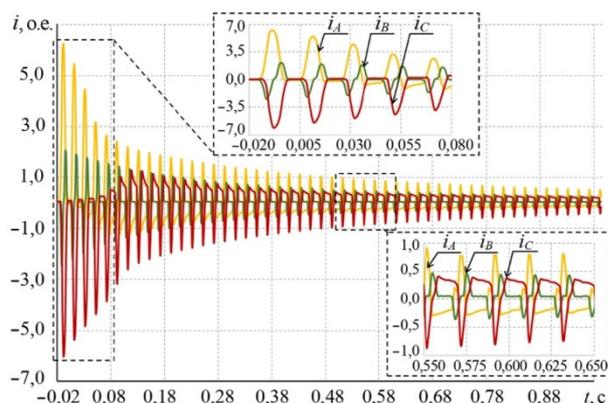


Рис. 4. Цифровые осциллограммы фазных токов включения трансформатора ТДЦ-80 000 / 110 в режиме холостого хода

При включении силового трансформатора наибольшее значение тока характерно для фазы *A*, его мгновенная величина составляет около 6,25 о.е. (рис. 5). В последующей стадии нестационарного режима в течение около 0,5 с (рис. 5) происходит затухание фазных токов до амплитудных значений, близких к номинальному току (381,72 А). В процессе включения был зафиксирован запуск продольной токовой дифференциальной защиты трансформатора, срабатывание которой было заблокировано при действии фильтров тока удвоенной (100 Гц) частоты.

Цифровые осциллограммы натуральных экспериментов по включению остальных из вышеуказанного списка силовых трансформаторов характеризуются аналогичными физическими явлениями и не имеют качественных и принципиальных особенностей. При этом наибольшая величина броска тока намагничивания (около 6,25 о.е.) соответствует вышеописанному результату физического эксперимента. В остальных случаях максимальные значения фазных токов включения находились в диапазоне от 1,92 о.е. до 3,83 о.е. Оценка эффективности алгоритма идентификации электрических параметров силовых трансформаторов также производилась с использованием цифровых осциллограмм этих нестационарных режимов работы. В качестве одного из наиболее характерных случаев ниже представлены (рис. 5–7) расчётные и усредненные значения индуктивностей силового трансформатора ТДЦ-80 000/110.

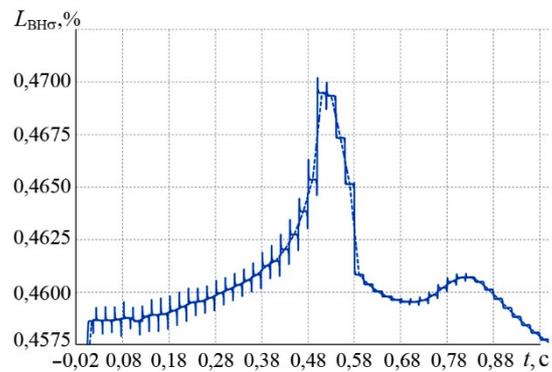


Рис. 5. Расчётная (сплошная линия) и усредненная (штриховая линия) характеристики индуктивности рассеяния обмотки ВН при идентификации электрических параметров трансформатора ТДЦ-80 000 / 110 в режиме холостого хода

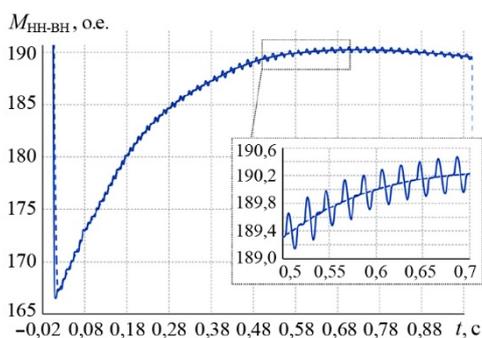


Рис. 6. Расчётная (сплошная линия) и усредненная (штриховая линия) характеристики взаимной индуктивности обмоток ВН и НН при идентификации электрических параметров трансформатора ТДЦ-80 000 / 110 в режиме холостого хода

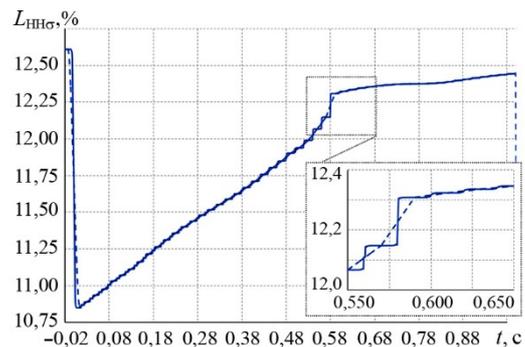


Рис. 7. Расчётная (сплошная линия) и усредненная (штриховая линия) характеристики индуктивности рассеяния обмотки НН при идентификации электрических параметров трансформатора ТДЦ-80 000 / 110 в режиме холостого хода

Анализ характеристик изменения индуктивностей рассеяния обмоток высшего ($L_{ВН\sigma}$) и низшего ($L_{НН\sigma}$) напряжений выявил следующие особенности. Расчётная и усредненная характеристики индуктивности рассеяния обмотки высшего напряжения ($L_{ВН\sigma}$) имеют ярко выраженный максимум в момент времени около 0,5 с (рис. 5). Однако в связи с тем, что изменение индуктивности обмотки высшего напряжения (ВН) $L_{ВН\sigma}$ происходит в незначительном диапазоне, её можно считать практически постоянной и равной по величине 0,46 % (рис. 5; табл. 1, строка 6). Индуктивность рассеяния обмотки низшего напряжения (НН) $L_{НН\sigma}$ (рис. 7) изменяется линейно практически на всем интервале $t \in [0; 0,58]$ нестационарного режима работы. Её минимальное значение $L_{НН\sigma} = 10,35$ % (рис. 7, табл. 1, строка 6) близко по величине к напряжению короткого замыкания. По истечении около 0,6 с от момента включения трансформатора изменение индуктивности рассеяния обмотки НН происходит асимптотически, с приближением к величине 12,3 – 12,4 %. (рис. 7; табл. 1, строка 6).

Таблица 1

Усредненные результаты параметрической идентификации силовых трансформаторов в нестационарных режимах включения на холостой ход

Марка трансформатора	Усредненные параметры идентификации						Паспортные параметры	
	$L_{ВН\sigma}$, %		$M_{НН-ВН}$, о.е.		$L_{НН\sigma}$, %		$I_{ХХ}$, %	$U_{КЗ}$, %
	min	max	min	max	min	max		
Trihal 2 500 / 10	0,84	0,96	83,27	112,21	4,55	6,38	–	6,0
ТД-40 000/110	0,62	0,81	138,11	184,45	9,28	11,56	0,65	11,0
ТДЦ-80 000/110	0,457	0,47	166,25	190,20	10,35	12,38	0,55	11,0
ТДЦ-125 000/110	0,54	0,58	173,15	194,17	10,15	11,77	0,60	11,0
ТЦ-630 000 / 330	0,24	0,37	274,34	312,71	11,76	13,24	0,35	11,5

Взаимоиндукция обмоток НН и ВН ($M_{НН-ВН}$), наоборот, изменяется в достаточно широком диапазоне ± 15 % относительно установившихся значений. Её минимальное значение в начальной стадии переходного процесса составляет около 166 о.е. (рис. 6, табл. 1, строка 6). В конечной стадии нестационарного режима взаимная индуктивность обмоток трансформатора $M_{НН-ВН}$ изменяется асимптотически и стремится к значениям около 190 о.е. (табл. 1, строка 6), что практически соответствует обратно пропорциональной величине (181,81 о.е) тока установившегося режима холостого хода $I_{ХХ} = 0,55$ % (табл. 1, строка 6). Учёт описанного свойства взаимной индукции обмоток НН и ВН позволяет правильно учесть начальные условия намагниченности сердечника $B_{\mu}(0)$, снизив тем самым погрешность воспроизведения тока намагничивания в адаптивных системах защиты. Результаты исследований влияния этого фактора в полной мере изложены в [5–8].

Характеристики изменения идентифицируемых электрических параметров силовых трансформаторов Trihal 2 500 / 10, ТЦ-40 000/110, ТДЦ-125 000/110 и ТЦ-630 000 / 330 в нестационарных режимах их включения на холостой ход практически идентичны. Тем не менее, следует отметить, что в остальных случаях асимптотическое изменение расчётных и усредненных характеристик изменения параметров идентификации силовых трансформаторов наблюдается несколько ра-

нее – в момент времени около 0,3 с. Данное физическое явление объясняется пониженным (в сопоставлении с вышеописанными результатами) уровнем токов включения и, как следствие, меньшим насыщенным состоянием трансформатора.

Исходя из сказанного, следует важный практический вывод, что для эффективного и качественного контроля тока намагничивания в сверхпереходных (начальных) стадиях нестационарных режимов холостого хода требуется уточненное математическое описание силового трансформаторного оборудования, поскольку его расчётная схема замещения с паспортными характеристиками не отвечает высоким требованиям чувствительности дифференциальной защиты.

4. Повышение чувствительности продольной токовой дифференциальной защиты силовых трансформаторов с коррекцией рабочих сигналов токами намагничивания

Устранение методической ошибки в описании динамических свойств силовых трансформаторов, а также снижение инструментальной погрешности в измерительных цепях их релейной защиты в конечном итоге преследует цель линейаризации переходных характеристик нелинейного электрооборудования. Оценка эффективности адаптивного фильтра (его подробное описание выполнено в [5]) фазных токов намагничивания силовых двухобмоточных трансформаторов в настоящем исследовании производится при проведении натуральных (физических) экспериментов их включения в режиме холостого хода. Осциллограммы фазных токов в опытах включения трансформаторов получены с помощью цифровых регистраторов аварийных событий в микропроцессорных средствах РЗА. Следует отметить, что при проведении натуральных экспериментов не производился контроль (измерение) фазных напряжений, а также их начального угла в момент включения трансформаторов. Поэтому расчёт фазного тока намагничивания силовых трансформаторов с использованием цифровой модели фильтра с использованием паспортных характеристик трансформаторов и модельного источника напряжения с идентичными характеристиками затухания тока намагничивания.

В качестве особой фазы, для которой выполнены численные эксперименты, выбиралась фаза с наибольшей амплитудой тока в физическом эксперименте включения трансформатора на холостой ход. Данный подход является следствием ограничений по объёму публикации и не связан с какими-либо допущениями. Измеренные пиковые значения наибольших фазных токов включения при проведении натуральных экспериментов составили не более 6,25 о.е. (5,0 – 6,25 о.е., сплошная линия, рис. 8, 9). Кроме этого на рис. 8, 9 изображены погрешности вычисления соответствующих фазных токов намагничивания.

Цифровые осциллограммы измеренных фазных токов включения силовых трансформаторов в режиме холостого хода показаны сплошной линией на рис. 8. На этих же рисунках штриховой линией показаны вычисленные с использованием цифрового фильтра (рис. 9) фазные токи включения.

Во всех представленных расчётных случаях следует отметить несколько выявленных особенностей расчётных токов намагничивания. Одна из них – это практически полное совпадение амплитудных значений измеренных и вычисленных фазных токов. При этом для всех расчётных сигналов фазного тока характерно их

большее затухание по сравнению с действительным (измеренным) нестационарным процессом. В качестве другого отличительного свойства следует отметить меньшие (по сравнению с измеренным процессом) искажения расчётных токов в области отрицательных индукций характеристики намагничивания силовых трансформаторов.

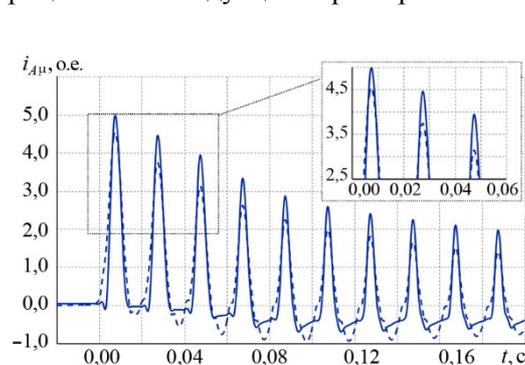


Рис. 8. Осциллограммы тока измеренного (сплошная линия) и воспроизведенного (штриховая линия) тока намагничивания $i_{A\mu}$ фазы А при включении силового трансформатора ТДЦ-80 000 / 110 в режиме холостого хода

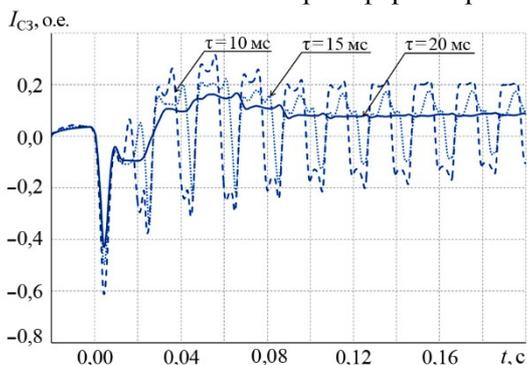


Рис. 9. Изменение тока срабатывания дифференциальной защиты трансформатора ТДЦ-80 000 / 110 в режиме его включения на холостой ход при вариации интервала интегрирования ($\tau = 10$ мс – штриховая линия; $\tau = 15$ мс – пунктирная линия; $\tau = 20$ мс – сплошная линия)

Заключение

1. Разработана методика и программные модули идентификации параметров силовых трансформаторов для адаптивных формирователей коррекционных сигналов дифференциальной защиты. В результате оценки чувствительности уравнений идентификации параметров силового оборудования показано, что поверхность целевой функции всегда имеет глобальный минимум, который отождествляет существование и единственность решения системы в пространстве параметров.

2. Установлено, что разработанный программный алгоритм особо чувствителен к заданию нулевых начальных значений -параметров эквивалентной нагрузки, параметров R_{π} , C воздушных ЛЭП и параметров R_{μ} , L_{μ} ветви намагничивания силовых трансформаторов. В последнем случае среднеквадратичная ошибка уравнений идентификации может достигать критических (до 250 о.е.) величин с точки зрения быстродействия и устойчивой сходимости численного метода. Положительные ненулевые начальные условия характеризуются монотонным убыванием векторной функции среднеквадратичной ошибки $E(X)$.

3. Выявлена слабая чувствительность итерационного процесса идентификации продольных параметров R и L к заданию их нулевыми стартовыми значениями, при которых среднеквадратичная погрешность составляет не более 3 %. Аналогичные показатели чувствительности алгоритма выявлены при задании нулевых начальных значений электрических параметров R_1 и L_1 первичной обмотки двухобмоточного трансформатора. При этом во всей области векторная функция $E(X)$ положительна и убывает к точке сходимости системы уравнений. Вблизи экстремума поверхность $E(X)$ практически равномерна и линейна.

4. В результате натурных экспериментов произведена апробация разработанного алгоритма идентификации электрических параметров силовых трехфазных двухобмоточных трансформаторов номинальным напряжением 330 кВ, 110 кВ и 10 кВ в нестационарных режимах их работы. Установлено, что расчётные и усредненные характеристики индуктивностей рассеяния обмотки высшего ($L_{ВН\sigma}$) и низшего ($L_{НН\sigma}$) напряжения в сверхпереходной (начальной) стадии нестационарного режима включения силовых трехфазных трансформаторов являются практически линейными. Взаимная индуктивность обмоток НН и ВН ($M_{НН-ВН}$) силовых трехфазных трансформаторов изменяется асимптотически в достаточно широком диапазоне до $\pm 15\%$ относительно установившихся значений. В конечной стадии нестационарного режима взаимная индуктивность обмоток трансформатора $M_{НН-ВН}$ стремится к значениям обратно пропорциональным величине тока установившегося режима холостого хода.

5. Обоснована невозможность применения линейных расчётных схем замещения трансформаторного оборудования, получаемых на основе его паспортных характеристик. Показано, что в сверхпереходных (начальных) стадиях нестационарных режимов приведенная величина погрешности вычисления токов силовых трансформаторов с использованием их паспортных характеристик может достигать 10–15%. Для эффективного и качественного воспроизведения токов намагничивания для адаптивной коррекции характеристик срабатывания защиты силового оборудования требуется уточненное математическое описание с учётом нелинейности его характеристик. Такой способ позволяет осуществить адаптивную линеаризацию характеристики срабатывания дифференциальной защиты силовых трансформаторов их токами намагничивания.

Список литературы

1. *Алюнов А. Н.* Идентификация параметров схем замещения электрических систем по данным регистраторов аварийных процессов: Автореф. дис. на соискание учёной степени канд. техн. наук. – СПб, 2004. – 16 с.
2. *Бартоломей П. И.* Определение параметров схемы замещения электрической сети по измерениям средствами векторной регистрации/ П. И. Бартоломей, А. А. Голиков, А. А. Суворов // *Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды всероссийской науч.-техн. конф.: сборник статей.* – Екатеринбург, 2010. Т. 1. – С. 208–212.
3. *Попов М. Г., Гараева Н. Р., Медина Гарай К. Э.* Разработка методики синтеза усовершенствованных математических моделей автотрансформатора // *Известия высших учебных заведений. Электромеханика*, 2010, № 2 (спецвыпуск). – С. 28–30.
4. *Ванин В. К., Амбросовская Т. Д., Попов М. Г., Попов С. О.* Повышение достоверности работы измерительных цепей релейной защиты // *Электрические станции*, 2015, № 11. – С. 30–35.
5. *Попов М. Г., Ванин В. К., Попов С. О.* Моделирование фильтров тока намагничивания и воспроизведение вторичных токов силовых трансформаторов / *Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике. Материалы X всероссийской науч.-техн. конф.: сборник докладов.* 2016. – С. 268–269.
6. *Попов М. Г., Ванин В. К., Ванин И. В.* Исследование нестационарных режимов работы силовых и измерительных трансформаторов // *Динамика нелинейных*

дискретных электротехнических и электронных систем. Материалы XII всероссийской науч.-техн. конф. 2017. – С. 205–256.

7. Попов М. Г., Ванин В. К., Назуков Д. В. Синтез и исследование фильтра тока намагничивания силовых и измерительных трансформаторов // Релейная защита и автоматика энергосистем 2017: сборник докладов. – СПб, 2017. – С.П 15. – С. 1134 – 1138.
8. Попов М. Г., Ванин В. К. Анализ процессов в силовых и измерительных трансформаторах и коррекция их описания для различных приложений // «Релейная защита и автоматизация» – научно-практическое издание, 2018, № 01(30). – С. 39–45.

Ванин Валерий Кузьмич, д-р техн. наук, профессор кафедры «Электрические станции и автоматизация энергосистем» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: vaninvk@eef.spbstu.ru

Горячевский Константин Сергеевич, ассистент, аспирант кафедры «Электрические станции и автоматизация энергосистем» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: goryachevskiy_k@ntcees.ru

Забоин Валерий Николаевич, д-р техн. наук, профессор кафедры «Теоретическая электротехника и электромеханика» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: zabv@rambler.ru

Попов Максим Георгиевич, канд. техн. наук, доцент, заведующий кафедрой «Электрические станции и автоматизация энергосистем Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: PopovMG@eef.spbstu.ru

Халилов Фирудин Халилович, д-р техн. наук, профессор кафедры «Техника высоких напряжений, электроизоляционная и кабельная техника» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

Оптимизация энергопотребления на основе использования накопителя энергии

Рассмотрены вопросы экономии затрат на электроэнергию (ЭЭ) при двухступенчатом тарифе за счёт использования накопителя ЭЭ для некоторого энергообъекта (ЭО). Предполагается, что ЭО потребляет только активную мощность, графики потребления имеют дневной максимум различаются по дням недели. Мощность нагрузки разделяется на две части: строго заданную и вариативную, изменяемую при оптимизации. К таким ЭО относятся, один или несколько частных домов, многоквартирный дом, офисный центр, ферма, не крупное промышленное предприятие с преимущественным потреблением активной мощности.

Сформулирована и решена задача определения наименьших затрат на ЭЭ при различных соотношениях между мощностями сети, нагрузки, преобразователя «накопитель–нагрузка» и ёмкостью накопителя. Задача сведена к задаче линейного программирования с общим числом переменных 2520. Оптимальное ведение режима выполнено для интервала оптимизации – 1 неделя и шага дискретизации 12 минут. Показано, что использование накопителя снижает стоимость потребленной ЭЭ на 5–25%. При этом инвестиции в дополнительное оборудование (накопитель и преобразователь) оценены как значительные. Существенный (10 и более процентов) выигрыш в затратах на ЭЭ получается при мощности преобразователя в 10 и более процентов от мощности сети. Общий вывод состоит в том, инвестирование средств в накопитель и затраты на его текущую эксплуатацию даже при оптимальном ведении режимов в экономическом смысле не более выгодны, чем покупка ЭЭ у сети, потому что разница в ценах на энергию от сети не компенсирует инвестиционную стоимость необходимого дополнительного оборудования.

Ключевые слова: задача линейного программирования, накопитель ЭЭ, экономия ЭЭ, уменьшение потребления ЭЭ, оптимальное ведение режима, симплекс-метод, двухступенчатый тариф, стабильность напряжения.

Тот факт, что при двухступенчатом тарифе может быть получена некоторая экономия расходов на ЭЭ при установке на питаемый ЭО накопителя ЭЭ достаточно очевиден [1–3]. Однако хотелось бы конкретики при ответах на вопросы:

- какой уровень снижения расходов достигим и как построить управление работой накопителя для максимального снижения расходов?
- как должны соотноситься мощность нагрузки, мощность питающей сети, мощность преобразователя, заряжающего (разряжающего) накопитель и ёмкость накопителя для максимального снижения расходов?

Получение ответов на эти вопросы оказалось несколько сложнее, чем представлялось нам в начале исследования, а полученные ответы носят, по нашему мнению, не тривиальный характер. Это и побудило нас к написанию настоящей статьи [4, 5].

Приобретение и эксплуатация накопителя энергии будет осмысленным действием владельца ЭО, если оно уменьшает его расходы на ЭЭ. Приобретение и эксплуатация накопителя может также спонсироваться питающей энергосистемой, если оно способствует снижению неравномерности загрузки сети. Понятно, что эти факторы не противоречивы (хотя и не эквивалентны) и, улучшение любого из них улучшает и другой. В настоящей работе мы под оптимизацией энергопотребления

будем понимать минимизацию расходов на потребляемую ЭЭ, т. е. будем рассматривать задачу с позиции владельца ЭО.

Исследование будем выполнять на некоторой математической модели ЭО, которую построим исходя из ряда допущений:

- объект потребляет только активную мощность, график потребления $P_{load}(t)$ имеет дневной максимум, графики потребления по дням различаются, интервал оптимизации – одна неделя, дневная и ночная стоимости ЭЭ различны;
- мощность нагрузки может быть разделена на две части: строго заданную $P_{const}(t)$ и вариативную $P_{var}(t)$, только последняя из них может изменяться при оптимизации в интересах экономия стоимости ЭЭ;
- преобразователь и накопитель работают без потерь (это упрощающее допущение может быть снято и принято здесь для того, чтобы не перегружать изложение деталями), начальная $W_{bat}(0)$ и конечная $W_{bat}(T)$ энергии накопителя одинаковы на концах интервала оптимизации.

Достаточно хорошими примерами таких ЭО могут служить, по нашему мнению, один или несколько частных домов, многоквартирный дом, офисный центр, ферма, не крупное промышленное предприятие с преимущественным потреблением активной мощности.

Далее введем величины, описывающие задачу и запишем ограничения на их изменение. В начале, для ясности изложения, мы введем эти величины как непрерывные функции времени, далее примем для времени дискретную сетку и все величины, описывающие задачу, станут векторами, элементы которых будут их значениями в дискретные моменты времени.

Для накопителя: $P_{bat\ max}$, $P_{bat}(t)$, $W_{bat\ max}$, $W_{bat}(t)$ – соответственно мощность преобразователя, связывающего батарею с сетью, текущее значение мощности, потребляемой/генерируемой накопителем, ёмкость накопителя (Дж), текущее значение энергии в накопителе. Введенные переменные связаны достаточно очевидными соотношениями и ограничениями:

$$-P_{bat\ max} \leq P_{bat}(t) \leq P_{bat\ max}; \quad (1)$$

$$0 \leq W_{bat}(t) \leq W_{bat\ max}; \quad (2)$$

$$W_{bat}(t) = \int_0^t P_{bat}(t) dt + W_{bat}(0).$$

Если $W_{bat}(0) = 0$, то

$$W_{bat}(t) = \int_0^t P_{bat}(t) dt. \quad (3)$$

Для сети: $P_{net\ max}$, $P_{net}(t)$ – соответственно максимальная мощность, которую может выдавать сеть и текущее значение мощности, потребляемой из сети. Ограничение для использования энергии от сети

$$0 \leq P_{net}(t) \leq P_{net\ max}. \quad (4)$$

Для нагрузки: $P_{load}(t)$ – текущее значение мощности нагрузки. Для введенных выше составляющих $P_{const}(t)$ и $P_{var}(t)$ мощности нагрузки:

$$P_{load}(t) = P_{const}(t) + P_{var}(t), \quad (5)$$

где $P_{const}(t)$ – строго заданная и составляющая мощности нагрузки – значения этой мощности не могут быть изменены в процессе оптимизации; $P_{var}(t)$ – изменяемая составляющая мощности нагрузки.

Потребленная нагрузкой энергия W_{load} с момента $t = 0$ до $t = T$, где T интервал оптимизации – 1 неделя в наших расчётах определяется следующим образом: [6]

$$W_{load} = \int_0^T P_{load}(t) dt = \int_0^T P_{const}(t) dt + \int_0^T P_{var}(t) dt = W_{const} + W_{var}, \quad (6)$$

здесь

$$W_{var} = \int_0^T P_{var}(t) dt. \quad (7)$$

Уравнение баланса мощности

$$P_{bat}(t) + P_{net}(t) = P_{load}(t)$$

или

$$-P_{var}(t) + P_{bat}(t) + P_{net}(t) = P_{const}(t). \quad (8)$$

Введем в рассмотрение вектора \mathbf{P}_{var} , \mathbf{P}_{bat} , \mathbf{P}_{net} , элементы которых являются значениями соответственно величин $P_{var}(t)$, $P_{bat}(t)$, $P_{net}(t)$ в дискретные моменты времени $t_k : \{t_1 = 0; t_k = t_{k-1} + h; t_N = T\}$, где h – шаг наблюдения – 12 мин в наших расчётах. Далее, для краткости записи будем обозначать $P_{var,k} = P_{var}(t_k)$, $P_{bat,k} = P_{bat}(t_k)$, $P_{net,k} = P_{net}(t_k)$. Тогда

$$\mathbf{P}_{var} = \begin{bmatrix} P_{var,1} \\ P_{var,2} \\ \vdots \\ P_{var,N} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{P}_{bat} = \begin{bmatrix} P_{bat,1} \\ P_{bat,2} \\ \vdots \\ P_{bat,N} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{P}_{net} = \begin{bmatrix} P_{net,1} \\ P_{net,2} \\ \vdots \\ P_{net,N} \end{bmatrix}.$$

Пусть $K(t)$ – цена ЭЭ, потребляемой от сети, изменяется в течении суток по некоторому известному закону. В нашем исследовании принято: дневной тариф 4,6 руб/кВт·ч (или 7,6 цента за 1 кВт·ч) и ночной тариф 2,8 руб/кВт·ч (или 4,4 цента за 1 кВт·ч). Введем аналогично предыдущим вектор $\mathbf{K} = [K_1, K_2, \dots, K_N]^T$, что позволяет нам записать формулировку задачи оптимального потребления ЭЭ в виде:

$$f = \mathbf{K}' \mathbf{P}_{net} \rightarrow \min. \quad (9)$$

Очевидно, что решение задачи (9) соответствует минимальной плате за ЭЭ. Запишем далее, пользуясь введенными векторами, ограничения в виде равенств и неравенств, которые должны выполняться для каждого t_k .

Запишем ограничение (8), выражающее тот факт, что суммарная мощность, поставленная сетью и накопителем, равна мощности, потребленной нагрузкой. Для этого, используя введенные вектора, запишем (7) в виде:

$$W_{\text{var}} = \int_0^T P_{\text{var}}(t) dt = \sum_{n=1}^N P_{\text{var},n} h = h \cdot \mathbf{1}' \cdot \mathbf{P}_{\text{var}} = B_1 = W_{\text{load}} - W_{\text{const}},$$

где $\mathbf{1}$ – вектор из единиц соответствующего размера. Из предположения, что начальная $W_{\text{bat}}(0)$ и конечная $W_{\text{bat}}(T)$ или, что тоже $W_{\text{bat},N}$ энергии накопителя равны, получим ограничение:

$$W_{\text{bat}} = W_{\text{bat}}(0) + h \cdot \mathbf{1}' \cdot \mathbf{P}_{\text{bat}} = W_{\text{bat},1} + B_2 = W_{\text{bat},N} \quad \text{или}$$

$$h \cdot \mathbf{1}' \cdot \mathbf{P}_{\text{bat}} = B_2 = W_{\text{bat},N} - W_{\text{bat}}(0)$$

Тогда матричная запись (8) будет иметь вид:

$$\begin{bmatrix} -\mathbf{E} & -\mathbf{E} & \mathbf{E} \end{bmatrix} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} \mathbf{P}_{\text{var}} \\ \mathbf{P}_{\text{bat}} \\ \mathbf{P}_{\text{net}} \end{bmatrix}}_{\mathbf{X}} = \begin{bmatrix} P_{\text{const},1} \\ P_{\text{const},2} \\ \vdots \\ P_{\text{const},N} \end{bmatrix} = \mathbf{B}_3,$$

где \mathbf{E} – единичная матрица.

Окончательно в матричном виде имеем:

$$\begin{bmatrix} h \cdot \mathbf{1}' & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & h \cdot \mathbf{1}' & \mathbf{0} \\ -h \cdot \mathbf{E} & -h \cdot \mathbf{E} & h \cdot \mathbf{E} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{P}_{\text{var}} \\ \mathbf{P}_{\text{bat}} \\ \mathbf{P}_{\text{net}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ \mathbf{B}_3 \end{bmatrix} \Rightarrow \mathbf{A}\mathbf{X} = \mathbf{B}, \quad (10)$$

где $\mathbf{0}$ – матрица из нулей соответствующего размера.

Для (3), полагая, что накопитель и преобразователь работают без потерь, имеем:

$$0 \leq W_{\text{bat},n} = W_{\text{bat}}(0) + \sum_{i=1}^n P_{\text{bat},i} h \leq W_{\text{bat max}}; \quad n = \overline{1, N}$$

или в матричном виде:

$$-\mathbf{1} \cdot W_{\text{bat}}(0) \leq h \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & 0 & \dots & 0 \\ 1 & 1 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & 1 & \dots & 1 \end{bmatrix}}_{\mathbf{S}} \begin{bmatrix} P_{\text{bat},1} \\ P_{\text{bat},2} \\ \vdots \\ P_{\text{bat},N} \end{bmatrix} \leq \mathbf{1} \cdot (W_{\text{bat max}} - W_{\text{bat}}(0)).$$

Или $-\mathbf{1} \cdot \frac{W_{\text{bat}}(0)}{h} \leq \mathbf{S} \cdot \mathbf{P}_{\text{bat}} \leq \mathbf{1} \cdot \frac{W_{\text{bat max}} - W_{\text{bat}}(0)}{h}$, откуда

$$\begin{bmatrix} \mathbf{S} \\ -\mathbf{S} \end{bmatrix} \mathbf{P}_{\text{bat}} \leq \frac{1}{h} \begin{bmatrix} \mathbf{1} \cdot (W_{\text{bat max}} - W_{\text{bat}}(0)) \\ \mathbf{1} \cdot W_{\text{bat}}(0) \end{bmatrix}.$$

Итак

$$\begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \mathbf{S} \\ -\mathbf{S} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{P}_{var} \\ \mathbf{P}_{bat} \\ \mathbf{P}_{net} \end{bmatrix} \leq \frac{1}{h} \begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \mathbf{1} \cdot (W_{bat\ max} - W_{bat}(0)) \\ \mathbf{1} \cdot W_{bat}(0) \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \Rightarrow \mathbf{CX} = \mathbf{D}. \quad (11)$$

Запишем ещё ряд очевидных ограничений для непрерывного времени и их аналогов для дискретного времени:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{var}(t) \leq P_{net\ max} - P_{load\ max} \\ -P_{bat\ max} \leq P_{bat}(t) \leq P_{bat\ max} \\ 0 \leq P_{net}(t) \leq P_{net\ max} \end{cases},$$

$$\begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ -\mathbf{1} \cdot P_{bat\ max} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} \mathbf{P}_{var} \\ \mathbf{P}_{bat} \\ \mathbf{P}_{net} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} \mathbf{1} \cdot (P_{load} - P_{const}) \\ \mathbf{1} \cdot P_{bat\ max} \\ \mathbf{1} \cdot P_{net\ max} \end{bmatrix}. \quad (12)$$

Сформулированная задача (9) с условиями в виде равенств (10) и ограничениями в виде неравенств (11), (12) относится к задачам линейного программирования и для её решения был применен симплекс-метод. Общее число переменных задачи для интервала оптимизация – 1 неделя и шаге дискретизации 12 мин равно 2 520.

Решение как функция времени для двух вариантов соотношения постоянной и вариативной частей мощности нагрузки, мощностей преобразователя и сети представлено на рис. 1. Эти зависимости дают хорошее представление о задаваемых нами в исследовании постоянной, вариативной мощностях нагрузки, характеристиках тарифа, использовании накопителя. Рисунок 1, а соответствует случаю $P_{var}(t) = P_{const}(t)$, т. е. вариативная часть мощности равна половине потребляемой (достаточно велика). Как можно видеть, накопитель (кривая $W_{bat}(t)$) практически не используется. Ёмкость накопителя может быть снижена до 10 кВт·ч. Экономия в 20% от случая, когда нет ни вариативной части нагрузки, ни накопителя достигается за счёт оптимального изменения $P_{var}(t)$. При этом, очевидно, снижается комфортность потребителя – часть нагрузок включается и выключается в удобное для системы регулирования (а не потребителя) моменты времени.

Рисунок 1, б соответствует случаю $P_{var}(t) = 0, 2P_{const}(t)$. Здесь можно видеть активное использование накопителя ($W_{bat, max} = 45 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$ и $P_{bat} = 15 \text{ кВт}$), за счёт работы которого и достигается комфортный режим энергопотребления. Накопитель и преобразователь здесь весьма активно используются. Соответственно, потери в этих устройствах и расходы на амортизацию этих устройств (не учитывались нами) могут быть значительны.

Для графической интерпретации результатов перейдем к относительным величинам:

$$\hat{P}_{net\ max} = \frac{P_{net\ max}}{P_{load\ max}}, \quad \hat{P}_{load\ var} = \frac{P_{load\ var}}{P_{load\ max}}, \quad \hat{P}_{bat\ max} = \frac{P_{bat\ max}}{P_{load\ max}}. \quad (13)$$

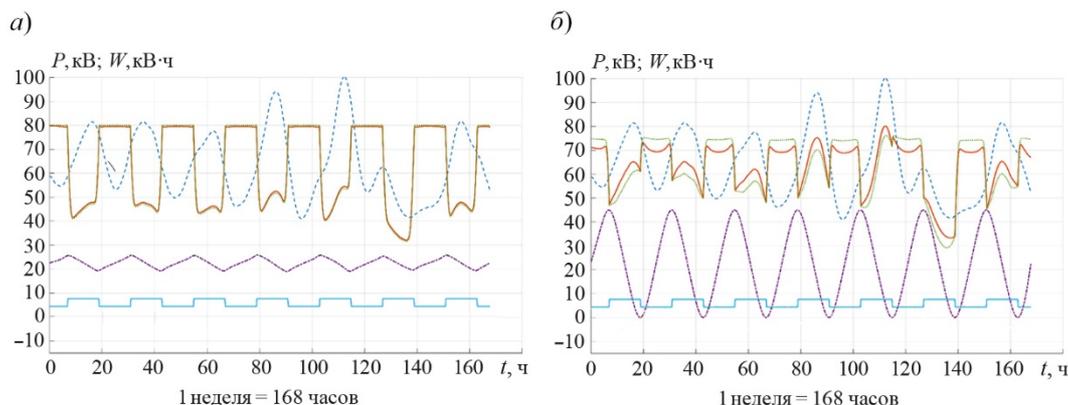


Рис. 1. Оптимальные по затратам на электроэнергию режимы при различных соотношениях мощностей нагрузки, преобразователя и сети:

--- P_{load} до опт., — P_{load} после опт., ····· W_{bat} , ····· P_{net} , — Цена энергии

В табл. 1 мы приводим результаты нескольких десятков расчётов, выполненных для различных соотношений указанных выше относительных величин. По вертикальной оси у всех графиков процент экономии затрат на ЭЭ (далее F), потребляемую из сети. Мощность, к которой выполнено приведение – 100 кВт. Соотношение между ёмкостью накопителя и мощностью преобразователя таково, что накопитель может быть заряжен за 5 часов. Использование этой связи позволяет представить результаты более компактно.

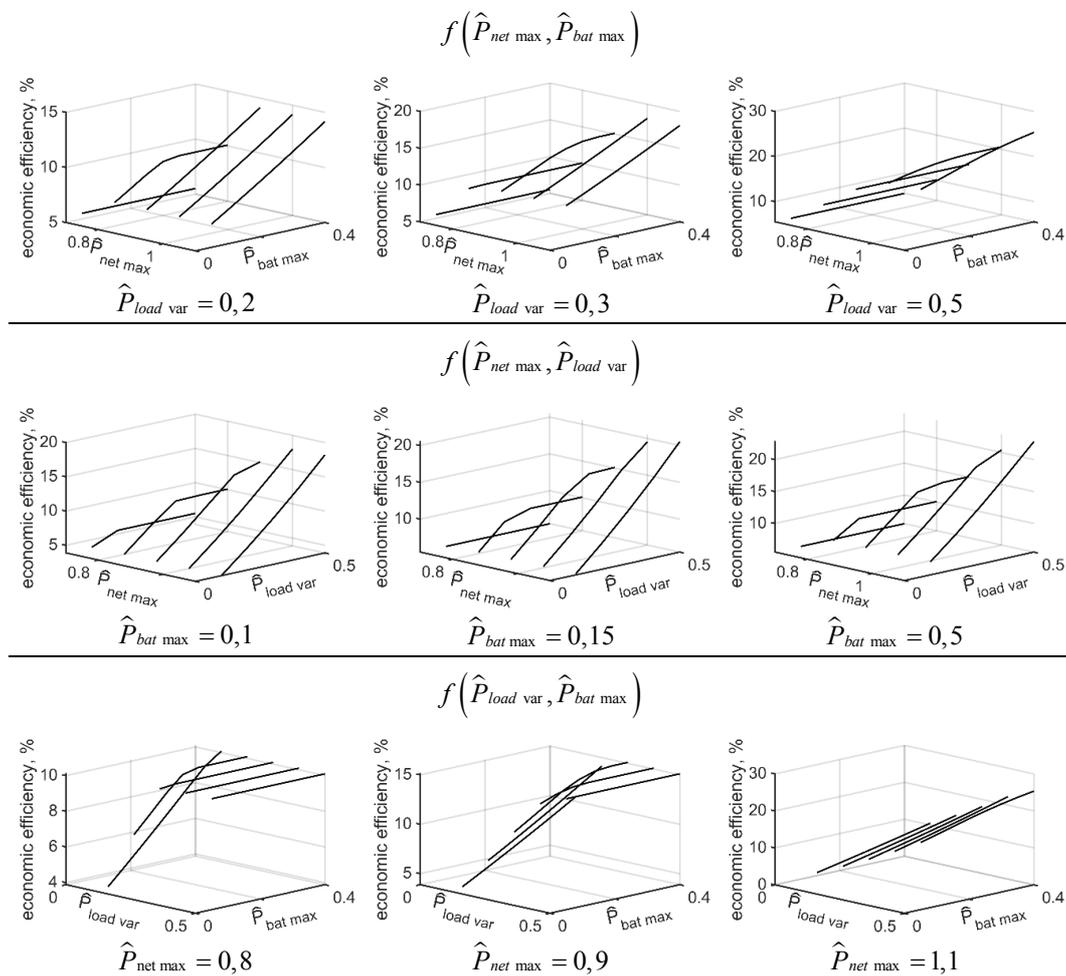
Каждая из трех строк таблицы содержит зависимости, указанные в её заголовке при различных значениях третьего параметра из (13). Как можно видеть на всех приведенных графиках, рост мощности преобразователя (а с ней и ёмкости накопителя) снижает затраты на ЭЭ (увеличивает F). Этот результат был легко предсказуем. Однако, как можно видеть из тех же графиков (строка 1 табл. 1), для, например, $F = 25\%$ ёмкость накопителя при 100 кВт нагрузке более 150 кВт·ч (ёмкость среднего автомобильного аккумулятора (0,5–1) кВт·ч), т. е. весьма значительна.

Анализ первой строки таблицы показывает, что F падает при уменьшении максимальной мощности сети. Это объясняется тем, что при малой максимальной мощности сети недостаточно энергии на заряд накопителя и, естественно, что эффективность его использования мала даже при значительной ёмкости накопителя. С увеличением максимальной мощности сети F линейно растет с ростом мощности накопителя.

Вторая строка таблицы демонстрирует влияние величины $P_{load\ var}$ на эффективность использования накопителя. Здесь также F падает при уменьшении максимальной мощности сети поскольку возможности к использованию $P_{load\ var}$ при малой максимальной мощности сети ограничены. Аналогичный результат показывает и анализ последней строки таблицы.

Таким образом, общий вывод состоит в том, что существенная экономия затрат на ЭЭ может быть достигнута только при высокой максимальной мощности сети.

Таблица 1



Выводы

Полученные результаты показывают, что даже при достаточно свободных допущениях, использование накопителя снижает стоимость потребленной ЭЭ на 5–25%. При этом капитальные затраты на дополнительное оборудование (накопитель и связывающий его с сетью преобразователь) следует оценить как значительные. Существенный (10 и более процентов) выигрыш в затратах на ЭЭ получается при мощности преобразователя в 10 и более процентов от мощности сети. Таким образом, вопрос о том, где выгоднее покупать мощность: у сети или «у себя» имеет ответом (согласно нашему исследованию) – примерно одинаково. Поясним дополнительно это наш вывод. Капитальные затраты и эксплуатационные расходы, которые понесет владелец накопителя примерно те же, что и его расходы при покупке того же объема энергии в невыгодное для покупки время. Этот вывод представляется нам основным.

Ситуация, вероятно кардинально изменится, если у владельца ЭО есть возможность использовать альтернативные (возобновляемые) источники энергии. Этот вопрос мы планируем рассматривать далее.

Следует также отметить положительный эффект от накопителя, связанный со стабилизацией уровня потребления энергии из сети. Практически при всех рассмотренных комбинациях параметров оптимальный с точки зрения стоимости потребленной ЭЭ режим сопровождался также практически равномерным потреблением энергии из сети. Это, с нашей точки зрения, наиболее значимых эффект от использования накопителя.

При использовании энергии только от сети эффективность накопителя энергии невелика в отношении его инвестиционной стоимостью, но при комбинации источников энергии, таких как ветреная и солнечная энергии, эта эффективность является значительным. Результаты этой комбинации, а также некоторые вопросы, связанные с возобновляемыми источниками энергии, которые продолжаем изучать, будут представлены в следующей статье.

Список литературы

1. *Subramanian V. et al.* Printed electronics for low-cost electronic systems: Technology status and application development / Proc. 38th Eur. Solid-State Device Res. Conf., pp. 17–24, 2008.
2. *Chen H. et al.* Energy storage and management system with carbon nanotube supercapacitor and multidirectional power delivery capability for autonomous wireless sensor nodes / IEEE Trans. Power Electron., vol. 25, no. 12, pp. 2897–2909, 2010.
3. *Valentin A. Boicea.* Energy Storage Technologies: The Past and the Present / Proceedings of the IEEE (Vol. 102, Issue: 11, Nov. 2014) // pp. 1777–1794.
4. *Ribeiro P. F., Johnson B. K., Crow M. L., Arsoy A., Liu Y.* Energy storage systems for advanced power applications. Proc. IEEE, vol. 89, no. 12, pp. 1744–1756, 2001.
5. *Vazquez S. et al.* Energy storage systems for transport and grid applications. IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 57, no. 12, pp. 3881–3895, 2010.
6. *Демирчян К. С., Нейман Л. Р., Коровкин Н. В.* Теоретические основы электротехники. – СПб: Питер, 2009. – 446 с.

Коровкин Николай Владимирович, д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой «Теоретическая электротехника и электромеханика» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ); научный сотрудник отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: nikolay.korovkin@gmail.com

Ву Куанг Ши (Вьетнам), аспирант кафедры Теоретическая электротехника и электромеханика Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

Обобщённый закон Кулона и его применение

Предложен закон Кулона в неизвестной ранее формулировке для применения в качестве «электрического» постулата при аксиоматическом построении электродинамики, не использующей уравнения Максвелла. Рассмотрено взаимодействие двух зарядов, движущихся с заданными постоянными скоростями.

Ключевые слова: мировой проявляющий процесс, электродинамика; электрический заряд; взаимодействие.

Введение

Наука об электричестве с большой натяжкой может считаться теоретической научной дисциплиной. Причина, по которой столь досадное положение является справедливым, состоит в том, что отсутствует ясное аксиоматическое построение этой науки. Отсутствие ясной теоретической базы делает науку об электричестве сборником возможно недостаточно точных экспериментальных фактов, украшенных математическими изюминками. Действительно, закон Кулона, уравнение Био-Савара, формула Лоренца, уравнения электромагнитного поля Максвелла и так далее – все это не имеет достаточного теоретического обоснования, а является результатом обобщений, – подчас гениальных обобщений, – накопленных экспериментальных данных [1].

«Сегодня наши физические теории, законы физики – множество разрозненных частей и обрывков, плохо согласующихся друг с другом, физика ещё не превратилась в единую конструкцию, где каждая часть на своем месте. Пока что мы имеем множество деталей, которые трудно подогнать друг к другу». Р. Фейнман.

Обратимся к науке об электричестве – электродинамике. Наиболее весомый вклад в становление этой науки внесли М. Фарадей и Д. Максвелл. Уравнения Максвелла считаются фундаментом этой науки. Широко распространен тезис о том, что в уравнениях Максвелла содержится вся теория электричества, как уже познанная, так и ещё неизвестная. Казалось бы, наука об электричестве получила свое завершение. Так почему же нужно вновь предпринимать попытки совершенствования теории электричества?

Дело в том, что, на взгляд автора этой статьи, электродинамика, основанная на уравнениях Максвелла, содержит положения, справедливость которых вызывает сомнение.

1. Как следует из наиболее фундаментальной работы по теории электричества [1], основные законы электродинамики не имеют общей теоретической основы, которая позволила бы подтвердить точность математических формулировок этих законов, полученных путем обобщения экспериментального материала. Именно отсутствие единой теоретической основы в законах электродинамики заставляет недоумевать Р. Фейнмана, который отмечает, что нет ни одного известного ему другого примера, «когда бы простой и точный общий закон требовал для своего

настоящего понимания анализа в терминах *двух разных явлений*» [2, с. 52–53]. Здесь имеется в виду, что для объяснения одного «правила потока» в двух случаях (контур движется и поле меняется) используются два совершенно разных закона: $\mathbf{v} \times \mathbf{B}$ для «движущегося контура» и $\nabla \times \mathbf{E} = \partial \mathbf{B} / \partial t$ для «меняющегося поля». Мы должны воспринимать «правило» как совместный эффект двух совершенно различных явлений.

2. Для построения электродинамики нужна теория пространства-времени. Специальная теория относительности, в которой принимаются два постулата: постоянство скорости света в пустоте во всех инерциальных системах отсчёта и справедливость принципа относительности, – согласована с теорией Максвелла. Поэтому надо полагать обязательное выполнение этих постулатов в теории Максвелла. Справедливость обоих постулатов не очевидна, поэтому желательно от них отказаться.

3. Взаимодействие электрических зарядов обычно описывается двумя составляющими, соответствующими электрическому полю и магнитному полю. Достаточность таких двух составляющих для описания взаимодействия зарядов в общем случае не доказана.

4. Уравнения Максвелла позволяют вычислять поля системы зарядов. Для получения сил воздействия этих полей на другой электрический заряд q_2 уравнений Максвелла недостаточно. Требуется привлечение дополнительного уравнения, например, уравнения

$$\mathbf{F}^* = q_2(\mathbf{E} + \mathbf{u} \times \mathbf{B}), \quad (1)$$

где \mathbf{E} и \mathbf{B} – электрическое и магнитное поля в точке расположения заряда q_2 , созданные всеми другими зарядами Вселенной;

\mathbf{u} – скорость заряда q_2 .

5. Сила электромагнитного взаимодействия двух электрических зарядов в общем случае не центральная. Это обстоятельство не может считаться естественным и потому требует обстоятельного изучения.

Цель работы

Известно [2], что для успешного построения электродинамики достаточно знать закон электромагнитного взаимодействия двух электрических зарядов движущихся произвольным образом. Объекты видимой Вселенной в общем случае участвуют в двух ортогональных движениях. Одно, ненаблюдаемое движение – вследствие участия в процессе расширения Вселенной под воздействием Мирового проявляющего процесса [5], другое – обычное наблюдаемое движение в трехмерном пространстве видимой Вселенной. Таким образом, движение любого объекта Вселенной должно рассматриваться в пространстве с размерностью больше трех.

Основная цель работы состоит в предложении комплекта сравнительно простых формул для вычисления полной силы \mathbf{F} воздействия электрического заряда q_1 на заряд q_2 , а также двух составляющих этой силы: силы \mathbf{F}^* , действующей на заряд q_2 в пространстве видимой Вселенной, и неизвестной современной науке силы \mathbf{F}_{ct} , действующей вдоль направления Мирового проявляющего процесса. Заряды движутся с произвольными, но неизменными реальными [3, 4] скоростями \mathbf{v} и \mathbf{u} соот-

ответственно. Для вспомогательных целей сила \mathbf{F}^* представлена как проекциями F_x^* и F_y^* на оси специальной системы отсчёта, так и совокупностью электрической силы $\mathbf{F}_Э^*$, магнитной силы $\mathbf{F}_М^*$ и неизвестной современной науке силы \mathbf{F}_v^* , действующей вдоль вектора скорости заряда q_1 . Предлагаемые формулы имеют в настоящей работе частичное обоснование, их полное обоснование содержится в работах [3, с. 95–152] и [4, с. 240–380]. Достигнутые результаты служат основой для теоретического вывода уточнённых выражений основных законов электродинамики. Такой вывод содержится в работах [3, 4].

Обобщённый закон Кулона

Для упрощения вычислительной процедуры взаимодействие движущихся зарядов рассматривается в специальной системе отсчёта, начало 0 которой совмещено с зарядом q_2 в момент времени t_r прихода на него возмущения от заряда q_1 , которое возникло в момент времени $t_r = 0$. *Время t_r называется глобальным временем*, оно одинаково для всех объектов Вселенной и не зависит от состояния движения последних.

Специальной называется такая система отсчёта в пространстве видимой Вселенной, в которой ось Ox направлена вдоль вектора скорости заряда q_1 , ось Oy направлена перпендикулярно оси Ox и лежит в плоскости, содержащей ось Ox и «запаздывающую» траекторию возмущения, движущегося от заряда q_1 к заряду q_2 , а ось Oz перпендикулярна плоскости xOy и образует правую тройку с осями Ox и Oy .

Имеющийся опыт в разработке вопросов, относящихся к электродинамике [3, 4], показывает, следующее. При известных векторах скорости \mathbf{v} заряда q_1 и проекции \mathbf{u}_{xOy} вектора скорости \mathbf{u} заряда q_2 на плоскость xOy и заданном положении заряда q_2 в виде расстояния r_0^* между зарядами, измеренного в момент времени t_r прихода возмущения поля заряда q_1 к заряду q_2 , можем выразить длину r полного пути через r_0^* :

$$r = r_0^* c \alpha_{c_s^*} t_r, \quad r_0^* = c^* \alpha_{c^*} t_r, \quad r = r_0^* c \alpha_{c_s^*} / c^* \alpha_{c^*}. \quad (2)$$

Полная сила \mathbf{F} взаимодействия движущихся зарядов может быть рассчитана по формуле, похожей на формулу традиционного закона Кулона, но использующей расстояние r между зарядами, вычисленное по (2), и учитывающей движение зарядов множителем K :

$$K = \left(1 - \frac{u_{xOy} v}{c^2} \cos \delta\right) \frac{\alpha_v \alpha_{c_s^*}^3}{\alpha_{c^*}^3}. \quad (3)$$

Для вычисления K необходимо иметь числовые величины следующих параметров:

c^* – скорость света в вакууме наблюдаемой Вселенной, c – скорость возмущений в невозмущенной среде вакуума, причем $c = 1,000000148 c^*$;

v – реальная, т. е. измеренная в неподвижной системе отсчёта, скорость заряда q_1 в момент возникновения возмущения его поля;

δ – угол, отсчитываемый от вектора \mathbf{v} (оси Ox) к вектору \mathbf{u}_{xOy} ;

u_{xOy} и u_v – проекции вектора \mathbf{u} на плоскость xOy и вектор \mathbf{v} , причем $u_v = u_{xOy} \cos \delta$;

c_v^* – проекция вектора скорости света вдоль траектории распространения возмущения между взаимодействующими зарядами в пространстве видимой Вселенной на направление вектора \mathbf{v} , причем $c_v^* = c_x^* = c^* \cos \Psi_0$, где Ψ_0 – угол между осью Ox и направлением пути r_0^* ;

α – коэффициент Лоренца замедления времени и укорочения длин для скорости, указанной в нижнем индексе, например,

$$\alpha_v = \sqrt{1/(1-v^2/c^2)}, \quad \alpha_{c^*} = \sqrt{1/(1-c^{*2}/c^2)}, \quad \alpha_{c_\Sigma^*} = \sqrt{1/(1-c_\Sigma^{*2}/c^2)}, \quad (4)$$

где c_Σ^* – реальная скорость распространения возмущений поля в пространстве видимой Вселенной, не являющаяся мировой константой и учитывающая скорость v :

$$c_\Sigma^* = c \sqrt{1 - 1/[\alpha_v^2 \alpha_{c^*}^2 (1 + c_v^* v / c^2)^2]}. \quad (5)$$

Из (4) и (5) получим:

$$\alpha_{c_\Sigma^*} = \alpha_v \alpha_{c^*} (1 + c_v^* v \cos \Psi_0 / c^2). \quad (6)$$

Для построения электродинамики принимается «электрический» постулат в следующей формулировке:

полная сила \mathbf{F} электромагнитного взаимодействия двух электрических зарядов может быть рассчитана по формуле

$$\mathbf{F} = K k_0 \frac{q_1 q_2}{r^3} \mathbf{r}, \quad (7)$$

где $k_0 = 1/(4\pi\epsilon_0) = c^3 10^{-7} / c^* = k_0^* c^3 / c^{*3}$ [Н·м²/Кл²],

$k_0^* = 1/(4\pi\epsilon_0) = c^{*2} \cdot 10^{-7}$ [Н·м²/Кл²], $\epsilon_0 = \epsilon_0^* c^{*3} / c^3 = 10^7 c^* / (4\pi c^3)$ [Кл²/Н·м²];

$\epsilon_0^* = 10^7 / (4\pi c^{*2})$ [Кл²/Н·м²] – диэлектрическая постоянная;

c^* – скорость света в вакууме от неподвижного источника;

c – скорость распространения возмущения вдоль результирующей полной траектории; $c = 1,000000148 c^*$;

q_1 и q_2 – электрические заряды, взаимодействующие с радиальной силой \mathbf{F} , приложенной к заряду q_2 (назначение одного из взаимодействующих зарядов первым, а другого – вторым, производится совершенно произвольно);

K – коэффициент (3), учитывающий движение зарядов в пространстве видимой Вселенной, равный единице для неподвижного заряда q_1 ;

r – полное расстояние, преодолеваемое движущимся со скоростью c возмущением поля, перемещающимся по прямолинейной результирующей траектории между зарядами, вычисленное по (2) с учётом Мирowego проявляющего процесса.

Такое расстояние r может быть названо «запаздывающим».

Сила \mathbf{F} является радиальной в том смысле, что она всегда направлена вдоль упомянутой выше полной траектории. Таким образом, полная сила взаимодействия электрических зарядов всегда является радиальной.

По-видимому, все взаимодействия в природе являются радиальными. Если оказывается, что это не так, то, значит, мы чего-то не понимаем или не сумели учесть.

Взаимодействие при неподвижном заряде q_1

Такое взаимодействие зарядов иллюстрируется рис. 1. На нем обозначены:

q_{1H} – положение заряда q_1 в момент возникновения возмущения его поля, принимаемый за начальный момент единого глобального времени $t_\Gamma = 0$;

q_1 и q_2 – положения взаимодействующих зарядов в момент времени t_Γ достижения возмущением поля заряда q_2 ;

$\tau^* = \alpha_{c^*} t_\Gamma$ – длительность движения возмущения поля, происходящего со скоростью света c^* в пространстве видимой Вселенной и со скоростью c вдоль полной траектории движения возмущения.

Индексом «0» отмечены величины при неподвижном ($v = 0$) заряде q_1 .

Вычислим модуль силы (7), подставляя в него $r = r_0$ из (2), k_0 из (7), и $\alpha_{c_\Sigma} = \alpha_{c^*}$:

$$F = F_0 = Kk_0 \frac{q_1 q_2}{r_0^2} = k_0^* \frac{q_1 q_2}{r_0^{*2}} \frac{c}{c^*} = F_0^* \frac{c}{c^*}, \tag{8}$$

где

$$F_0^* = k_0^* \frac{q_1 q_2}{r_0^{*2}}. \tag{9}$$

Равенство (9) совпадает с простейшей традиционной формулировкой закона Кулона. В отличие от традиционной формулировки закона Кулона,

формулу (9) будем считать справедливой во всех случаях, когда неподвижен заряд q_1 . Скорость движения заряда q_2 может быть любой, она может оказывать влияние только на величину известного расстояния r_0^ , под которым следует понимать «запаздывающее» расстояние между взаимодействующими зарядами в пространстве видимой Вселенной.*

Одна из особенностей формулы (7) по сравнению с формулой (9) состоит в определении расстояния между зарядами. Для неподвижных зарядов расстояние в (7) равно r_0 . В общепринятой формулировке (9) закона, естественно, используется расстояние r_0^* между покоящимися зарядами в пространстве видимой Вселенной, поскольку о расстояниях с учётом Мирового проявляющего процесса не могло быть и речи, ибо представлений о нем нет в современной электродинамике. Это обстоятельство влечет за собой в качестве следствия увеличение учитываемого расстояния r_0 между неподвижными зарядами в c/c^* раз по сравнению с общепринятым r_0^* , что видно из рис. 1 и выражения (2), в котором в этом случае $r = r_0$ и $\alpha_{c_\Sigma} = \alpha_{c^*}$. Аналогичные расстояния r и r^* между движущимися зарядами не равны, причем [4, с. 139]

$$r_0 = r_0^* c / c^*, \quad r = r^* c / c_\Sigma^*. \tag{10}$$

Сила взаимодействия при неподвижном заряде q_1 не зависит от скорости заряда q_2 . Однако сила взаимодействия зарядов должна зависеть от скорости заряда q_1 ,

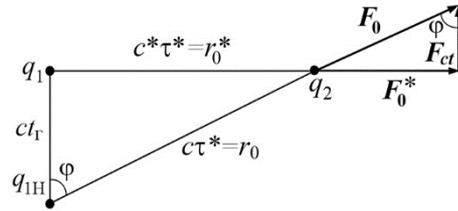


Рис. 1. Взаимодействие при неподвижном действующем заряде

поскольку от нее зависит величина скорости распространения возмущений c_{Σ}^* . По этой же причине полная сила взаимодействия движущихся зарядов должна зависеть от скоростей движения зарядов, что учитывается коэффициентом K .

Изложенное показывает, что в общем случае результирующая траектория возмущения, достигшего заряда q_2 , направлена под некоторым углом $\varphi < \pi/2$ к траектории возмущения от неподвижного в пространстве видимой Вселенной заряда q_1 , причем величина угла определяется формулами: $\cos \varphi = 1 / \alpha_{c_{\Sigma}^*}$ и $\sin \varphi = c_{\Sigma}^* / c$, – и следовательно, вектор силы F_0 не лежит в пространстве видимой Вселенной. В нашем пространственно-временном мире мы воспринимаем только проекцию F_0^* силы F_0 на пространство видимой Вселенной.

Для неподвижных взаимодействующих зарядов сила F_0 их взаимодействия и её проекция F_0^* являются радиальными или центральными. Из рис. 1 следует, что указанные силы находятся в следующем соотношении:

$$F_0 = F_0^* c / c^* \quad (11)$$

По той же причине вместо размерной константы 10^{-7} в традиционном законе Кулона в (7) должна использоваться величина $10^{-7} c / c^*$.

С учётом подобных положений, получены формулы для расчёта величины коэффициента k_0 в (7):

$$\left. \begin{aligned} k_0 &= 1 / (4\pi\varepsilon_0) = c^2 \cdot 10^{-7} c / c^* = 10^{-7} \cdot c^3 / c^* = k_0^* (c / c^*)^3; \\ \varepsilon_0 &= 10^7 c^* / (4\pi c^3) = \varepsilon_0^* \cdot c^{*3} / c^3. \end{aligned} \right\} \quad (12)$$

Формулы (12) получены впервые и являются важнейшей характеристикой пространства, ненаблюдаемого непосредственно. Они также вошли в «электрический» постулат. Учитывая принципиальную возможность экспериментального определения двух констант c и c^* , а также известную методику определения диэлектрической постоянной ε_0^* , приходим к выводу о возможности экспериментального определения диэлектрической постоянной ε_0 непосредственно ненаблюдаемого пространства.

Подставим в правую часть формулы (7), примененной к неподвижным зарядам, полученные выше значения входящих в нее величин, выраженные через аналогичные величины, используемые традиционно:

$$F = F_0 = k_0 \frac{q_1 q_2}{r^2} = k_0^* (c / c^*)^3 \cdot \frac{q_1 q_2}{r_0^{*2} c^2 / c^{*2}} = F_0^* c / c^* \quad (13)$$

Начало и конец равенств (13) с учётом связи (11) показывают, что рассчитанная по формуле (7) сила F взаимодействия неподвижных зарядов, обозначенная в этом случае как F_0 , проектируясь на привычное пространство, проявляется точно так же, как общеизвестная сила Кулона F_0^* .

Как известно [2, с. 102–103], традиционно применяемый закон Кулона весьма точен на привычных расстояниях и до 10^{-15} м.

То обстоятельство, что вычисляемая с помощью предложенной формулы (7) сила взаимодействия зарядов точно согласуется с многократно проверенными экспе-

риментально результатами, получаемыми по закону Кулона в его традиционной формулировке, укрепляет доверие к формуле (7).

В треугольнике сил на рис. 1 имеется неизвестная традиционной науке составляющая F_{ct} , которая видимо ответственна за Мировой проявляющий процесс.

Силе F_0^* соответствует только электрическое поле напряженностью $E_0^* = k_0^* \frac{q_1}{r_0^{*3}} r_0^*$.

Взаимодействие зарядов при их равномерном движении в пространстве

Рассмотрим взаимодействие двух зарядов, которые могут двигаться в пространстве видимой Вселенной с различными скоростями v и u . При этом используем рис. 2.

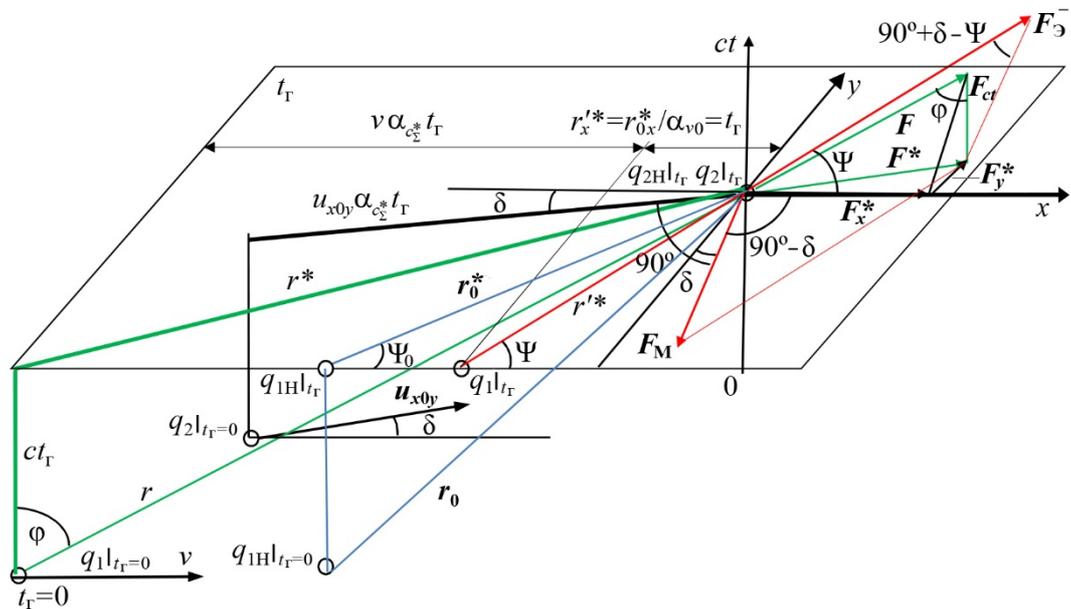


Рис. 2. Взаимодействие движущихся зарядов

Совместим направления оси $0x$ ортонормированной системы координат и вектора v скорости заряда q_1 , выберем плоскость xOy так, чтобы в ней содержались ось $0x$ и «запаздывающая» траектория r^* частицы, переносящей взаимодействие от заряда q_1 к заряду q_2 в пространстве видимой Вселенной. Именно такая плоскость в момент глобального времени t_Γ изображена на рис. 2. В общем случае движения зарядов возможно не только наличие ненулевой проекции u_{xOy} вектора u скорости заряда q_2 на плоскость xOy , но и составляющей u_z , не принадлежащей плоскости xOy и не показанной на рис. 2. Эта последняя составляющая скорости влияет только на величину расстояния между зарядами, которое считается известным, и не влияет на вид использованных формул. Скорость u_{xOy} определяется своими проекциями u_x на ось $0x$ и u_y на ось $0y$. Положения зарядов на плоскости в моменты глобального времени, равные нулю и t_Γ , показаны на рис. 2 кружками.

Движущийся заряд q_1 в момент глобального времени $t_\Gamma = 0$ испустил частицу (создал возмущение поля), переносящую взаимодействие. Эта частица достигла заряда q_2 в момент глобального времени t_Γ , причем она прошла путь $r = c\alpha_{c_2} t_\Gamma$, а

в пространстве видимой Вселенной – путь $r^* = c_{\Sigma}^* \alpha_{c_{\Sigma}^*} t_r$. Продолжая обсуждать рис. 2, отметим, что за время t_r Мировой проявляющий процесс перенес плоскость xOy на расстояние ct_r вдоль оси ct .

Вычислим по формулам (5) и (6) результирующую реальную скорость c_{Σ}^* возмущения, переносящего взаимодействие, и соответствующий ей результирующий коэффициент замедления времени. С помощью выражения (7) найдем полную силу F электромагнитного взаимодействия электрических зарядов, используя (2) – (6); проектируя эту силу на плоскость xOy , найдем силу взаимодействия зарядов в видимом пространстве Вселенной:

$$F = Kk_0 \frac{q_1 q_2}{r^2} = KF_0^* \frac{c}{c^*} \frac{\alpha_{c^*}^2}{\alpha_{c_{\Sigma}^*}^2}, \quad F^* = F \sin \varphi = F c_{\Sigma}^* / c^* = KF_0^* \frac{c_{\Sigma}^*}{c^*} \frac{\alpha_{c^*}^2}{\alpha_{c_{\Sigma}^*}^2}. \quad (14)$$

Найдем составляющую F_{ct} полной силы, действующую перпендикулярно пространству видимой Вселенной:

$$F_{ct} = F \cos \varphi = F / \alpha_{c_{\Sigma}^*} = KF_0^* \frac{c}{c^*} \frac{\alpha_{c^*}^2}{\alpha_{c_{\Sigma}^*}^3}. \quad (15)$$

Из приведенного материала видно, что для получения результатов, выраженных формулами (14) и (15), требуется предварительно провести вычисления последовательно по формулам (4) – (6), (2) и (3).

Перейдем к определению составляющих вектора F^* , которыми являются:

- электрическая сила F_{Σ}^- , удовлетворяющая принципу относительности и направленная по линии, определяемой центрами зарядов в момент времени t_r :

$$F_{\Sigma}^- = K^* k_0^* \frac{q_1 q_2}{r'^{*2}}, \quad K^* = \frac{\alpha_{v \sin \Psi}^3}{\alpha_v^2}; \quad (16)$$

- неизвестная в современной науке сила F_v^* , направленная по вектору скорости v , не удовлетворяющая принципу относительности:

$$F_v^* = F_{\Sigma}^- \left[\frac{\alpha_v \alpha_{c_{\Sigma}^*}}{\alpha_{v \sin \Psi} \alpha_{c^*}} \left(1 - \frac{u_v v}{c^2} \right) \frac{v}{c^*} - \frac{u_{x0y} v}{c^2} \cos(\Psi - \delta) \right]; \quad (17)$$

- магнитная сила F_M^- , направленная перпендикулярно вектору u_{x0y} так, что угол, отсчитываемый против часовой стрелки от вектора F_M^- к вектору u_{x0y} , равен $\pi/2$, причем

$$F_M^- = F_{\Sigma}^- u_{x0y} v \sin \Psi / c^2. \quad (18)$$

В формулах (16) – (18) скорости v и u_{x0y} , углы Ψ и δ , а также расстояние r'^* – *реальные* величины, т. е. измеренные из неподвижной системы координат, выявляемой, например, по изотропности реликтового излучения. Их величины полагаются известными. С *кажущимися* величинами (отмеченными нижним индексом «0»), измеренными в собственной системе координат действующего заряда, они связаны зависимостями: $\cos \Psi_0 = \alpha_{v \sin \Psi} \cos \Psi$, $\sin \Psi_0 = \alpha_{v \sin \Psi} \sin \Psi / \alpha_v$ и $r_0^* = r'^* \alpha_v / \alpha_{v \sin \Psi}$.

Проекции F_x^* и F_y^* силы взаимодействия зарядов на оси специальной системы отсчёта определяются формулами:

$$F_x^* = F_{\mathcal{O}}^- \left(1 - \frac{u_{x0y} v}{c^2} \cos \delta\right) \left(\frac{\alpha_v \alpha_{c^*}}{\alpha_v \sin \Psi \alpha_{c^*}} \frac{v}{c^*} + \cos \Psi\right), \quad F_y^* = F_{\mathcal{O}}^- \left(1 - \frac{u_{x0y} v}{c^2} \cos \delta\right) \sin \Psi. \quad (19)$$

Формулы (14) – (19) с учётом (2) – (6) и (9) решают поставленную задачу.

Заключение

1. Представлено решение поставленной задачи расчёта взаимодействия двух одноименных электрических зарядов, движущихся с постоянными произвольно направленными в пространстве чувственно воспринимаемой Вселенной скоростями, без использования уравнений Максвелла. Выполнено не обязательное выделение электрической и магнитной силы из совокупного воздействия одного заряда на другой для вспомогательных целей, например, сравнения полученного решения с традиционным.

2. Сравнение полученного решения задачи с традиционным показывает, что, кроме традиционных составляющих в виде электрической силы и магнитной силы, получены ещё две неизвестные современной науке составляющие полной силы взаимодействия: сила F_v^* , действующая в пространстве видимой Вселенной, и сила F_{ct} , направленная перпендикулярно пространству видимой Вселенной.

Первая сила на практике проявилась в виде обнаруженного НАСА отклонения расчетной и фактической траекторий искусственных космических объектов. Вторая сила, по-видимому, является причиной Мирового проявляющего процесса и распространения электромагнитных волн.

3. В проведенном исследовании, в отличие от теории относительности, не требовалось обязательного исполнения принципа относительности и не принималась скорость света во всех инерциальных системах одинаковой. Вместо этого использовались космологические представления о Мировом проявляющем процессе и неподвижной системе отсчёта, позволившие уточнить известные положения и получить неизвестные результаты, согласующиеся с экспериментом.

Список литературы

1. *Тамм И. Е.* Основы теории электричества: Учеб. пособие для вузов. 10-е изд., испр. – М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 1989. – 504 с.
2. *Фейнман Р., Лейтон Р., Сэндс М.* Фейнмановские лекции по физике. Вып. 5. – М.: Мир, 1966. – 296 с.
3. *Коротков Б. А.* Теоретические основы электродинамики. – СПб: Изд-во Политехн. ун-та, 2010.
4. *Коротков Б. А.* Теоретические основы электродинамики. – СПб: Изд-во «Нестор-История», 2007.
5. *Сазанов А. А.* Четырёхмерный мир Минковского. – М.: Наука, 1968.

Коротков Борис Александрович, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры «Электрические системы и сети» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: bor.kor@mail.ru

М. А. Шакиров, Г. А. Калимов

Отклик на статью Б. А. Короткова «Обобщённый закон Кулона и его применение»

В томе 6 под названием «Электродинамика» авторы книги «Фейнмановские лекции по физике» пишут, что, хотя ни одной из попыток изменить теорию Максвелла «не суждено было выжить ..., их обсуждение интересно ..., чтобы показать, до каких вещей додумываются люди, когда они увлечены». Это в полной мере относится и к уважаемому профессору Б. А. Короткову ещё и потому, что его статья отвечает также второму тезису этой книги: «решившись изменить уравнения электромагнетизма, можно делать это в любом месте. Вы можете изменить закон сил, действующих на электрон [или заряд] ... или ещё что-нибудь», что и делает Б. А. Коротков, «предлагая закон Кулона в неизвестной ранее формулировке». Между тем, взятый Р. Фейнманом добродушный тон только подчеркивает принципиальность его позиции, как физика – «всем этим теориям можно предъявить тяжкое обвинение» – что следует воспринимать как требование от авторов новых теорий чёткости формулировки принимаемых ими исходных положений и абсолютной ясности изложения. В том числе и в критике общепринятой теории, которую они пытаются ниспровергать! К сожалению, в этом отношении вводную часть обсуждаемой статьи нельзя считать безупречной, что проявляется в следующем:

1. Во *Введении* Автор пытается обосновать необходимость замены электродинамики его теорией из-за будто бы чуть ли не катастрофического её состояния ссылкой на «фундаментальную работу» И. Е. Тамма [1], из которой якобы «следует, что основные законы электродинамики не имеют общей теоретической основы ...», поскольку в действительности:

– И. Е. Тамм, как раз наоборот, в своем весьма кратком замечании о специальной теории относительности (СТО) в [1, с. 455] подчеркивает, что в результате «экспериментальных и теоретических исследований, завершившихся созданием СТО, ... Эйнштейн ... доказал ... несостоятельность допущения, что промежуток времени между двумя событиями не зависит от системы отсчёта» и т. д., и явно подтверждает «**доказательность** математических формулировок этих законов»;

– здесь же И. Е. Тамм чётко формулирует известное положения, что именно «из законов электродинамики вытекает, что скорость распространения света в вакууме равна ... постоянной c . В любой инерциальной системе ... скорость света ... должна быть одинаковой и равняться c .» Тем самым устанавливается факт полного равноправия инерциальных систем, включая **закон распространения света в них**, что в конце концов оказывается достаточным, чтобы все формулы СТО можно было «вывести из требования инвариантности законов электродинамики» [1, с. 455];

– работа И. Е. Тамма [1] не имеет отношения к обсуждаемой А. Б. Коротковым теме, так как в ней (не считая краткого замечания на с. 455) вообще нет разделов, посвященных СТО, без которых современные учебники по классической электродинамике немыслимы. Именно так излагается электродинамика в учебниках: В. Пановский и М. Филипс «Классическая электродинамика», 1963 г., или Э. Парселл

«Электричество и магнетизм», 1975 г., или А. Н. Матвеев «Электродинамика», 1980 г. и др.

Здесь же, в п. 1 *Введения* искаженно трактуются слова на с. 52–53 тома 6 в отношении «правила потока» как якобы выражающие «недоумевание Р. Фейнмана». На самом деле Р. Фейнман фразой «мы не знаем в физике ... примера, когда бы закон ... требовал анализа в терминах двух разных явлений» лишь подчеркивает известные особенности электродинамики среди других разделов физики. Тут же на с. 54 Р. Фейнман называет это «красивым обобщением, [позволяющим] правило потока ... воспринимать как совместный эффект двух совершенно различных явлений» и, таким образом, убедительно демонстрирующим согласованность между собой всех разделов классической электродинамики, в число которых входит и СТО (как раздел!).

В действительности книга Р. Фейнмана представляет собой гимн электродинамике: «В истории человечества (... если посмотреть на нее через 10 000 лет) самым значительным событием ... будет открытие Максвеллом законов электродинамики ... Все *это* вращается, двигается, работает благодаря нашему знанию законов электромагнетизма ...» [2, с. 27].

2. Напомним, что все заявления об обнаружении скоростей, превышающих скорость света (последнее 22.09.11 о сверхсветовых нейтрино, якобы зарегистрированное в CERN), оказывались ошибочными. Свет от галактик, находящихся от нас почти на расстоянии хабловского радиуса в 14 млрд световых лет, тем не менее приходит к нам с той же постоянной скоростью c , несмотря на то, что они удаляются от нас почти с такой же скоростью. И, как подтверждено в [1], именно «из законов электродинамики вытекает, что скорость света в вакууме равна ... постоянной c ».

3. В связи с заявлением о якобы «недостаточности уравнений Максвелла» в пп. 3 и 4 *Введения*, напомним известный факт, что появление двух слагаемых в выражении для силы, действующей на заряд $F^* = q_2(\mathbf{E} + \mathbf{u} \times \mathbf{B})$, получается естественным образом при переходе из одной инерциальной системы координат в другую, и всего лишь является следствием инвариантности уравнений Максвелла по отношению к преобразованиям Лоренца.

4. В отношении сомнений Автора, изложенных в п. 5 *Введения*, отметим: то обстоятельство, что сила взаимодействия между двумя электрическими зарядами не является «центральной», объясняется главным принципом электродинамики, согласно которому «силы, действующие в данный момент на частицу, не определяются их (частиц) расположением в данный момент... Мы не можем говорить о непосредственном взаимодействии частиц, находящихся на расстоянии друг от друга... Мы должны говорить о взаимодействии частицы с полем и о последующем взаимодействии поля с другой частицей» (см. кн. Л. Д. Ландау, Е. М. Лифшица «Теория поля», т. 2, 2003 г.). Это подтверждается также выражениями потенциалов Леонара–Вихерта для произвольно движущегося точечного заряда, полученного задолго до создания основ СТО.

Автор использует трудно воспринимаемый стиль изложения. Примером является размытая по смыслу фраза во *Введении*: «Справедливость обоих постулатов [СТО] не очевидна, поэтому желательно от них отказаться». Как это понять? Что СТО ошибочно? Тем более, что и в своей базовой книге [3, с. 6] автор утверждает, что

«тезис об одинаковости скорости света ...прямо противоречит житейскому опыту...». Так значит все же СТО ошибочно? Отнюдь, поскольку далее читаем «речь идет не о критике исходных положений СТО, как якобы ошибочных, а о принятии других, более понятных исходных позиций, [чтобы] глубже понять [эти другие более понятные (?)] исходные положения и выводы СТО, которые автор настоящей работы не считает ошибочными». Подобный витиеватый, уклончивый стиль обсуждений подрывает доверие и к основной части рассматриваемой работы.

Основная часть статьи и книг [3, 4] посвящены идее «вывода уточненных выражений основных законов электродинамики ... на основе неизвестного ранее закона взаимодействия двух зарядов с учётом их ненаблюдаемого движения вследствие расширения видимой Вселенной под воздействием Мирового проявляющего процесса и обычного движения в трехмерном пространстве [той же] Вселенной». Движения эти без объяснений называются взаимно ортогональными. Главный тезис – решение проблемы может быть выполнено в условиях отказа от идей СТО, что, собственно, утверждается и во введении. Здесь также имеет место ряд неточностей:

1. Поставленная цель касается вопросов космологии, которые физики рассматривают не в рамках СТО, а в теории тяготения или в рамках Общей Теории Относительности (ОТО). Поэтому «выводимые уточненные выражения основных законов электродинамики» следует сравнивать не с теми, что в СТО (по сути они ничем не отличаются от уравнений Максвелла), а с известными **уравнениями электромагнитного поля при наличии гравитации**. Они приводятся в гауссовой системе единиц в известной кн. Л. Д. Ландау, Е. М. Лившиц «Теория поля», 2003 г. и кн. А. А. Логунова «Теория гравитационного поля», 2000г., а также в учебном пособии М. А. Шакирова «ТОЭ. Тензоры, Электродинамика, Теория относительности», Изд-во Политехн. ун-та, 2011 г. в привычной для инженеров системе МКСА.

2. В «видимой Вселенной» физики давно приучили видеть «трехмерное пространство» с учётом «вчера» и «завтра», т. е. рассматривать «видимую вселенную» как четырехмерное пространственно-временную структуру и нашли, благодаря Герману Минковскому, исключительно удачную (ковариантную) форму записи уравнений электродинамики и законов СТО на новом математическом языке с использованием тензоров. Что же касается ОТО А. Эйнштейна, то она и не может быть изложена иначе, как в тензорной форме. По-видимому, и описание любых других «моделей Мироздания» уже невозможно без этого аппарата. Однако Автор рассматриваемой статьи не разделяет этого принципа и всячески обходит его, мотивируя это «сложностью уравнений Максвелла для понимания», включая «используемые в них понятия div и rot » [3, с. 3, 4].

3. Последнее тем более удивительно, что Автор и вовсе подвергает сомнению правомочность этих дифференциальных операторов (т. е. азбуки векторной алгебры), пишет о «необоснованности предельных переходов» при их получении и, в результате, в конце концов, объявляет о «весьма ограниченной ценности уравнений Максвелла» (см. [3, с. 167–174]). В качестве примечания заметим, что именно благодаря этим, по выражению Людвигу Больцмана, «божественным» операторам, введенными О. Хевисайдом, стали более доступными обобщения Максвелла, который в своем знаменитом «Трактате об электричестве и магнетизме» (1873 г.) пред-

ставлял их в весьма сложной системе обозначений через кватернионы У. Гамильтона, которые в настоящее время не используются. Следующий этап совершенства электродинамики – тензорная запись уравнений Максвелла, выполненная Г. Минковским.

4. В статье и книгах [3, 4] опущены вопросы анализа преобразования силы Кулона, связанные с переходом от пространства-времени свободно падающего тела (в котором действуют законы СТО) к пространству-времени с гравитацией (в котором действуют законы ОТО). Любые силы при этом переходе рассчитываются с учётом четырехмерного искривления пространства-времени. Простейшим примером, убеждающим в необходимости учёта локальных искривлений пространства, является формула преобразования сил взаимодействия между заряженными прямолинейными проводниками, действующими в различных двумерных пространствах, представленная в упомянутом выше учебнике М. А. Шакирова. Эта необходимость наглядно иллюстрируется на с. 170 книги «открытием» закона Кулона для силы притяжения f двух разноименно заряженных ($\pm\tau$) нитей, находящихся на расстоянии h друг от друга. Одна нить проходит через точку $z = 0$ плоскости Z , а другая – через точку $z_0 = h$. Преобразование $\omega = 1/z$ «уносит» первую нить в бесконечность, в результате чего вторая нить, проходящая через точку $\omega_0 = 1/h$ плоскости ω , оказывается «уединенной» и, стало быть, на неё не действует никакая сила ($f_{\omega_0} = 0$). Связь между f и f_{ω_0} дается теоремой:

$$\boxed{f = f_{\omega_0} \omega'_{z_0} + \frac{\tau^2}{4\pi\epsilon_0} K_{z_0}} \Rightarrow \frac{\tau^2}{4\pi\epsilon_0} K_{z_0}; \quad \boxed{K_{z_0} = \left(\frac{\omega''_{zz}}{\omega'_z} \right)_{z=z_0}^*} \Rightarrow \left(\frac{-2/z^3}{1/z^2} \right)_{z=h}^* = -2 \frac{1}{h},$$

где K_{z_0} – *искривление пространства в точке z_0* при переходе из ω -пространства в z -пространство. Из теоремы вытекает, что в данном случае сила Кулона получается как следствие только координатных преобразований, т. е. определяется исключительно геометрически как фактор искривления пространства в точке $z_0 = h$, поскольку:

$$f = \frac{\tau^2}{4\pi\epsilon_0} K_{z_0} = \frac{\tau^2}{4\pi\epsilon_0} \cdot \left(-2 \frac{1}{h} \right) = -\frac{\tau^2}{2\pi\epsilon_0 h},$$

что совпадает с известным со школы результатом для силы Кулона. Знакомство с этим примером снижает уровень «тревоги» (по выражению А. Зоммерфельда) перед основной идеей ОТО, сформулированной А. Эйнштейном: тяготение, как стоящее выше любых силовых проявлений в природе – есть кривизна мира. Имеется в виду кривизна в четырехмерном пространстве-времени, для вывода которой используется аппарат тензорной математики.

5. При изложении своих идей Автор статьи оперирует придуманными им понятиями, смысл которых остается совершенно непонятным, например, «мировой проявляющий процесс», «скорость возмущения невозмущенной среды вакуума», «четвертая пространственная координата пространственно-временного континуума», «эфир 1» и «эфир 2», «глобальное время» и др. Название статьи также вызывает

недоумение, поскольку касается темы о силовом взаимодействии зарядов с учётом их движения, что, вообще говоря, в электродинамике не называют обобщением закона Кулона.

6. Удивление вызывает и ссылка на «обнаруженные НАСА отклонения расчётной и фактической траекторий искусственных космических объектов». Спонтанные отклонения траектории спутников систем глобального позиционирования от расчётных действительно представляют собой одну из важных нерешенных проблем современной космонавтики. Одной из его причин называют непредсказуемое влияние солнечного ветра, который спорадически меняет наведенный электрический заряд на поверхности спутника, что и приводит к отклонениям движения вследствие взаимодействия с магнитным полем планет. Искать в этом повод для переворота электродинамики выглядит неубедительно.

Заключение. Современная электродинамика считается стройным и непротиворечивым разделом физики. Однако, в рассматриваемой статье и в монографиях [3, 4] предлагается замена её новой теорией электромагнетизма, в основе которой лежит постулат об «обобщенном законе Кулона». В данном отклике, составленном нами по просьбе Редакции, обращено внимание на недостаточную обоснованность такой замены в силу пренебрежения Автором известными достижениями в этой области или их искаженным толкованием, включая трактовки СТО и ОТО, сделанные И. Е. Таммом, Р. Фейнманом и др. Предлагаемые в статье аксиоматика и другие коррективы современной электродинамики недостаточно убедительны и намного сложнее общеизвестных максвелловских обобщений. Что касается «общей теоретической основы основных законов электродинамики», об отсутствии которых беспокоится Автор статьи, то напомним, что все уравнения электромагнетизма однозначно выводятся из принципа наименьшего действия, примененного к 4-компонентному электродинамическому потенциалу, который вместе с тем открыт для новых обобщений в электродинамике. Цель отклика – скорее помочь автору, привлечь его к более адекватному восприятию современной электродинамики и направлениям её развития. При этом мы руководствовались полезным наставлением А. Эйнштейна: «*В стране искателей истины не существует человеческих авторитетов. Над тем, кто попытается изображать здесь начальство, посмеются боги*». Призываем и Автора статьи следовать этому принципу.

Шакиров Мансур Акмелович, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры «Теоретическая электротехника и электромеханика» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: manshak@mail.ru

Калимов Александр Гелиевич, д-р техн. наук, доцент, профессор кафедры «Теоретическая электротехника и электромеханика» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: alexanderkalimov@gmail.com

УДК 621.314.58

О. В. Сулова, Л. В. Травин

Мировые тенденции развития технологий передачи электроэнергии постоянным током и силовой электроники для энергосистем (по материалам 47-й сессии СИГРЭ)

Представлен краткий обзор докладов, сделанных в рамках исследовательского комитета В4 «Системы постоянного тока и силовая электроника». Ключевыми темами обсуждения явились: сети постоянного тока, гибридные электропередачи, содержащие преобразователи тока и преобразователи напряжения; новые силовые полупроводниковые приборы с улучшенными характеристиками.

Ключевые слова: модульный многоуровневый преобразователь напряжения, ветроэлектрическая установка, сеть постоянного тока, гибридная электропередача постоянного тока, функциональная совместимость.

Введение

Представлен краткий обзор докладов, сделанных на сессии CIGRE 2018 г., в рамках деятельности исследовательского комитета В4 «Системы постоянного тока и силовая электроника».

Ключевыми темами обсуждения явились: сети постоянного тока: проектирование, управление, защита, проблемы совместной работы преобразовательной техники, поставленной различными производителями; интеграция морских ветроэлектростанций с использованием сетей постоянного тока высокого напряжения; гибридные электропередачи, содержащие преобразователи тока и преобразователи напряжения; сети постоянного тока низкого напряжения; новые силовые полупроводниковые приборы с улучшенными характеристиками.

1. Высоковольтные сети постоянного тока

Модульные многоуровневые преобразователи напряжения (ММПН) находят все более широкое применение в мощных кабельных и воздушных передачах постоянного тока (ППТ), устройствах FACTS благодаря таким преимуществам, как модульность конструкции, высокая надёжность, низкие потери [1]. ММПН является основным элементом сетей постоянного тока (СПТ), внедрение которых в электроэнергетику является тенденцией последних лет. Среди достоинств МППТН по сравнению с двухтерминальными ППТН отмечаются [2] меньшее количество преобразователей, лучшие стоимостные характеристики, возможность поэтапного построения МППТН путем расширения двухтерминальных передач.

1.1. Характеристики сети постоянного тока Жанбэй (Zhangbei)

В целях повышения пропускной способности электрической сети для подключения крупных источников энергии в районе Жанбэй, для демонстрации технических преимуществ сети постоянного тока высокого напряжения (ПТВН), для опти-

мального использования различных видов энергоресурсов, обеспечения возможностей гибкого регулирования мощности, непрерывного и надёжного энергообеспечения, Государственная сетевая корпорация Китая ведёт строительство сети постоянного тока ± 500 кВ / 3 000 МВт в провинции Жанбэй. СПТ будет введена в эксплуатацию в 2019 году.

СПТ Жанбэй содержит четыре терминала: Кангбао, Чжанбэй, Фэннинг и Пекин (рис. 1) [3]. Преобразовательные станции Кангбао и Жанбэй являются отправными, к ним со стороны сети переменного тока подключены местные ветровые и фотогальванические генераторы энергии. Преобразовательная станция Фэннинг подключена к ГАЭС, которая может компенсировать колебания мощности возобновляемых источников энергии. Преобразовательная станция в Пекине является приёмной.

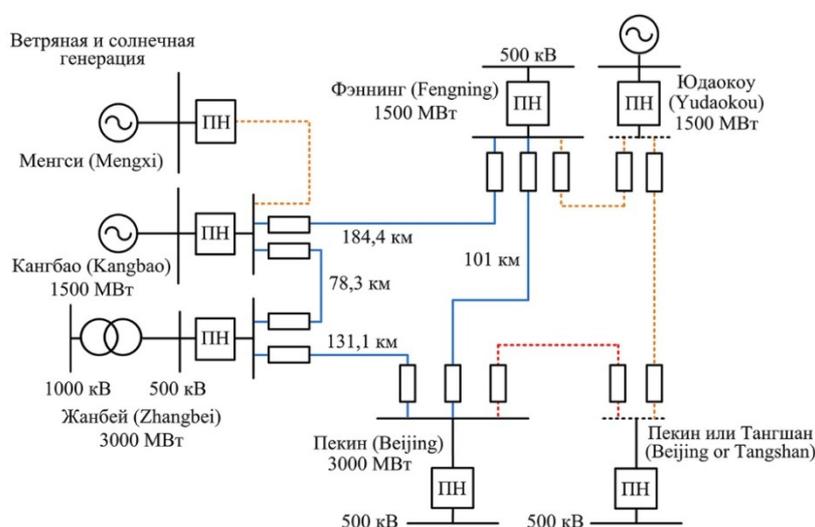


Рис. 1. Схема и основные параметры СПТ Жанбэй:

— — строящиеся линии ПТ, — планируемые линии ПТ,
ПН — преобразователь напряжения, — выключатель ПТ

Сеть ПТ Жанбэй станет первым в мире проектом сети постоянного тока с использованием воздушных линий с уровнем напряжения 500 кВ. Сеть построена по биполярной схеме с металлическим возвратным проводником. Для обеспечения оптимального функционирования в нормальных и аварийных переходных процессах, в том числе при коротких замыканиях на линии постоянного тока, сеть построена на базе полумостовых ММПН с установкой модульных гибридных автоматических выключателей постоянного тока [3, 4] и реакторов на обоих концах всех линий постоянного тока.

Основные характеристики ММПН:

- номинальное напряжение: 535 кВ;
- номинальная пропускная способность: 3 000 МВт;
- выдерживаемое напряжение коммутационного импульса: 1 175 кВ;
- выдерживаемое напряжение грозового импульса: 1 425 кВ;
- выдерживаемый импульс тока длительностью 100 мс: 32 кА;
- выдерживаемый импульс тока длительностью 10 мс: 80 кА;
- размер вентилей: (11 × 6 × 13) м.

Основные характеристики гибридных выключателей:

- номинальное напряжение: 535 кВ;
- номинальный ток: 3 кА;
- время отключения: ≤ 3 мс;
- отключаемый ток: ≥ 25 кА;
- электрическая прочность в открытом состоянии: ≥ 800 кВ;
- время паузы АПВ: ≤ 300 мс.

1.2. Решение проблемы совместимости систем управления и силового оборудования преобразователей от различных производителей

Аналогично сетям переменного тока, строительство и расширение сетей постоянного тока идет поэтапно, развитие происходит путем присоединения новых преобразовательных подстанций и линий постоянного тока. Естественно, в крупной сети постоянного тока предполагается наличие оборудования (преобразователей, систем управления, регулирования и защиты и др.) от разных поставщиков. В настоящее время ведутся работы, направленные на улучшение совместной работы в сети постоянного тока преобразователей напряжения и их систем регулирования от различных производителей. Результаты этих работ нашли отражение в статьях, представленных на 47-й Сессии СИГРЭ.

В [5] представлены промежуточные результаты исследований функциональной совместимости оборудования разных производителей, выполненных в рамках демонстрационного проекта «Эффективные Маршруты (англ. *Best Paths*) Демо № 2». Эти исследования являются частью большого европейского совместного исследовательского проекта Эффективные Маршруты, в котором принимают участие представители научных организаций, производителей оборудования, системных операторов, целями которого является выполнение исследований, направленных на интеграцию мощных источников возобновляемой энергии в энергосистему Европы, разработка новых технологий, направленных на повышение пропускной способности и гибкости электрических сетей.

Проект «Эффективные маршруты Демо № 2» является первой попыткой провести систематическое исследование функциональной совместимости в системах постоянного тока высокого напряжения (ПТВН) преобразователей напряжения от разных поставщиков. На первом этапе разработан стандартный интерфейс для обмена сигналами и измерениями между преобразовательными станциями и центральным регулятором, который координирует уставки регулируемых параметров, режимы управления, уставки и последовательность действий системы защиты на сторонах постоянного и переменного тока. Алгоритмы управления центрального регулятора разрабатывались независимым производителем. Также была разработана универсальная модель преобразователя, в которой реализован стандартный интерфейс. Три ведущих мировых производителя систем ПТВН *Siemens*, *ABB*, *GE* предоставили подробные и реалистичные модели своих преобразователей. Модели соответствовали заданным требованиям к функционированию в различных условиях, например, работа в СПТ, содержащей морские ветрогенераторы, при слабой или сильной примыкающей сети переменного тока. В моделях производи-

телей также был реализован упомянутый стандартный интерфейс. Системные операторы и исследовательские институты разработали набор сценариев и варьируемых параметров для наиболее полной проверки функциональной совместимости преобразователей. Тестирование функциональной совместимости производилось в моделях пяти различных систем постоянного тока различной сложности от двухтерминальных ППТ до пяти терминальной СПТ. Оценка совместимости проводилась по более чем 1000 реалистичным сценариям, в 15% случаях выявились проблемы совместимости. Итогом работы стал набор рекомендаций для обеспечения максимальной совместимости оборудования [6]. На следующем этапе проекта будет выполняться моделирование в реальном времени с использованием реальных шкафов управления поставщиков для более подробных исследований.

Другой пример решения задачи совместимости оборудования от разных производителей при расширении системы энергоснабжения офшорной платформы Иоан Свердруп (англ. – Johan Sverdrup O&G field), расположенной на норвежском континентальном шельфе, представлен в [7].

Электроснабжение платформы осуществляется с помощью ППТ напряжением ± 80 кВ, пропускной способностью 100 МВ на базе ПН, реализованных по двухуровневой схеме [1]. Увеличение пропускной способности системы планируется реализовать путем строительства второй параллельной линии постоянного тока напряжением ± 80 кВ, пропускной способностью 200 МВ на базе ММПН (рис. 2). Она будет сооружена к 2022 году фирмой Siemens. Это будет первая система энергоснабжения автономной нагрузки, в которой использованы параллельные ППТН от разных производителей, преобразователи которых построены по различным схемам.

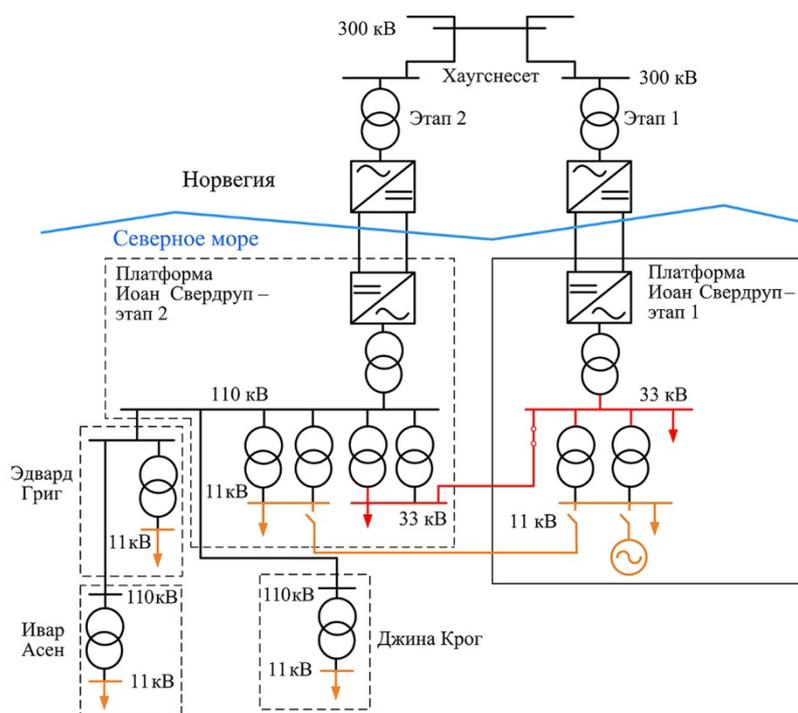


Рис. 2. Общая схема электроснабжения офшорной платформы *Johan Sverdrup O&G field*

В автономной энергосистеме, включающей инверторы ППТН, есть риск возникновения резонансов на высоких частотах [8], при этом источниками высших гармоник являются как сами преобразователи, так и нелинейные нагрузки. Высшие гармоники могут вызвать перегрев оборудования и помехи в системах управления, регулирования и защиты. Другим явлением, которое может произойти в автономной энергосистеме, является нестабильность напряжения, которая может возникнуть, если во время каких-либо нарушений в ППТН инверторы не могут обеспечить выдачу достаточной реактивной мощности. Нестабильность напряжения может быть вызвана быстрым восстановлением нагрузки асинхронных двигателей после сбросов мощности. Для исследования переходных процессов при включении и аварийных процессах двигателей применялись подробные и реалистичные модели инверторного оборудования, а также кабелей постоянного и переменного тока. Для обоих инверторов применяется режим управления U/F для балансировки активной мощности в автономной сети переменного тока. Предложена система регулирования для распределения нагрузки между преобразователями пропорционально их параметрам, обеспечивающая поддержание частоты напряжения электросети платформы на постоянном уровне.

1.3. Новые концепции управления СПТ

Продолжаются работы по совершенствованию принципов управления, регулирования и защиты СПТ. В [9] предложена концепция управления сетью постоянного тока с учётом возможности её расширения. Существует возможность поэтапного формирования сети постоянного тока путем сооружения дополнительных преобразовательных подстанций и подключения их к существующим двухтерминальным ППТВН, сооружением новых связей постоянного тока между преобразовательными подстанциями. При этом могут возникать определенные сложности при обеспечении корректной работы системы регулирования преобразователей. Система регулирования двухтерминальной передачи должна быть скорректирована или полностью переработана, если данная передача становится частью многотерминальной сети постоянного тока. В статье предложена новая концепция управления сетью постоянного тока, применение которой позволяет сохранить и использовать систему управления преобразователями существующей двухтерминальной системы при расширении её до сети постоянного тока. Предложен интерфейс, который позволяет отделить систему управления сетью от системы управления преобразователями. Использование данного интерфейса позволяет менять режим управления преобразователями (регулирование напряжения постоянного тока, регулирование активной/реактивной мощности, регулирование статизма по напряжению) путем изменения угла наклона характеристики преобразователя. Кроме того, интерфейс позволяет менять быстродействие существующего регулятора напряжения постоянного тока и использовать вспомогательные функции управления, например: регулирование частоты напряжения, демпфирование колебаний мощности и управление мощностью в аварийных режимах. Ожидается, что предлагаемая концепция управления сетью постоянного тока может облегчить реализацию сети постоянного тока, включающую преобразователь от разных поставщиков.

В [10] представлена новая концепция управления «Виртуальный конденсатор» для МППН, подсоединённого к сети постоянного тока. Способность МППН сохранять энергию может использоваться для предотвращения колебаний напряжения постоянного тока. Виртуальное ёмкостное сопротивление обеспечивается посредством контроля обмена мощностью между сетью постоянного тока и преобразователем во время возмущения. Уровень виртуального ёмкостного сопротивления может регулироваться при помощи параметров регулятора. Виртуальный конденсатор может повысить устойчивость напряжения сети постоянного тока. Концепция подтверждена с использованием физической модели сети постоянного тока небольшого масштаба.

2. Гибридные электропередачи постоянного тока

Как было отмечено в [4], существует тенденция использования преобразователей тока и преобразователей напряжения в одном объекте электропередачи постоянного тока. Наличие преобразователя напряжения позволяет улучшить переходные процессы при коротких замыканиях в примыкающей сети, обеспечить стабилизацию напряжения в примыкающей сети.

Среди планируемых электропередач гибридного типа можно выделить много-терминальную ППТ в Китае, выпрямительная подстанция которой реализована с использованием преобразователей тока, две инверторные подстанции реализованы на модульных многоуровневых преобразователях напряжения и содержат два последовательно подсоединённых МППН на каждый полюс для обеспечения соответствия конфигурации преобразователя тока. Общая длина воздушной линии ППТ составляет 1 489 км, напряжение ± 800 кВ, пропускная способность выпрямительного преобразователя тока 8 ГВт, инверторных преобразователей напряжения – 5 и 3 ГВт. Упрощённая схема электропередачи представлена на рис. 3 [11].

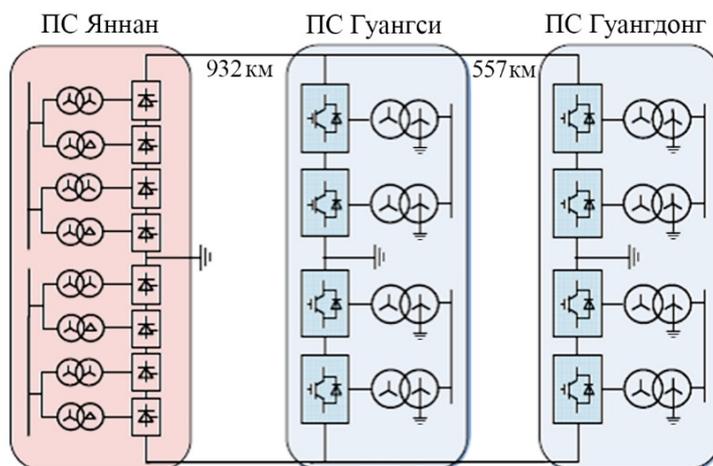


Рис. 3. Схема гибридной ППТ, планируемой к вводу в 2020 г в Китае

Для ПН в составе ППТ используются полумостовые и полномостовые модули. ПН на полумостовых модулях характеризуется низкими потерями, порядка 1 %, но не имеет возможности ограничивать ток короткого замыкания при авариях линии постоянного тока. ПН на полномостовых модулях обладают такой возможностью

без дополнительного выключателя постоянного тока, но имеют более высокие потери из-за потерь в дополнительных IGBT, а также более высокую стоимость. В рассматриваемой ППТ предлагается использовать гибридную схему ММПН, содержащую 80% полномостовых модулей и 20% полумостовых модулей. Это решение позволит обеспечить соответствие требованиям рабочих параметров при коротком замыкании на линии постоянного тока, а также при работе с пониженным напряжением 50% от номинального и при номинальном значении выпрямленного тока, и в тоже время несколько уменьшить стоимость и сократить потери в преобразователях.

В [12] представлена гибридная система ПТВН напряжением ± 500 кВ, пропускной способностью 3 ГВт для однонаправленной передачи мощности, включающая преобразователь тока на выпрямительном терминале и ММПН на базе полумостовых модулей на инверторном терминале (рис. 4). Для блокирования тока при коротком замыкании на стороне постоянного тока предлагается использовать диодный вентиль, подключенный последовательно с ПН. Это обеспечивает быстрое восстановление линии постоянного тока после короткого замыкания без потери управления реактивной мощностью во время сброса тока после короткого замыкания. Использование ПН с полумостовыми модулями позволяет уменьшить стоимость и потери в преобразовательной подстанции по сравнению с решением [11].

Организация надёжного энергоснабжения потребителей путем промежуточного отбора мощности от линии ППТ является актуальной задачей. При реализации промежуточных подстанций на преобразователях тока короткие замыкания в районах промежуточных подстанций могут вызвать нарушение коммутаций в преобразователях, что может послужить причиной снижения или прерывания перетока мощности между двумя основными преобразовательными подстанциями. В [13] предлагается реализовать промежуточный отбор мощности от ППТ с преобразователями тока пропускной способностью 2 ГВт с помощью двух промежуточных подстанций на базе ММПН пропускной способностью 500 МВт каждая (рис. 5). ПН с полномостовыми модулями обладает рядом характеристик для обеспечения такого многотерминального соединения. Особое внимание уделяется системе регулирования мощности и переходным процессам при плановых и аварийных возмущениях. Для оценки устойчивости в переходных процессах используется PSCAD модель с двумя разными шагами расчёта по времени, содержащая модели преобразователей тока и напряжения. Качество переходных процессов при коротких замыканиях на стороне постоянного и переменного тока удовлетворительное, что подтверждается результатами моделирования.

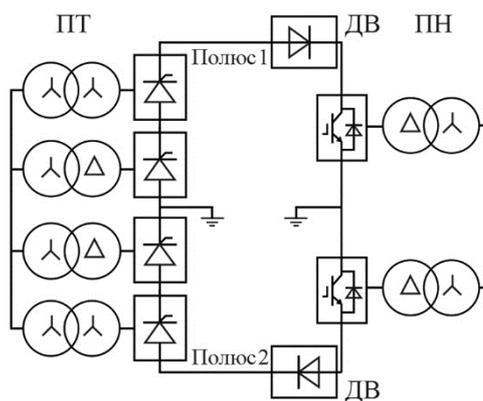


Рис. 4. Схема гибридной ППТ с диодным вентилем: ПТ – преобразователь тока, ДВ – диодный вентиль, ПН – преобразователь напряжения

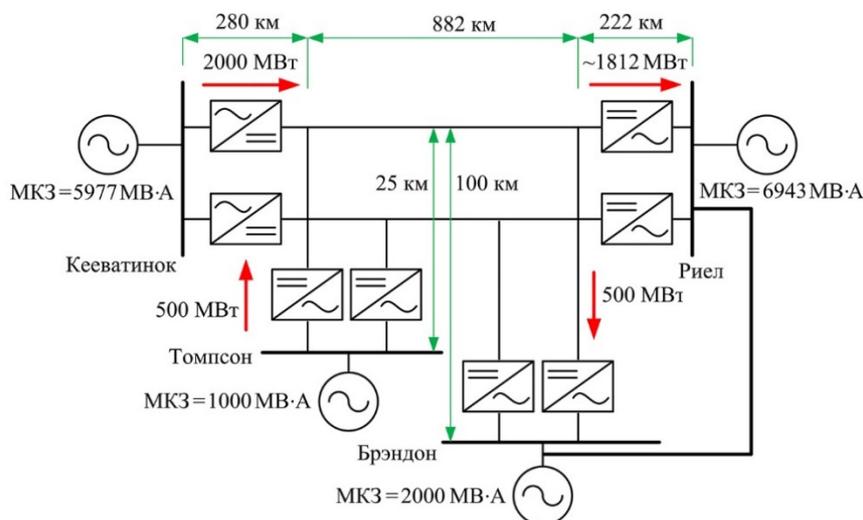


Рис. 5. Схема гибридной ППТ с промежуточным отбором мощности:
МКЗ – мощность короткого замыкания

3. Сети постоянного тока низкого напряжения

До недавнего времени переменный ток традиционно являлся стандартом для применения в электрических сетях, главным образом из-за простоты преобразования уровней напряжения. Большинство нагрузок было переменного тока, а поток энергии был однонаправленным от электростанции до потребителя. В настоящее время ситуация меняется. В промышленности и в быту появились нагрузки постоянного тока, многие нагрузки переменного тока, например, регулируемые асинхронные электродвигатели, получают питание от электрической сети через выпрямительно-инверторное оборудование, содержащее звено постоянного тока. Расширяется использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Для присоединения генераторов на основе ВИЭ, которые характеризуются нестабильным уровнем генерации, зависящим от условий окружающей среды, к нагрузке используются преобразовательные устройства и линии постоянного тока. Кроме того, из-за установки солнечных панелей и ветровых турбин поток энергии стал двунаправленным: потребитель, имея собственную генерацию, в определенные интервалы времени может выдавать электроэнергию в сеть. Одним из перспективных способов энергоснабжения является микросеть постоянного тока низкого напряжения (до 1 кВ), объединяющая несколько источников генерации электроэнергии, которые невозможно объединить на переменном токе, а именно ВИЭ (ветроэлектрические станции ВЭС), солнечные электростанции (СЭС), дизель-генераторы, генераторы, работающие на сопутствующем газе и др., а также накопители электроэнергии и нагрузки различного типа. Это достигается при помощи статических преобразователей напряжения на основе управляемых полупроводниковых приборов.

Оператор распределительных электрических сетей *Liander* (Нидерланды) разрабатывает низковольтную распределительную сеть постоянного тока, которая будет введена в эксплуатацию в 2018 г. [14]. С помощью этой сети будет реализовано энергоснабжение бизнес-парка аэропорта *Lelystad*. К сети будут подключены нагрузки постоянного тока, такие как тепловые насосы, зарядные устройства на

общественных автомобильных стоянках, светодиодные осветительные системы, а также источники постоянного тока, такие как фотогальванические системы. Балансирование потребления и генерации энергии постоянного тока в локальной сети постоянного тока приведет к снижению затрат для потребителей и оператора сети.

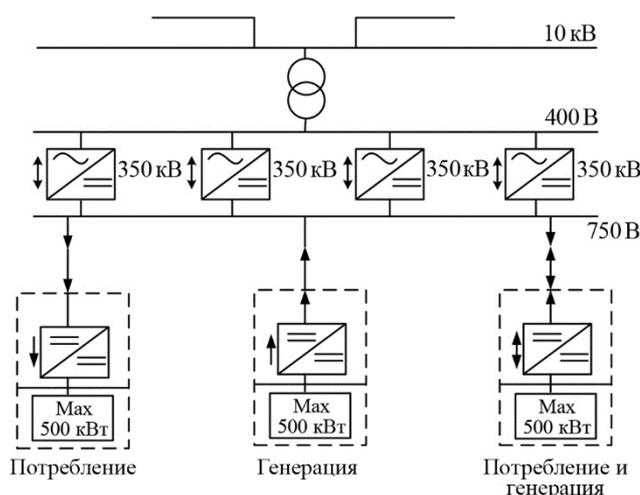


Рис. 6. Схема СПТ 750 В Lelystad

Схема СПТ приведена на рис. 6. Она подключена к сети переменного тока через трансформатор 10 кВ/400 В, имеет радиальную конфигурацию. Особое внимание уделяется системе защиты для обеспечения селективности с ограничением тока в аварийных режимах. Система мониторинга отслеживает состояние всех важнейших компонентов, обеспечивает немедленную сигнализацию сбоев в установке и активирует организацию обслуживания.

4. Силовые электронные приборы с улучшенными характеристиками

Тенденция на увеличение пропускной способности систем ПТВН заставляет производителей искать пути увеличения номинальных характеристик трансформаторов, кабелей, приборов силовой электроники. Например, для тиристоров достигнуты максимальные значения прямого тока выше 6 кА и максимально допустимые значения повторяющегося импульсного напряжения в закрытом состоянии до 8,5 кВ [15].

Усилия разработчиков направлены на дальнейшее снижение потерь мощности в тиристорах. Основная часть потерь тиристора в системах ПТВН приходится на интервал проводимости тиристора и составляет примерно 40–70% от общих потерь. Таким образом, падение напряжения в проводящем состоянии (V_T) определяет максимальный номинальный ток для данного поколения тиристоров. Первое поколение тиристоров с максимально допустимым значением повторяющегося импульсного напряжения в закрытом состоянии 8,5 кВ с кремниевой пластиной толщиной 150 мм имело номинальный ток 4 кА, второе поколение – 5 кА, для третьего поколения удалось достичь значений токов 5,5 и 6,25 кА. Новая конструкция позволяет уменьшить толщину кремниевой пластины для уменьшения V_T примерно на 10% [16] (рис. 7) путем применения более узких P -областей в активной зоне при сохранении их первоначальной глубины в областях границ кристалла.

За последние десятилетия параметры биполярных транзисторов с изолированным затвором (IGBT), применяемых для систем ПТВН, существенно выросли. В настоящее время повышение выходной мощности этих высоковольтных устройств осуществляется путем объединения режимов работы диода и IGBT в одном кристалле, исключив необходимость в отдельном антипараллельном диоде. Эта идея

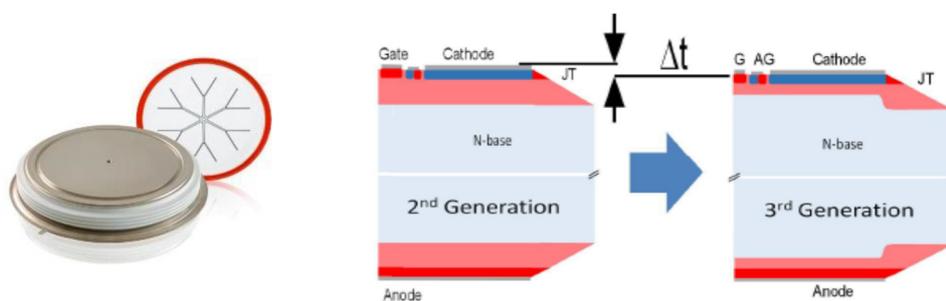


Рис. 7. Тиристор класса напряжения 8,5 кВ, диаметром кремниевой пластины 150 мм (слева); сравнение конструкции тиристоров 2 и 3 поколений (справа)

воплотилась в создании IGBT с проводимостью в обратном направлении (RC (Reverse Conducting) – IGBT), или двухрежимного BIGT-транзистора (Bimode Insulated Gate Transistor). BIGT-транзистор основан на использовании МОП-ячеек Enhanced Planar (EP), или технологии SPT+. Повышение мощности и другие преимущества транзисторов BIGT, основанные на использовании МОП-ячеек EP, уже достигнуты для напряжений в диапазоне 3,3–6,5 кВ. Также применяются МОП-ячейки Enhanced-Trench (ET) или технология TSPT+, которая позволяет увеличить концентрацию носителей (т. е. уменьшить потери), повысить номинальные токи, а также управляемость этих транзисторов [17]. Высоковольтные двухрежимные транзисторы с изолированным затвором (BIGT) для систем ПТВН выпускаются с номинальными параметрами 2 400 А / 3,3 кВ, 1 200 А / 6,5 кВ, 3 000 А / 4,5 кВ. На рис. 8 представлен последний чип BIGT, выпущенный компанией *ABB*, с номинальным напряжением 4,5 кВ, током 3 000 А в корпусе StakPak [18]. BIGT и Stakpak оптимизированы для модульного многоуровневого преобразователя напряжения с учётом их функционирования с низкой частотой коммутации, а также асимметричной нагрузкой в режиме диода/IGBT.



Рис. 8. BIGT Stakpak 4,5 кВ / 3 000 А

Запираемый тиристор с интегрированным блоком управления (англ. Integrated Gate-Commutated Thyristor (IGCT)) – устройство на основе тиристоров с возможностью жесткого управления. Концепция двухрежимного IGCT (англ. – Reverse Conducting RC-IGCT), объединяя режимы работы диода и IGCT в одном кристалле, обеспечивает компактность устройства. В последнее время приборы RC-IGCT широко применяются при создании управляемых преобразователей среднего класса напряжения (для электрических приводов, СТАТКОМов и др.). Разработана новая серия RC-IGCT [19], с повышенными номинальными параметрами, а также улучшенными тепловыми свойствами. Новые RC-IGCT выпускаются с номинальными параметрами 4,5 кВ / 3 кА и 6,5 кВ / 2,15 кА, они оптимальны для использования в устройствах FACTS на основе модульных многоуровневых преобразователей напряжения с низкой эквивалентной частотой переключения. Новые тиристоры характеризуются

увеличенным диаметром пластины от 91 до 94 мм, увеличенным значением максимального контролируемого тока, уменьшенным термическим сопротивлением и уменьшенным импедансом затвора.

Заключение

Анализ работ, представленных на 47-й сессии СИГРЭ в рамках деятельности исследовательского комитета В4, показывает, что одной из тенденций развития электрических сетей стало создание высоковольтных сетей постоянного тока. Ожидается, что развитие СПТ будет происходить поэтапно, происходит путем присоединения новых преобразовательных подстанций и линий постоянного тока к существующим двухтерминальным и многотерминальным ППТ. Большое внимание уделяется вопросам обеспечения функциональной совместимости в СПТ преобразователей напряжения и их систем регулирования от различных производителей. Следует отметить тенденцию использования ППТ и ВПТ, имеющих в составе преобразователи тока и напряжения, так называемых гибридных электропередач, в том числе и многоподстанционных. Проводятся исследования и проектные работы, направленные на оптимизацию структуры гибридных передачи и преобразователей напряжения, входящих в их состав с целью обеспечения оптимальных переходных режимов, уменьшения стоимости преобразователя и потерь мощности в преобразовательной части. Предлагаются решения по организации промежуточного отбора мощности с помощью гибридных многоподстанционных передач. Другой тенденцией стала разработка и внедрение в эксплуатацию низковольтных СПТ, которые могут обеспечить объединение разнородных источников генерации, потребителей, накопителей электроэнергии, балансирование потребления и генерации на локальном уровне, уменьшение затрат для потребителей и оператора сети. Также были представлены новые поколения полупроводниковых приборов для использования в ПППТ и СПТ высокого напряжения, устройствах FACTS.

Список литературы

1. HVDC Technology Review. Отчёт PSC, 2014.
2. Шульга Р. Н., Сулова О. В. Техничко-экономические характеристики электропередач и вставок постоянного тока // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2017, № 76. – С. 125–139.
3. Сулова О. В. Разработка, исследование и применение технологий передачи электроэнергии постоянным током в Китае. Известия НТЦ ЕЭС, № 2 (73), 2015.
4. Tang G., He Z., Pang H., Wu Y., Yang J., Zhou X., Kong M. Characteristics of system and parameter design on key equipment for Zhangbei DC grid. B4-121 // CIGRE 2018 Session.
5. Сулова О. В., Травин Л. В. Тенденции развития технологий передачи электроэнергии постоянным током (по материалам международного коллоквиума 2017 СИГРЭ А3, В4 и D1) // Энергия единой сети, № 1 (36), 2018. – С. 48–58.
6. Despouys O., Rault P., Burgos A., Vozikis D., Guillaud X., Larsson T. Assessment of interoperability in multi-vendor VSC-HVDC systems: interim results of the BEST PATHS DEMO № 2. B4-121 // CIGRE 2018 Session.
7. First recommendations to enhance interoperability in HVDC-VSC multivendor schemes. October 25th, 2016 (version v1). <http://www.bestpaths-project.eu>.

8. *Sharifabadi K., Krajisnik N., Teixeira Pinto R., Achenbach S., Råd R.* Parallel operation of multivendor VSC-HVDC schemes feeding a large islanded offshore Oil and Gas grid. B-104 // CIGRE 2018 Session.

9. *Buchhagen C., Rauscher C., Menze A.* BorWin1 – First Experiences with harmonic interactions in converter dominated grids: International ETG Congress 2015. November 17–18, 2015, Bonn, Germany.

10. *Irnawan R., Da Silva F. F., Bak C. L., Lindefelt A. M., Alefragkis A.* DC Grid Control Concept for Expandable Multi-terminal HVDC Transmission Systems. B4-115. Материалы 47-й сессии СИГРЭ, 2018.

11. *Shinoda K., Benchaib A., Dai J., Zama A., Luscan B., Guillaud X.* Virtual capacitor for DC grid stability enhancement. B4-135 // Материалы 47-й сессии СИГРЭ, 2018.

12. *Rao H., Zhou Y., Xu S., Zhu.* Research and development of Ultra-High-Voltage VSC for the multi-terminal hybrid ± 800 kV HVDC project in China Southern Power Grid. B4-120 // Материалы 47-й сессии СИГРЭ, 2018.

13. *Mats Andersson, Xiaobo Yang, Ying-Jiang Häfner.* A cost effective hybrid HVDC transmission system with high performance in DC line fault handling. B4-117 // Материалы 47-й сессии СИГРЭ, 2018.

14. *Jacobson D.A.N., Wang P., Howell S., Karawita C., Suriyaarachchi H., Mohaddes M.* Hybrid Multi-Terminal HVDC – LCC with VSC Converter Taps: A Manitoba Case Study. B4-109 // Материалы 47-й сессии СИГРЭ, 2018.

15. *De Jager W.A.G., Melnik I., Bos P. J., Brand.* Design of the first public DC distribution grid in The Netherlands. B4-201 // Материалы 47-й сессии СИГРЭ, 2018.

16. *Vobecky J., Schulze H.-J., Streit P., Niedernostheide F.-J., Botan V., Przybilla J., KellnerWerdehausen U., Bellini M.* Silicon Thyristors for Ultrahigh Power (GW) Applications. IEEE Trans. El. Dev., 64, 2017, p. 760–768.

17. *Rahimo M., Vobecky J., Dugal F., Kopta A., Wikström T., Hämmerli M.* Power Semiconductor Technology Advancements for Enabling Next Generation Grid Systems. B4-305 // Материалы 47-й сессии СИГРЭ, 2018.

18. *Рахимо М., Корваче К., Андена М., Панадопулос Х., Копта.* Следующее поколение IGBT-транзисторов на основе технологии Enhanced Trench // Электронные компоненты, № 5, 2017. – С. 60–64.

19. *Dugal F., Baschnagel A., Rahimo M., Kopta A.* The Next Generation 4500V / 3000A BIGT Stakpak Modules. PCIM 2017, in Proc. PCIM 2017, Nuremberg.

20. *Wikström T., Alexandrova M.* A technology platform for reverse conducting Integrated Gate Commutated Thyristors with 94 mm device diameter, in Proc. PCIM 2017, Nuremberg.

Сулова Ольга Владимировна, канд. техн. наук, доцент, заведующая научно-техническим отделом Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: suslova_ov@niipt.ru

Травин Лев Викторович, канд. техн. наук, ведущий научный сотрудник ВЭИ-филиал ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ им. академика Е. И. Забабахина».

E-mail: lev.travin@mail.ru

Л. А. Коцеев

Андрей Михайлович Некрасов (к 110-летию со дня рождения)



03.03.1909 – 01.12.1982¹

В марте 2019 года исполняется 110 лет со дня рождения Андрея Михайловича Некрасова, который с 1946 по 1950 год был главным инженером, с 1950 по 1953 год – директором Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (НИИПТ, ныне – Научно-технический центр Единой энергетической системы). А. М. Некрасов безусловно является одним из тех, кто внес большой вклад в становление и развитие института.

Период пребывания Андрея Михайловича в должности главного инженера совпал с временем решения первой поставленной перед коллективом задачи – создание с использованием элементов оборудования так и не введенной в эксплуатацию передачи постоянного тока Эльба–Берлин первой в мире опытно-промышленной ППТ Кашира–Москва. Включение этой передачи произошло в 1950 году.

Андрей Михайлович сочетал инженерные и научные знания с блестящим талантом организатора и администратора. Именно такой человек нужен был, чтобы в условиях тяжелых послевоенных лет выполнить поставленную задачу по практическому освоению новой сложной техники, подготовить группу инженеров и научных работников, образовавших костяк института и передавших свои знания работникам электропромышленности, учебных и исследовательских центров, которые в последующем создали научную, проектную и промышленную базу для будущих мощных ППТ.

За непродолжительное время своего «директорства» А. М. Некрасов из небольшой группы специалистов, занятых по сути решением локальной, хотя и важной задачи, создал многопрофильный институт, каковым НИИПТ и являлся до последнего времени.

В период с 1950 по 1953 год были организованы лаборатория электрических режимов (передачи постоянным током), лаборатория преобразовательной техники, лаборатория техники высоких напряжений, лаборатория электрических систем, т. е. все те подразделения, которые и определили основные направления деятельности НИИПТ на все последующие годы.

Все перечисленные новые подразделения института базировались в Ленинграде, где директор, живя на два дома, проводил большую часть своего времени, в Москве сформировалось Московское отделение (МНИИПТ), в котором остались в основ-

¹ Фотография предоставлена Музеем Мосэнерго и энергетики Москвы.

ном специалисты, занятые экспериментальными работами на ППТ Кашира–Москва. Эта ППТ долгие годы оставалась экспериментальной базой и полигоном для испытаний преобразовательного оборудования и устройств управления. В последующем специалистами МНИИПТ выполнялись работы и не связанные напрямую с ППТ.

Мощная экспериментальная база была заложена и в Ленинграде. В этот период создан высоковольтный комплекс установок внутреннего и наружного размещения, физическая модель для исследования режимов ППТ, электродинамическая модель энергосистемы.

В дальнейшем на базе высоковольтной лаборатории был создан крупнейший в стране и мире испытательный комплекс на напряжение до 1200 кВ переменного и 1500 кВ постоянного тока. Электродинамическая модель (ЭДМ) сыграла важную роль при решении задач развития энергосистем СССР в 1960-е – 1980-е годы, а также в разработке и внедрении систем регулирования автоматики и защиты. Долгое время ЭДМ оставалась наиболее эффективным средством исследования нормальных и переходных режимов в сложных энергосистемах.

После ухода из института А. М. Некрасов занимал ответственные посты в системе управления энергетикой страны, в том числе был начальником Технического управления и членом коллегии Министерства энергетики СССР, возглавлял отдел энергетики и электрификации Госплана СССР. Практически при каждом приезде в Ленинград Андрей Михайлович хотя бы ненадолго приходил в НИИПТ. Для таких встреч собирался «актив», главным образом из тех, кто работал с ним. Приглашались и молодые сотрудники. Иногда эти встречи затягивались на часы. Андрей Михайлович расспрашивал и делился своими соображениями. Обстановка была непринужденной, несмотря на высокое положение гостя.

«Старожилы» НИИПТа с особым чувством вспоминали «Некрасовское» время. Рассказывали о его умении сочетать доступность с высокой требовательностью, ставить чёткие задачи и вселять в соратников энтузиазм, так необходимый для реализации весьма непростых задач в жесткие сроки и с высочайшей ответственностью за результаты. Сейчас в институте уже не осталось людей, работавших непосредственно под его руководством, но жива молва о директоре, сыгравшем такую важную роль при создании института.

А. М. Некрасов является автором нескольких книг, в которых нашли отражение как его научные интересы, так и достижения советской энергетики, к которым он несомненно был причастен.

Основные публикации А. М. Некрасова

1. *Некрасов А. М.* 40 лет советской энергетики / Науч.-техн. общество энергетической промышленности. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1957. – 44 с.
2. *Некрасов А. М., Крикунчик А. Б.* Дальняя электропередача Волжская ГЭС имени Ленина – Москва и её значение в объединённой энергетической системе Европейской части СССР // Дальняя электропередача Волжская ГЭС имени Ленина – Москва: Сборник статей / Под общ. ред. А. М. Некрасова и С. С. Рокотяна – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1958. – С. 3–24.
3. *Некрасов А. М.* Развитие энергетики в СССР в 1959–1965 годах. – М: Знание, 1959. – 32 с.

4. *Некрасов А. М.* Некоторые итоги и ближайшие задачи развития линий электропередачи сверхвысокого напряжения // Дальние электропередачи 500 кВ: Сборник статей / Под общ. ред. А. М. Некрасова и С. С. Рокотяна – М.: Энергия, 1964. – С. 5–11.
5. *Линдорф Л. С., Некрасов А. М.* Некоторые вопросы повышения надёжности электроснабжения: Обзор. – М., 1970. – 38 с.
6. *Некрасов А. М., Черня Г. А.* // Энергетика СССР в 1971–1975 годах: Глава 10: Электрические сети и системы / Под ред. А. С. Павленко, А. М. Некрасова. – М.: Энергия, 1972. – С. 185–211.
7. *Савенко Ю. Н., Штейнгауз Е. О.* Энергетический баланс: (Некоторые вопросы теории и практики) / под общ. ред. А. М. Некрасова. – М.: Энергия, 1971. – 181 с.
8. *Некрасов А. М., Сербиновский Г. В.* От мелких изолированных электростанций до единой энергосистемы Европейской части СССР // Дальние электропередачи 750 кВ: Сборник статей в 2 частях: Ч. 1: Воздушные линии/ Под общ. ред. А. М. Некрасова и С. С. Рокотяна – М.: Энергия, 1974. – С. 7–11.
9. Дальние электропередачи 750 кВ: Сборник статей: Ч. 2: Оборудование, подстанции / Под общ. ред. А. М. Некрасова и С. С. Рокотяна – М.: Энергия, 1975. – 238 с.
10. *Некрасов А. М., Сербиновский Г. В.* // Энергетика СССР в 1976–1980 годах: Глава 10: О качестве электроэнергии / Я. И. Болонкин, Я. Н. Гантман, А. И. Дробышев и др.; Под ред. А. М. Некрасова и М. Г. Первухина. – М.: Энергия, 1977. – С. 178–186.
11. *Прузнер С. Л., Некрасов А. М., Златопольский А. Н.* Экономика энергетики СССР: Учебник для энерг. спец. вузов/. – М.: Высшая школа, 1978. – 471 с.
12. *Некрасов А. М.* Основные направления рационального использования и экономии топливно-энергетических ресурсов: Автореф. дис. на соиск. степ. канд. техн. наук (05.14.01). – М., 1979. – 20 с.
13. *Некрасов А. М., Троицкий А. А.* Глава 1. Электроэнергетика СССР в 1980 г. и основные задачи на одиннадцатую пятилетку // Энергетика СССР в 1981–1985 годах: П. К. Аксютин, Г. А. Веретенников, М. С. Воробьёв и др.; Под ред. А. М. Некрасова, А. А. Троицкого. – М.: Энергоиздат, 1981. – С. 9–44.
14. *Некрасов А. М., Троицкий А. А.* Глава 5. Тепловые электростанции // Там же. – С. 110–133.
15. *Воробьёв М. С., Некрасов А. М., Черня Г. А.* Глава 8. Электрические сети и энергосистемы // Там же. – С. 181–216.
16. *Прузнер С. Л., Некрасов А. М., Златопольский А. Н.* Экономика энергетики СССР: Учебник для энерг. спец. вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1984. – 424 с.
17. *Будзко И. А., Веников В. А., Некрасов А. М., Астахов Ю. Н., Черемесин Н. М., Зубко В. М., Блок В. М.* Унификация воздушных линий электропередачи // Электричество, 1984, № 2. – С. 1–6.

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

E-mail: ntc@ntcees.ru

Power system management, algorithms of automation and regulation devices

Automatic detection of starting elements of centralized emergency control system.

Lisitsyn A. A., Chapluk S. V.

This paper presents the method for automatic detection of initiating conditions for centralized emergency control system.

Keywords: centralized emergency control system, emergency automation, starting elements, control action.

Optimal placement of PMUs in the electric power system for solving the problem of state estimation in centralized emergency control system and sustainability monitoring system.

Belyaeva E. V., Nikolaev A. V., Prihno V. L.

The article describes solution of the problem of optimal location of the PMU and the development of placement criteria aimed to improve the results of the state estimation. A software module was created and tested on the task of the arrangement of vector measurement devices based on the information on network topology using integer linear programming. Calculations of the maximum permissible flows and selection of control actions have been made in the scheme of the Crimea power system.

Keywords: state estimation, SCADA, WAMS, PMU, linear integer programming, maximum permissible flows.

Improving power system stability by modifying active power control loops of turbo-generators.

Andrianov D. I., Gurikov O. V., Smirnov A. N.

Recently persistent fluctuations of generated active power were observed at one of the power plants in Russia, which were accompanied by significant oscillations of the power system frequency. Initial study of the problem showed that these processes were caused by the primary frequency control logic implemented in the generator's control systems.

The cause of these oscillations was identified. To avoid such oscillations the control logic of the generator's control systems was corrected accordingly.

The modified control logic, whilst ensuring compliance with the national primary frequency control regulations, enables frequency stability in the power system, comparable to the plant energy-wise, which is demonstrated by simulation and field test results.

Keywords: speed governor, active power control, turbine, primary frequency control.

The automated transfer of Vuoksin HPP Cascade to parallel operation with Nordel.

Vorobev A. I., Lisitsyn A. A., Sinianskii I. V.

The system of automated transfer of Vuoksin HPP Cascade to parallel operation with Nordel. This article analyzes the work and suggested the introduction of a system at the power facilities of UPS forced to endure a point of division synchronous operation from one grid to another. Studies have shown the relevance and broad applicability of the special automatic, which allows extending equipment resource and minimizing the reduction in the power delivery is happening at stop equipment.

Keywords: short-term parallel operation, trans-power block, algorithm development.

Study of the modes and stability of power systems and their interconnections

Stability and reliability requirements to power systems.

Koshcheev L. A.

The requirements to power systems reliability under conditions of dynamic stability and system collapses prevention are formulated.

Keywords: power system reliable, dynamic stability, system collapse.

Response to an article by L. A. Koshcheev «On the requirements for reliability under the terms of the stability of the power system».

Gerasimov A. S.

Research of global inter-area low frequency oscillations in the United power system of Russia.

Opalev O. L.

Information about the level of global low frequency oscillations of regime parameters (LFO) must be taken into account while planning the regimes and in the process of dispatching control. A method of research LFO based on the correlation analysis according to synchrophasor measurements is proposed. The paper presents the results of identification the global inter-area LFO in the United power system of Russia, antiphase coherent groups of generators, inter-area cross sections and average statistical values of modal parameters. The configuration of power system equivalent model for predictive calculation of oscillation stability margin in inter-area cross sections of the United power system of Russia has been developed. The results of the work are also advisable to use in verification the computational dynamic model of the United power system of Russia and in assessment of necessity to adjust the settings of system stabilizers or stabilization channels of strong action AVR.

Keywords: low frequency oscillations, synchrophasor measurements, oscillation stability, coherent generators, equivalent model of power system, model identification.

Development and improvement of methods and means of researching the modes of the power system

Microprocessor system for simulation of automatic control devices as a part of physical models of power systems.

Eliseev D. A., Zelenin A. S.

The paper is concerned with an elaborated by the author range of means for implementation of mathematical models within a microprocessor-based system. It allows, in real time mode, to simulate automatic controllers, adjustment and protection gear, as well as to connect them with the digital-analog-physical complex (DAPC).

Keywords: simulation, automatic voltage regulators (AVR), microprocessor-based equipment, STM32F4Discovery, MATLAB Simulink, Real Time Digital Simulator (RTDS), digital-analog-physical complex (DAPC).

Formation of external equivalents for mathematical models of power systems.

Edlin M. A.

An algorithm for the formation of equivalents of external power systems adjacent to the protected power system is presented, based on current information about the circuit and power system mode.

Keywords: power system, equivalent generator, design model of power system, centralized emergency control system, boundary node, boundary branch, communication transformer.

Influence of nodes' and branches' parameters on the sensitivity of a power system's elements.

Belov E. I.

The elements (nodes and branches) of the electric power system (EPS), the change in the parameters of which has the largest influence on the sensory character of its elements, are determined by analyzing the minimum singular value of the Jacobi matrix. Experimental calculations of the modes in the RastrWin software were carried out to verify the correctness of the search results for the nodes and branches that determine the sensibility of EPS elements.

Keywords: Jacobian matrix, singular value analysis, sensitive nodes and branches, minimum singular value.

Electric power equipment – questions of use, study of modes, determination of parameters**The effectiveness of asynchronized motor generator at PSPP.**

Koshcheev L. A., Sokur P. V., Shakaryan Y. G.

The growth of the installed capacity of renewable energy imposes increased requirements on maneuverability and regulatory capabilities of PSPs. The use of asynchronized motor generators with variable speed at PSP allows to expand the adjustment range of the unit according to active power, adjust active power in the pump mode, increase the efficiency of hydraulic unit. The article discusses the principle of the asynchronized motor generator, a review of foreign and domestic operation experience of such generators.

Keywords: asynchronized hydro generator motor, PSPP, vector control, pumping mode.

About the possibility of participation of solar power plants in general primary frequency control.

Korotkov B. A., Popkov E. N., Seit R. I.

Real implementation experience of active power control strategies of inverters of solar power plants are presented that allowed implemented participation in the primary frequency control.

Keywords: solar power plant; inverters; GPFC; grid voltage frequency.

Identification parameters of power transformers in an adaptive protection and automatics.

Vanin V. K., Goryachevskiy K. S., Zaboyn V. N., Popov M. G., Halilov F. H.

The article reflects the promising solutions for the creation of adaptive security and emergency automation in the implementation of methods of identification of dynamic systems.

Keywords: power equipment, RLC-parameters, identification, gradient methods, increase of sensitivity, adaptive, self-adjusting automation.

The energy consumption optimization based on energy storage.

Korovkin N. V., Vu Q. S.

The article presents the issues related to saving electricity costs for energy users who exploit the two-stage tariff with the using of electricity storage. We assume that the power object consumes only active power; consumption schedule depends on day of the week and has a maximum during of each day. We divide the total power consumption into two parts: the first one is completely fixed, and the second – can be changed in the optimization. Typical set of users as mentioned above are one or more homes, an apartment building, an office center, a farm, and not a large industrial enterprise with a mainly active power consumption.

The problem of determining the lowest energy costs is formulated and solved for various ratios between the network power, the load power, the capacity of converter and the electricity storage

capacity. The task was reduced to a linear programming problem with a total number of variables of 2520. The optimal mode maintenance was performed for an optimization interval of 1 week and a discretization step of 12 minutes. It is shown that the use of electricity storage reduces the cost of consumed energy by 5–25 %. However, investments in additional equipment (storage and converter) are estimated as significant. Economic efficiency is significant (10% or more) only when the converter power is about 10 % or more of the power that user consume from the network. The general conclusion is that investing in the energy storage systems and its operating costs even with optimal mode maintenance in the economic sense, does not give a profit in compare with, than the buying electricity from the grid. Because the difference of two-stage tariff does not cover of the investment cost of the necessary additional equipment.

Keywords: linear programming, electricity storage, energy saving, reduction of electricity consumption, optimal mode maintenance, simplex method, two-state tariff, voltage stability.

General electrical engineering questions

Generalization of Coulomb's law and its application.

Korotkov B. A.

The Coulomb's law is proposed in a previously unknown formulation for use as an «electric» postulate in the axiomatic construction of electrodynamics that does not use Maxwell's equations. The interaction of two charges moving with given constant speeds is considered.

Keywords: world manifesting process, electrodynamics; electric charge; interaction.

Response to the article by B. A. Korotkov «Generalization of the Coulomb's law and its application».

Shakirov M. A., Kalimov G. A.

On the international experience in power-engineering

Global trends in the development of DC power transmission technologies and power electronics for power systems (the review of 47th CIGRE session papers).

Suslova O. V., Travin L. V.

Review of papers made by Study Committee B4 «DC systems and power electronics» during 47CIGRE Session 2018 is given. Key topics of discussions were: HVDC grids: design, control, protection, problems of the joint operation of the converters supplied by various manufacturers; integration of offshore wind farms using HVDC grids; hybrid power transmissions containing current converters and voltage converters; low-voltage DC grids; new power semiconductor devices with improved performance.

Keywords: modular multilevel converter, wind power plant, HV and LV DC grids, hybride HVDC power transmission, interoperability.

Names and dates

Andrei M. Nekrasov (to the 110th anniversary).

Koscheev L. A.

Content, Abstracts, Keywords

Instruction for manuscript submission



Научно-технический центр Единой энергетической системы является многопрофильным электроэнергетическим научным и инжиниринговым центром Системного оператора, головной научной организацией отрасли в области развития системообразующей сети Единой энергетической системы России и межгосударственных электрических связей.

АО «НТЦ ЕЭС» активно сотрудничает с крупнейшими отечественными компаниями (АО «СО ЕЭС», ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «РусГидро», ТГК, ОГК) и с зарубежными фирмами Австрии, Германии, Италии, Китая, США, Швейцарии, Швеции, Японии и других стран.

Основные направления научно-технической деятельности

1. Проектирование и развитие электроэнергетических систем.
2. Устойчивость, надёжность, живучесть и управляемость электроэнергетических систем.
3. Режимное и противоаварийное управление.
4. Развитие технологий оперативно-диспетчерского управления энергосистемами.
5. Автоматизированные системы мониторинга, сбора, передачи, обработки информации и управления технологическими процессами.
6. Комплексное проектирование подстанций и линий электропередачи.

Экспериментальная база

- Цифро-аналого-физический комплекс на базе электродинамической (физической) модели энергосистемы для исследования функционирования объектов электроэнергетики и энергосистем любого уровня; натурных испытаний на функционирование устройств управления, защиты и автоматики, систем АСУ ТП в реальном времени.
- Цифровая модель реального времени (RTDS).
- Испытательный стенд устройств релейной защиты и систем автоматизации.

Выполняемые работы

- Разработка перспективных схем и программ развития электроэнергетики.
- Проведение исследований перспективных схем развития электроэнергетических систем на базе единой математической модели ЕЭС России.
- Разработка рекомендаций по совершенствованию проектных решений развития энергосистем и энергообъектов.
- Разработка схем выдачи мощности электростанций.
- Разработка схем внешнего энергоснабжения энергорайонов и отдельных потребителей.
- Создание, верификация и актуализация цифровых моделей для исследования переходных режимов и устойчивости электроэнергетических систем.
- Разработка рекомендаций и технических решений по обеспечению устойчивости, надёжности и живучести ЭЭС и отдельных энергообъектов.

- Разработка и внедрение систем автоматического управления и мониторинга режимных параметров на уровнях ЕЭС, ОЭС, ЭС.
- Разработка алгоритмов и программно-технических комплексов локальных и централизованных устройств режимного и противоаварийного управления.
- Разработка проектов модернизации систем противоаварийной автоматики.
- Разработка проектной и рабочей документации по РЗА, ПА и АИИС КУЭ.
- Решение задач ПА «под ключ»: от ТЭО до внедрения на объекте.
- Расчёты токов короткого замыкания и разработка рекомендаций по их снижению для конкретных энергообъектов.
- Аттестация цифровых АРВ, цифровых устройств АЛАР, устройств АЧР и разработка рекомендаций по их применению в ЕЭС России.
- Проверка на функционирование (экспертиза) и настройка устройств регулирования, управления, защиты и автоматики на электродинамической модели и цифровой модели реального времени (RTDS), в том числе «под ключ».
- Настройка «под ключ» АРВ генераторов электростанций.
- Испытания систем группового регулирования активной и реактивной мощности, проверка технологических алгоритмов ГРАМ на соответствие требованиям нормативных документов и технического задания, разработка рекомендаций по повышению эффективности и системной надёжности.
- Создание и внедрение программных средств и систем автоматизации для эффективной работы предприятий энергетической отрасли: *Bars*, *LincorWin*, ВРДО, *RastrWin*, МДП, Анализ вероятных аварийных событий в электрической системе по принципу «N – 1», Коммутационные схемы, Комплекс СМЗУ, ЦСПА, Прогноз потребления и др.
- Создание и внедрение ПВК по расчёту токов короткого замыкания и автоматизированному расчёту уставок релейной защиты и автоматики.
- АСУ ТП для подстанций переменного и постоянного тока, атомных, тепловых и гидроэлектростанций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- АСУ ТП на базе информации от МПРЗА для подстанций классов напряжения до 330 кВ, СН электрических станций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- Система анализа и просмотра аварийной информации от разнородных распределённых источников регистрации для АСДУ энергосистем и энергообъединений, подстанций переменного и постоянного тока, атомных, тепловых и гидроэлектростанций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- Цифровая автоматика ликвидации асинхронных режимов – АЛАР-Ц.
- Разработка основных технических решений по внедрению объектов распределённой генерации.
- Оценка эффективности инвестиций в строительство, реконструкцию, модернизацию и техническое перевооружение электросетевых и генерирующих объектов на стадии выполнения работ по проектированию и на стадии реализации инвестиционного проекта.
- Разработка и внедрение программно-вычислительных комплексов для решения задач по автоматизации процессов, обладающих большой алгоритмической, композиционной и структурной сложностью, а также распределённых и «облачных» информационных систем.

Участие в системе добровольной сертификации АО «СО ЕЭС»

АО «НТЦ ЕЭС» допущено к проведению добровольной сертификации в СДС «СО ЕЭС» в области подтверждения соответствия:

- автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов требованиям стандарта организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.160.20.001-2012 «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов»;
- устройств АЛАР требованиям стандарта организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.008-2015 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования»;
- микропроцессорных устройств АЧР требованиям стандарта организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.003-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Микропроцессорные устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования»;
- устройств АРПМ требованиям стандарта организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2017 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматической разгрузки при перегрузке по мощности. Нормы и требования»;
- устройств АОПЧ требованиям стандарта организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.003-2017 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматической ограничения повышения частоты. Нормы и требования»;
- устройств АРКЗ и устройств ФТКЗ требованиям стандарта организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.008-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматической разгрузки при коротких замыканиях. Устройства фиксации тяжести короткого замыкания. Нормы и требования».
- устройств АОПО требованиям стандарта организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2018 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматического ограничения перегрузки оборудования. Нормы и требования».

Аспирантура

Одной из важнейших сфер деятельности АО «НТЦ ЕЭС», как организации, располагающей авторитетной научной школой и современной, а во многом уникальной экспериментально-исследовательской базой, является подготовка кадров высшей квалификации через аспирантуру.

Обучение в аспирантуре ведется по образовательной программе 13.06.01 – Электро- и теплотехника.

Профили подготовки:

- 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы;
- 05.14.12 – Техника высоких напряжений.

Лицензия Федеральной службы по надзору в сфере образования и науки на право ведения образовательной деятельности в сфере послевузовского профессионального образования – № 2507 от 26 декабря 2016 г.

ПРАВИЛА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РУКОПИСЕЙ АВТОРАМИ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Журнал «Известия НТЦ Единой энергетической системы» является периодическим печатным научным рецензируемым журналом.

В журнале публикуются статьи, содержащие новые результаты научных исследований в электроэнергетике по направлениям: развитие и моделирование энергосистем, регулирование, противоаварийная автоматика и автоматизированные системы управления, передача электроэнергии переменным и постоянным током, преобразовательная техника, техника высоких напряжений.

Также в журнале публикуются научные обзоры, научные рецензии и отзывы.

Периодичность выхода журнала – 2 раза в год.

Статью в редакцию журнала «Известия НТЦ Единой энергетической системы» можно направить по адресу: 194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, АО «НТЦ ЕЭС» или по E-mail: nto@ntcees.ru.

2. ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

Авторы должны придерживаться следующей обобщенной структуры статьи: вводная часть (актуальность, существующие проблемы); основная часть (постановка, описание задачи, изложение и суть основных результатов); заключительная часть (предложения, выводы), список литературы.

2.1. Оформление материалов

1. Объем статьи, как правило, не должен превышать 16 страниц формата А4.

2. Набор текста осуществляется в редакторе MS Word.

Параметры страницы. Поля: верхнее – 4 см, нижнее – 3,7 см, левое – 3,5 см, правое – 3,5 см, расстояние от края до верхнего колонтитула – 3 см. Текстовое поле – 14×22 см.

Шрифт Times New Roman, размер шрифта основного текста – 11, междустрочный интервал – 1,1, абзацный отступ – 0,5 см.

Заголовки, номера и названия таблиц, названия рисунков пишутся без точки в конце. Размеры формул, таблиц и рисунков не должны выходить за пределы текстового поля

3. **Формулы** набираются в редакторе MathType. В формульном редакторе (как и в основном тексте) переменные, обозначенные латинскими символами, набираются курсивом; цифры, греческие и русские символы – прямые.

В числах десятичным разделителем является запятая.

Сокращенные обозначения физических величин и единиц измерения (кВт, Гц, W, Hz) и названий функций (sin, min, const, exp и т. д.) – прямые без точки в конце.

Размеры шрифтов в формулах: основной размер – 11, индекс – 58 %, мелкий индекс – 50 %, символ – 100 %.

4. **Таблицы.** Все наименования в таблицах необходимо писать без сокращения слов (за исключением единиц измерения). Численные значения величин в таблицах

и в тексте должны быть в единицах измерения СИ. Размеры шрифтов в таблицах: основной размер – 10, в таблицах большого размера допускается размер – 9.

5. **Рисунки**, выполненные при помощи компьютерных программ, передаются в редакцию в электронном виде отдельными файлами (не заверстанными в текстовые файлы статьи), в форматах тех программ, в которых они выполнены. Приемлемыми являются форматы: xls (для графиков и диаграмм), eps, cdr, vsd, tiff или jpeg (с разрешением 300 dpi). Сканирование графических рисунков нужно производить с разрешением 600 dpi, фотоснимков, представляемых в электронном виде, – с разрешением 300 dpi.

6. **Список литературы** приводится в конце статьи. Он составляется в порядке последовательности ссылок в тексте. Ссылки на литературу в тексте заключаются в квадратные скобки. В список литературы не должны включаться неопубликованные материалы и материалы служебного пользования.

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