

ISSN 2307-261X



Противоаварийное
управление

ИЗВЕСТИЯ НТЦ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

№ 1 (84) 2021

Санкт-Петербург

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

РЕДАКЦИЯ

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

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

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

Наименование и содержание рубрик журнала соответствует научным специальностям:
05.14.01 – Энергетические системы и комплексы,
05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы,
05.14.08 – Энергоустановки на основе возобновляемых видов энергии,
05.14.12 – Техника высоких напряжений,
05.14.14 – Тепловые электрические станции, их энергетические системы и агрегаты.

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

Распространение журнала осуществляется по подписке.

Подписной индекс в общероссийском каталоге «Почта России» – ПМ180.

Адрес редакции:

194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, этаж 2, офис 202,

АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление».

Тел. 8 (812) 297-54-10, доб. 210, 213. E-mail: nto@ntcees.ru.

Научно-технический центр Единой энергетической системы
Противоаварийное управление

ИЗВЕСТИЯ
НТЦ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
СИСТЕМЫ

№ 1 (84)

Издаётся с февраля 1957 г.

Санкт-Петербург
2021

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие.....	4
------------------	---

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

<i>Брилинский А. С., Евдокунин Г. А., Крицкий В. А., Однцов М. В., Чернякова Л. Б.</i>	
Востребованность электростанций ЕЭС России в применении фазоповоротных комплексов.....	5
<i>Денисенко А. И., Лямов А. С., Смоловик С. В., Чудный В. С.</i>	
Использование статического синхронного продольного компенсатора для повышения эффективности параллельной работы сетей различных классов напряжения	13
<i>Будовский В. П., Воробьев В. С., Иванченко А. Н., Москаленко В. В., Расицепляев А. И., Рыбалкин А. Д.</i>	
Метод расчета времени до насыщения трансформатора тока с использованием кусочно-линейной аппроксимации средней кривой намагничивания.....	20

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

<i>Асанова С. М., Ахъёев Дж. С., Дмитриев С. А., Матренин П. В., Сафаралиев М. Х.</i>	
Разработка моделей среднесрочного прогнозирования электропотребления в изолированно работающих энергосистемах на основе ансамблевых методов машинного обучения.....	32
<i>Адалев А. С., Кучинский В. Г., Першиков Г. А., Попков Е. Н., Фешин А. О.</i>	
Математическая модель двенадцатифазной вентильной машины с возбуждением от постоянных магнитов.....	40
<i>Триандофилиди И., Юрганов А. А.</i>	
Эквивалентная модель бесщеточной системы возбуждения и методика экспериментального определения ее параметров в заводских условиях.....	53

РАЗРАБОТКА И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ, АВТОМАТИКИ И РЕГУЛИРОВАНИЯ

<i>Андронович Б., Герасимов А. С., Кощеев Л. А., Крицкий В. А., Лисицын А. А.</i>	
Интеллектуальное управление режимами изолированно работающей энергосистемы	61
<i>Елисеев Д. А., Зеленин А. С., Касьянов С. Е.</i>	
Разработка алгоритма автоматики ликвидации асинхронного режима для микропроцессорных систем с использованием MATLAB Simulink.....	67
<i>Рыбин И. В., Синянский И. В.</i>	
Особенности работы дискретных выходов микропроцессорных устройств РЗА в современной системе оперативного постоянного тока	76

<i>Горячевский К. С., Синянский И. В., Чечулина Н. Е.</i>	
Возможности применения синхронизированных векторных измерений в устройствах противоаварийной автоматики.....	83
<i>Костоглодова С. Л., Лоцман Д. С., Максименко Д. М., Неуймин В. Г., Останин А. Ю.</i>	
Интеграция системы мониторинга запасов устойчивости с технологическими инструментами рынка электроэнергии и мощности	89

ИЗ ОПЫТА МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

<i>Бончук И. А., Созинов М. А., Шапошников А. П.</i>	
Обзор существующих подходов к регулированию частоты и выбору оперативных резервов активной мощности в изолированных электроэнергетических системах России	96

ИМЕНА И ДАТЫ

<i>Воропай Н. И., Федотова Г. А.</i>	
Юрий Николаевич Руденко – ученый, организатор науки, человек	104
<i>Коицеев Л. А.</i>	
Мои воспоминания о Ю. Н. Руденко.....	119
Памяти Юрия Гевондовича Шакаряна.....	121
CONTENT, ABSTRACTS, KEY WORDS.....	122

Технический редактор *M. В. Леонтьева*

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

Подписано в печать 24.05.2021 Формат 70×108/16
Тираж 300 экз. Заказ 2905 Печ. л. 9

Отпечатано с готового оригинал-макета
в ООО «БЕАН».

603003, Нижегородская обл., Нижний Новгород, ул. Барrikад,
д. 1, помещение / офис П2 / 1, 2, 3

Предисловие

Уважаемый читатель!

Представленные в данном номере статьи разделены на традиционные для нашего журнала разделы.

В первом разделе размещены статьи с результатами исследования режимов энергосистем, в том числе при использовании некоторых новых или сравнительно редко используемых видов оборудования – фазоповоротного трансформатора, статического синхронного продольного компенсатора.

В разделе «Моделирование электроэнергетических систем» представлены статьи по результатам оригинальных разработок в области математического моделирования энергосистем и отдельных ее элементов, в том числе устройств генерации, систем автоматического регулирования возбуждения.

В разделе «Разработка и совершенствование систем управления, автоматики и регулирования» представлены статьи, относящиеся к вопросам комплексного управления режимами энергосистем и повышения эффективности отдельных устройств автоматики и регулирования. В части статей эти разработки относятся к изолированно работающим энергосистемам в продолжение ряда публикаций в предыдущих номерах журнала.

В разделе «Имена и даты» приведена большая статья о творческом пути академика Ю. Н. Руденко в связи с 90-летием со дня рождения. Помещен также некролог ушедшему из жизни ученному и хорошему человеку, члену редакции нашего журнала Юрию Гевондовичу Шакаряну.

Некоторые из статей данного номера содержат материалы диссертационных работ.

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

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

УДК 621.311

А. С. Брилинский, Г. А. Евдокуин, В. А. Крицкий, М. В. Одинцов,
Л. Б. Чернякова

Востребованность электростанций ЕЭС России в применении фазоповоротных комплексов

Положительный опыт эксплуатации фазоповоротного комплекса (ФПК) на Волжской ГЭС послужил толчком для масштабного поиска мест установки ФПК на других гидроэлектростанциях ЕЭС России. Главная цель установки фазоповоротного трансформатора (ФПТ) – снятие существующих ограничений выдачи мощности ГЭС или значительное сокращение объемов электросетевых мероприятий, запланированных при увеличении их установленной мощности. В результате были выявлены гидроэлектростанции, где установка ФПТ может иметь значительный технический и экономический эффект.

Ключевые слова: электроэнергетический режим, фазоповоротный трансформатор, гидроэлектростанция, схема выдачи мощности.

Введение

В апреле 2019 г. был введен в эксплуатацию фазоповоротный комплекс (ФПК) на Волжской ГЭС. Входящий в его состав фазоповоротный трансформатор (ФПТ) был спроектирован при содействии АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление» и выполнен по заказу ПАО «РусГидро» в Санкт-Петербурге на заводе ООО «СМТТ. Высоковольтные решения» [1–3].

ФПК Волжской ГЭС состоит из ФПТ ОРУ-220 кВ (силовой масляный трехфазный трехобмоточный трансформатор типа ТДЦТНФ-195260/220-У1 с регулированием напряжения под нагрузкой) и трехфазной группы АТ 10Т однофазных автотрансформаторов типа АОДЦТН-267000/500/220-УХЛ1 (далее – 10Т). Схема электрических соединений ФПК изображена на рис. 1.

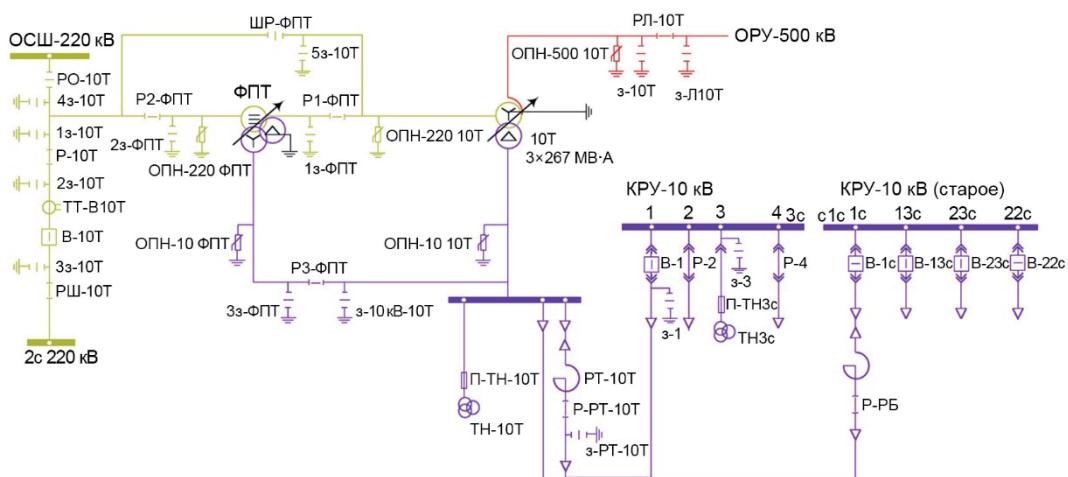


Рис. 1. Схема электрических соединений ФПК Волжской ГЭС

Целью внедрения ФПК было повышение надежности и эффективности работы генерирующего оборудования Волжской ГЭС, исключение ограничений в схеме выдачи мощности (СВМ) ГЭС путем перераспределения вырабатываемой электростанцией мощности между ОРУ 500 кВ и 220 кВ Волжской ГЭС.

Данный ФПК все еще не имеет аналогов в России и позволяет выдавать в энергосистему больше мощности при существующих сетевых ограничениях без дополнительного сетевого строительства. Заявленные технические характеристики ФПК были проверены в ходе испытаний 17.12.2019 г. За период эксплуатации ФПК обеспечил надежную и бесперебойную работу: задания АО «СО ЕЭС» исполнены без замечаний и ограничений, сбоев и отказов не зафиксировано.

Положительный опыт эксплуатации ФПК на Волжской ГЭС позволил продолжить дальнейшие исследования по поиску мест возможной установки ФПК на других объектах Группы РусГидро.

Эффективность применения ФПК

На сегодняшний день Группе РусГидро принадлежат 74 электростанции, 67 из которых расположены на территории Российской Федерации. Поэтому основным критерием поиска возможных мест установки ФПТ может быть снятие существующих ограничений выдачи мощности электростанций или значительное сокращение объемов электросетевых мероприятий, запланированных при увеличении установленной мощности ГЭС. Применение такого подхода позволило выявить три ГЭС, где установка ФПТ может иметь значительный технический и экономический эффект:

- Вотkinsкая ГЭС,
- Саратовская ГЭС,
- Саяно-Шушенская ГЭС.

На Саяно-Шушенской ГЭС ограничения имеют место в существующей схеме, а на Воткинской и Саратовской ГЭС в перспективе до 2027 г. согласно [4] предусмотрено увеличение установленной мощности. Рассмотрим целесообразность установки ФПТ на перечисленных ГЭС более детально.

Саратовская ГЭС. Основной причиной ограничения выдачи мощности Саратовской ГЭС является ее непосредственное расположение вблизи мощной Балаковской АЭС, а также недостаточная пропускная способность ряда электросетевых элементов схемы выдачи мощности: допустимый ток ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Кубра составляет лишь 650 А (негабарит провода); в соответствии с данными собственника оборудования токовая перегрузка установленных на Саратовской ГЭС автотрансформаторов недопустима. Работа установленной на Саратовской ГЭС и Балаковской АЭС автоматики предотвращения нарушения устойчивости, в зависимости от схемно-режимной ситуации, может приводить к отключению/разгрузке генераторов на Саратовской ГЭС до 1,1 ГВт (77%) и Балаковской АЭС до 2 ГВт (50%). При этом в первую очередь происходит отключение генераторов на Саратовской ГЭС.

На данный момент аварийное отключение ЛЭП 500 кВ, отходящих от РУ Балаковской АЭС, приводит к срабатыванию устройств АОПО ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Кубра с отпайкой на ПС Возрождение (рис. 2). Устранение негабарита данной ВЛ 220 кВ позволит исключить срабатывание установленных на ней устройств АОПО, при этом только совместно с установкой на данной ВЛ 220 кВ ФПК возможно обеспечить максимальную выдачу мощности Саратовской ГЭС в перспективе с учетом увеличения установленной мощности станции (рис. 3). Расчетная номинальная мощ-

ность ФПК составляет $150 \text{ МВт}\cdot\text{А}$, схема соединения обмоток III/Δ [5] и диапазон регулирования угла $\pm 8^\circ$ эл. Ожидаемый эффект от установки ФПК представлен в табл. 1.

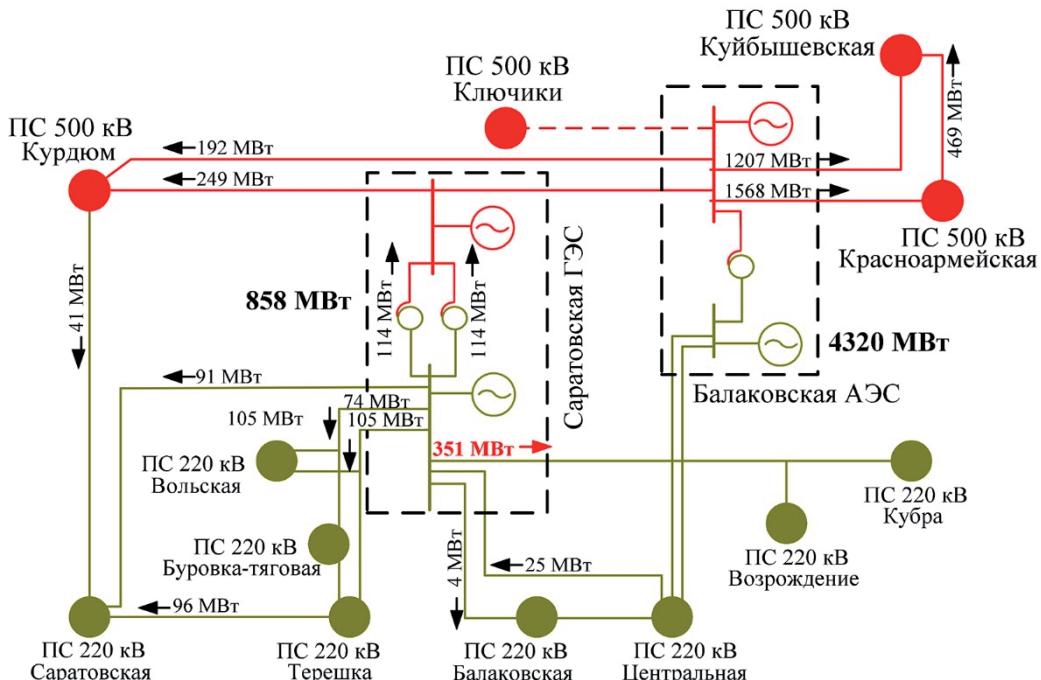


Рис. 2. Режим летних минимальных нагрузок 2024 года. Нормальная схема.
Ремонт ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Ключики

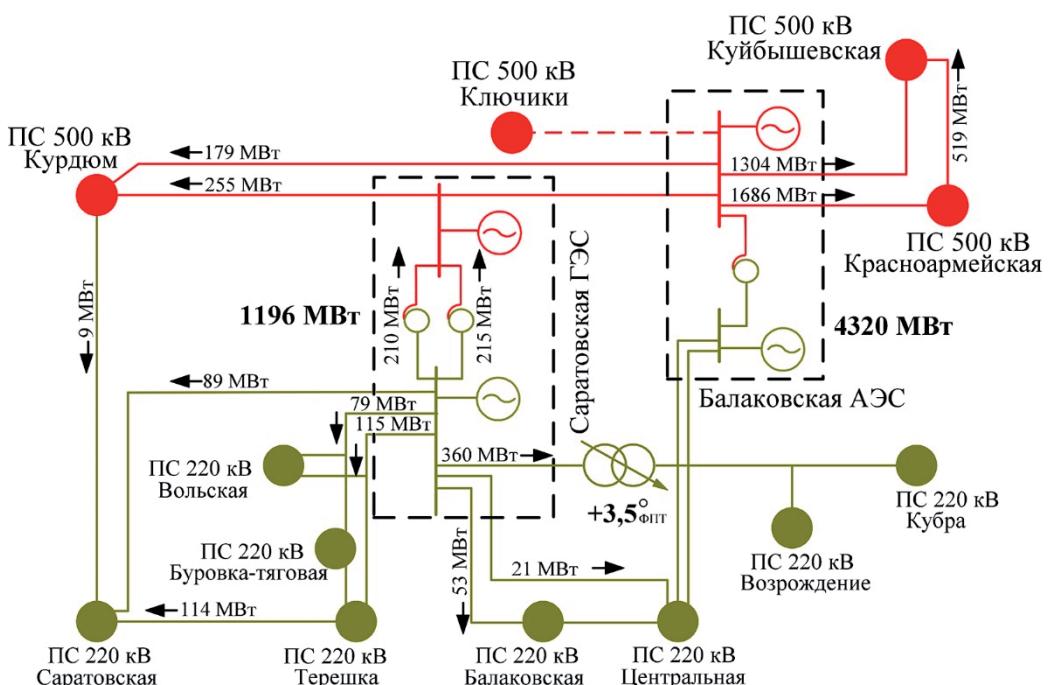


Рис. 3. Режим летних минимальных нагрузок 2024 года. Нормальная схема с учетом
устранения негабарита ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Кубра с отпайкой на ПС Возрождение
и установки последовательно с ней ФПТ. Ремонт ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Ключики

Максимальное снижение ограничений выдаваемой мощности в нормальной схеме составляет 372 МВт (табл. 1), в единичных ремонтных схемах – 296÷338 МВт (табл. 2). Необходимый объем ОГ Саратовской ГЭС, обеспечиваемый существующими устройствами ПА, с учетом предлагаемого мероприятия сокращается до 41 МВт. Полное исключение ограничений на выдачу всей располагаемой мощности Саратовской ГЭС возможно лишь за счет строительства новой ЛЭП 500 кВ и установки второй трехфазной группы автотрансформаторов 500/220 кВ на Балаковской АЭС.

Таблица 1

**Величина ограничений мощности Саратовской ГЭС
в нормальной схеме на 2024 год (МВт)**

Вариант СВМ	Зима min ¹ при THB ² -5°C	Лето max ¹ при THB +25°C	Лето min при THB +25°C
Отсутствие ФПК	413	33	292
Наличие ФПК	41	0	0

Таблица 2

**Величина ограничений мощности Саратовской ГЭС
в единичных ремонтных схемах на 2024 год (МВт)**

Вариант СВМ	Лето min при THB +25°C	
	Отключена ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Ключики	Отключена ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Куйбышевская № 1
Отсутствие ФПК	599	797
Наличие ФПК	261	501

¹ min/max – режим минимальных/максимальных нагрузок;

² THB – температура наружного воздуха.

Воткинская ГЭС. Установленная мощность Воткинской ГЭС составляет 1035 МВт, в перспективе до 2027 года увеличится до 1105 МВт.

Выдача мощности Воткинской ГЭС в основном определяется перетоком в межсистемном сечении «Урал – Запад». Было выявлено, что при значениях перетока близких к МДП (около 3 400 МВт) выдача всей располагаемой мощности Воткинской ГЭС в нормальных схемах возможна только с учетом действия АОПО на ОГ Воткинской ГЭС и Кармановской ГРЭС (рис. 4). В ремонтных схемах выдача мощности Воткинской ГЭС в настоящее время ограничена на 580 МВт.

В качестве мероприятия по снятию ограничений выдачи мощности Воткинской ГЭС в ремонтных схемах была исследована эффективность установки двух фазоповоротных трансформаторов (ФПТ) 220 кВ на Воткинской ГЭС последовательно с АТГ-2,3 500/220 кВ Воткинской ГЭС с диапазоном регулирования от 0 до 23,4° эл.

В существующей схеме установка ФПТ позволяет полностью снять ограничения выдачи мощности Воткинской ГЭС во всех основных ремонтных схемах, а также в нормальных схемах исключает действия устройств ПА на ОГ Воткинской ГЭС при нормативных возмущениях (рис. 5). Максимальное снижение объема ОГ составит около 575 МВт.

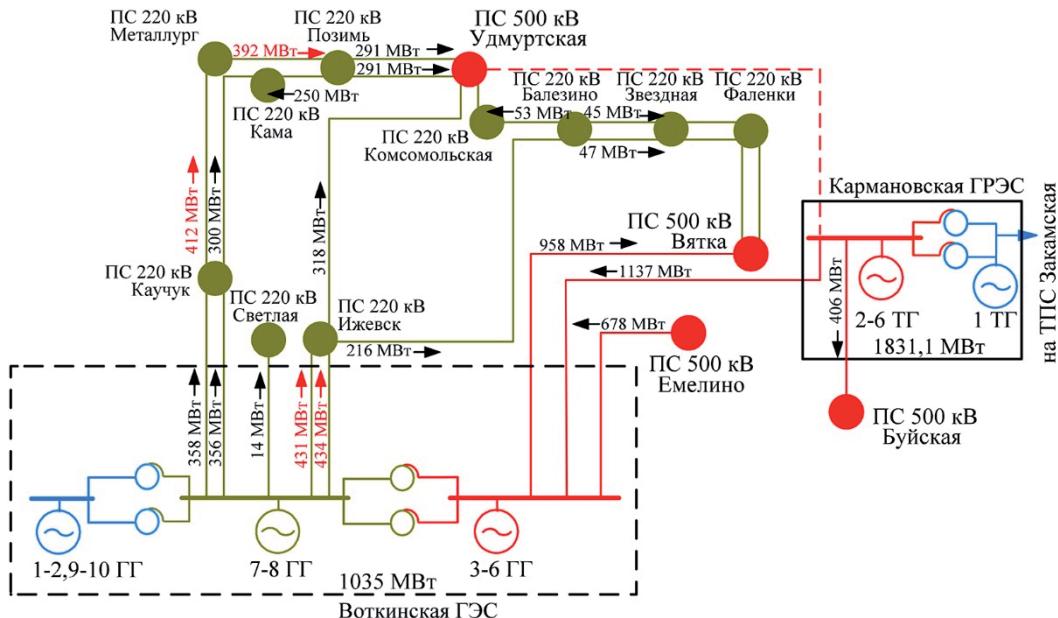


Рис. 4. Режим летних максимальных нагрузок 2024 года. Нормальная схема. Ремонт ВЛ 500 кВ Кармановская ГРЭС – Удмуртская. Выдача мощности Воткинской ГЭС 1035 МВт, Кармановской ГРЭС 1831,1 МВт

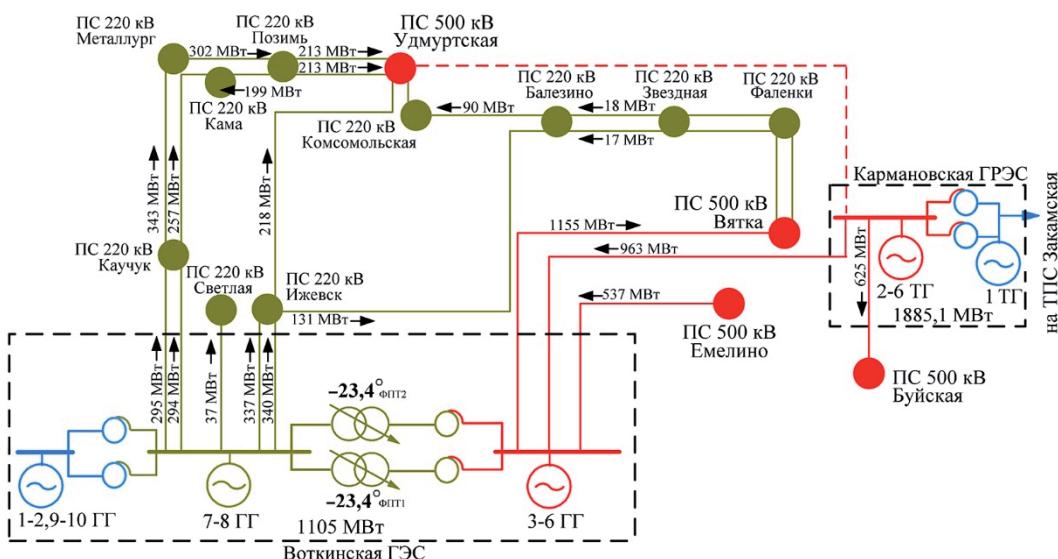


Рис. 5. Режим летних максимальных нагрузок 2024 года. Ремонт ВЛ 500 кВ Кармановская ГРЭС – Удмуртская. Выдача мощности Воткинской ГЭС 1105 МВт, Кармановской ГРЭС 1885,1 МВт с учетом установки ФПТ

Установка ФПТ не позволит полностью снять ограничения выдачи мощности генераторов Воткинской ГЭС в ремонтных схемах, но позволит существенно увеличить допустимый объем выдачи мощности станции и исключить действие устройств ПА на ОГ Воткинской ГЭС в нормальных схемах. Максимальный эффект от установки составит около 505 МВт.

Саяно-Шушенская ГЭС. Максимально допустимая генерация Саяно-Шушенской ГЭС в основном определяется МДП в сечении «Выдача мощности Саяно-Шушенской ГЭС». Кроме того, объем допустимой генерации Саяно-Шушенской ГЭС зависит от количества работающих гидрогенераторов. Так, например, при количестве работающих гидрогенераторов с активной нагрузкой меньше 8 ограничение выдачи мощности Саяно-Шушенской ГЭС определяется динамической устойчивостью. В основных ремонтных схемах вне зависимости от количества работающих гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС МДП в сечении «Выдача мощности Саяно-Шушенской ГЭС» определяется динамической или статической устойчивостью.

В ходе исследования было выявлено, что в зависимости от схемно-режимной ситуации допустимая величина генерации Саяно-Шушенской ГЭС может варьироваться от 3 180 до 4 325 МВт без учета действий АОПО на ОГ. С учетом срабатывания АОПО выдача мощности Саяно-Шушенской ГЭС ограничена по условию нарушения статической устойчивости. Таким образом, выдача всей располагаемой мощности Саяно-Шушенской ГЭС в нормальной схеме не обеспечивается даже с учетом действия ПА на ОГ Саяно-Шушенской ГЭС. Максимально необходимый объем ОГ при этом составляет порядка 1 650 МВт.

В качестве мероприятия по увеличению допустимой выдачи мощности генераторов Саяно-Шушенской ГЭС была рассмотрена установка ФПТ на Саяно-Шушенской ГЭС последовательно с КВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Новокузнецкая № 1, 2 (схема соединения обмоток III/Δ, диапазон регулирования от 0 до 23,4° эл).

Поскольку в нормальных схемах при количестве работающих гидрогенераторов 8 (7) и менее в зимний (летний) период и во всех ремонтных схемах при любом количестве работающих гидрогенераторов допустимая выдача мощности Саяно-Шушенской ГЭС определяется динамической устойчивостью станции, установка ФПТ (с механическим регулированием угла) не позволит увеличить допустимую выдачу мощности генераторов станции. При количестве работающих гидрогенераторов не менее 9 (8) в зимний (летний) период установка ФПТ позволит снизить только объемы ОГ Саяно-Шушенской ГЭС при срабатывании устройств АОПО на величину до 800 МВт в нормальных схемах (рис. 6, 7).

Таким образом, установка ФПК (с механическим регулированием угла) на Саяно-Шушенской ГЭС не позволит увеличить допустимую генерацию, а снизит лишь объемы отключаемой генерации (ОГ) при аварийных возмущениях в нормальной схеме.

Заключение

Исследование целесообразности установки ФПТ на Воткинской, Саратовской и Саяно-Шушенской ГЭС показало:

1. Применение ФПТ на Саратовской ГЭС с учетом реализации запланированного Программой комплексной модернизации ПАО «РусГидро» увеличения установленной мощности до 1505 МВт позволит осуществлять сезонное и плановое регулирование потоков активной мощности между РУ 220 и 500 кВ Саратовской ГЭС, при этом требуемый объем ОГ в случае аварийных ситуаций снизится до 41 МВт;

2. Установка ФПТ на Воткинской ГЭС существенно увеличит допустимый объем выдачи мощности станции, хотя и не позволит полностью снять ограничения выдачи мощности генераторов Воткинской ГЭС в ремонтных схемах. Максимальный эффект от установки ФПТ составит 505 МВт;

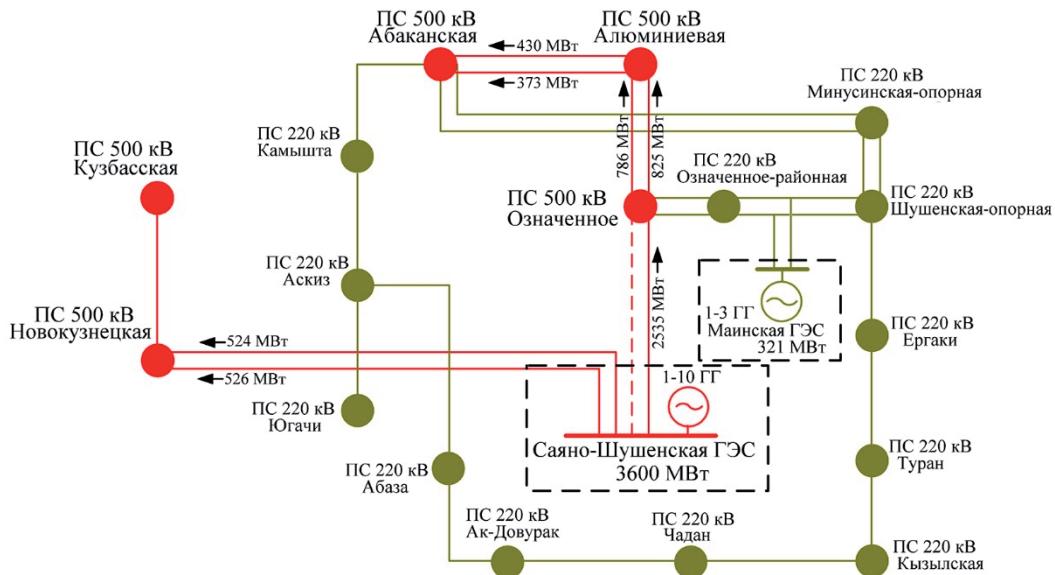


Рис. 6. Режим летних максимальных нагрузок 2024 года. Нормальная схема.
Отключение КВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Означенное № 2

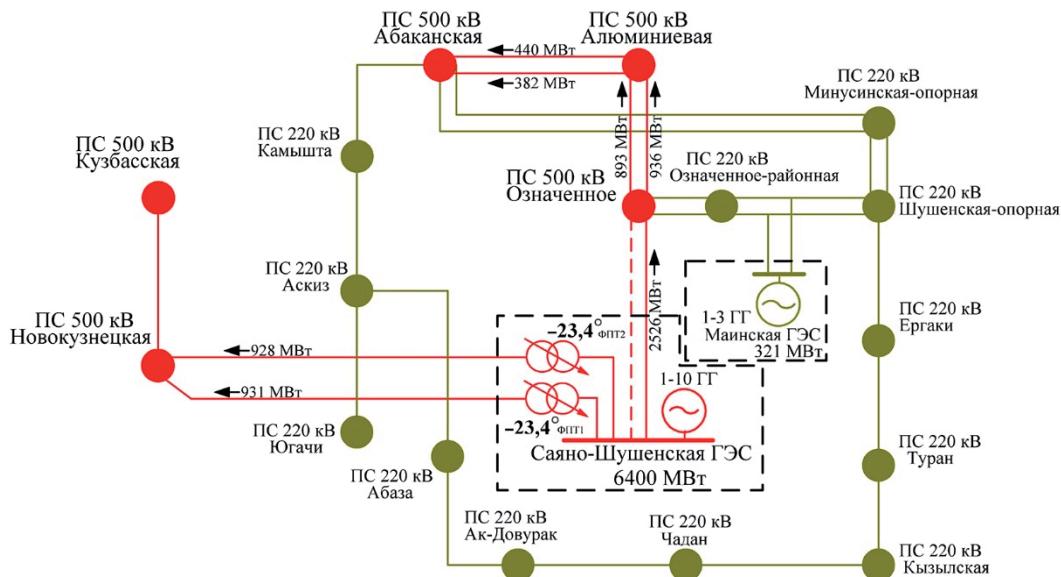


Рис. 7. Режим летних максимальных нагрузок 2024 года. Нормальная схема.
Отключение КВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Означенное №2 с установкой ФПТ

3. Установка ФПТ (с механическим регулированием угла) на Саяно-Шушенской ГЭС уменьшает требуемый объем ОГ при срабатывании устройств АОПО, но не позволяет увеличить допустимую выдачу мощности генераторов электростанции.

Таким образом, установка ФПТ целесообразна на Саратовской и Воткинской ГЭС и должна учитываться вместе с вариантами, предполагающими выполнение нового сетевого строительства и реконструкцию существующего электросетевого оборудования с установкой нового.

Список литературы

1. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2021–2027 годы : Приказ № 88 от 26 фев. 2021 г. : утвержден Минэнерго России / Минэнерго России. – 2021. – 277 с.
2. Брилинский А. С., Крицкий В. А., Смирнова Л. С. Особенности применения фазоповоротных комплексов в электроэнергетических системах / А. С. Брилинский, В. А. Крицкий, Л. С. Смирнова // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2018. – № 1 (78). – С. 6–10.
3. Применение фазоповоротного трансформатора в схеме выдачи мощности Волжской ГЭС / В. А. Крицкий, Г. А. Евдокунин, А. С. Брилинский, Л. С. Смирнова // Электрические станции. – 2018. – № 12 (1049). – С. 26–30.
4. Фазоповоротный трансформатор в схеме выдачи мощности крупной гидроэлектростанции / А. С. Брилинский, Г. А. Евдокунин, В. А. Крицкий, Ю. В. Матвиенко, А. П. Сидельников, Л. С. Смирнова // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2019. – № 1 (80). – С. 6–14.
5. Application of Phase-Shifting Transformer in the Volga Hydroelectric Station Power Distribution System / V. A. Kritskii, G. A. Evdokunin, A. S. Brilinskii, L. S. Smirnova // Power Technology and Engineering. – 2019. – V. 53. – pp. 113–117. – DOI: 10.1007/s10749-019-01045-5.
6. Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем» : Приказ № 630 от 3 авг. 2018 г. : утвержден Минэнерго России / Миненэrgо России. – 2018. – 23 с.

Брилинский Андрей Станиславович, канд. техн. наук, заведующий отделом проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы Противоаварийное управление (АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»).

E-mail: brilinskiy@ntcees.ru

Евдокунин Георгий Анатольевич, д-р техн. наук, профессор, профессор Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: evdg@etelcom.spb.ru

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

Одинцов Михаил Вячеславович, заместитель заведующего – заведующий лабораторией отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы Противоаварийное управление (АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»). E-mail: odintsov_m@ntcees.ru

Чернякова Лидия Борисовна, старший инженер отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы Противоаварийное управление (АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»).

E-mail: chernyakova_l@ntcees.ru

УДК 621.316.728

А. И. Денисенко, А. С. Лямов, С. В. Смоловик, В. С. Чудный

Использование статического синхронного продольного компенсатора для повышения эффективности параллельной работы сетей различных классов напряжения

Рассмотрено применение статического синхронного продольного компенсатора (ССПК) для решения задач оптимального распределения потоков мощности по параллельно работающим электрическим сетям различных классов напряжения и ограничения токовых перегрузок линий электропередачи. Приведены соображения по выбору номинальной мощности ССПК в эквивалентной расчетной схеме, содержащей параллельно работающие воздушные линии (ВЛ) напряжения 500 и 220 кВ.

На основании расчетов установившихся режимов показано, что за счет введения дополнительной регулирующей ЭДС ССПК может быть достигнуто перераспределение потоков мощности между сетями 500 и 220 кВ, приводящее к снижению потерь.

На основании расчетов переходных процессов при различных возмущениях показано, что с помощью соответствующего регулирования ССПК может быть обеспечено решение задачи исключения токовой перегрузки линий электропередачи в послеаварийных режимах. В качестве возмущений рассмотрены короткие замыкания на линиях 220 и 500 кВ с их последующими отключениями, ослабление параллельных связей.

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

Введение

Анализ структуры электрических сетей ЕЭС России и многих других энергосистем указывает на весьма распространенные случаи параллельной работы линий электропередачи различающихся классов напряжений, например, 500 кВ и 220 кВ, 330 кВ и 110 кВ в России, 400 кВ и 230 кВ в Европе. При плановых коммутациях, изменениях нагрузки и аварийных возмущениях перераспределение потоков мощности приводит к существенным перегрузкам линий электропередачи более низких классов напряжения, что вызывает необходимость их отключения и, соответственно, снижение показателей надежности электроснабжения.

Управление потоками мощности может осуществляться различными средствами продольного регулирования: фазоповоротными устройствами трансформаторного типа [1, 2] с механическими или электронными переключателями и статическими полупроводниковыми устройствами продольного включения [3, 4].

К настоящему времени накоплен достаточный опыт применения устройств FACTS, основанных на использовании силовой электроники [3–5]. Для устройств первого поколения характерно применение с целью увеличения пропускной способности протяженных линий электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения. За последнее десятилетие появились устройства FACTS следующего поколения, которые обеспечивают новые принципы управления режимами работы энергосистем.

Строительство новых воздушных линий электропередачи становится все более дорогостоящим и сложным, что повышает возможность применения устройств

FACTS как для увеличения пропускной способности линий, так и для повышения качества управления потоками электроэнергии в установившихся режимах. Целью данной работы является оценка влияния статического синхронного продольного компенсатора (ССПК) на режимы работы сложной энергосистемы, включающей линии электропередачи разных классов напряжения. Методология моделирования ССПК приведена в [6, 7].

Вектор синхронного напряжения ССПК находится под прямым углом к вектору тока линии и либо компенсирует часть падения напряжения на индуктивности линии, либо увеличивает его. Мостовая схема каждого из преобразователей выполнена на основе IGBT транзисторов. ССПК, сделанный по технологии *SmartValve* [8, 9], разработан таким образом, что его выходное напряжение вводится непосредственно в сеть переменного тока, т. е. ССПК является устройством прямого включения в линию, что исключает необходимость применения последовательного трансформатора. Управление осуществляется в основном по величине измеренного тока линии; на основе полученных данных и заданного закона управления определяется величина напряжения, инжектируемого в линию. Схема ССПК в конфигурации *SmartValve* представлена на рис. 1.

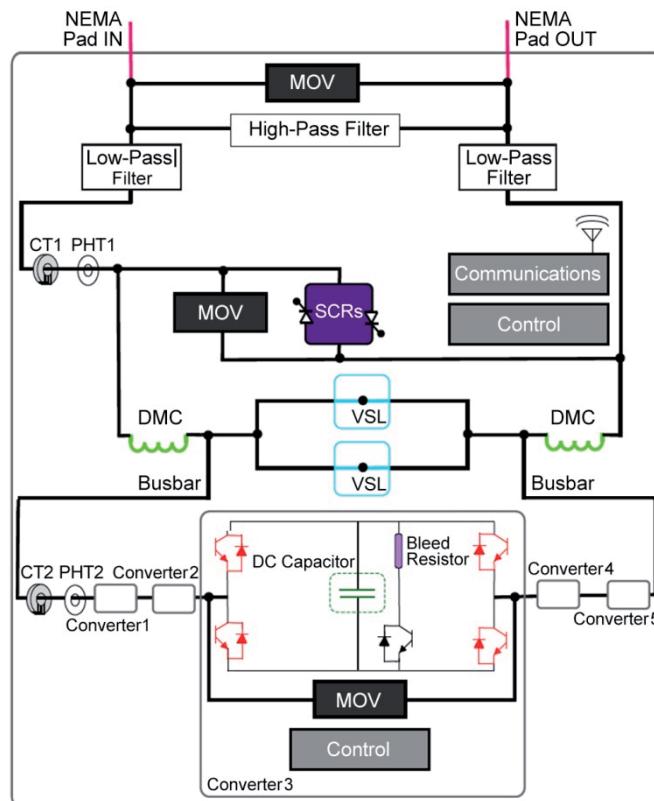


Рис. 1. Схема ССПК в конфигурации *SmartValve* [8]

Преобразователь напряжения защищается от опасных токов при помощи обходной цепи (байпаса), основными компонентами которой являются нормально разомкнутый механический (вакуумный) контактор (VSL), тиристорный короткозамыкатель (SCR), металлооксидный варистор (MOV) и дифференциальный дрос-

сель (DMC). Механические контакторы обеспечивают шунтирование преобразователя. Короткозамыкатель SCR шунтирует преобразователи и проводит ток линии при неисправностях или во время коммутации механических контакторов (на включение или отключение) компенсирующего устройства. Варистор MOV защищает внутренние компоненты устройства от скачков сетевого напряжения, например, при грозовых импульсах и коммутациях индуктивных или емкостных нагрузок. Дифференциальный дроссель служит для подавления электромагнитных и радиочастотных помех.

Шунтирующий вакуумный выключатель VSL может включаться диспетчером для отключения преобразователя и отключаться, когда необходимо инжектирование напряжения для регулирования режима работы линии электропередачи.

Устройства, выполненные по технологии *SmartValve*, работают на потенциале линии и не имеют заземления. Устройство имеет трехфазное исполнение, причем количество последовательно включенных преобразователей на фазу определяется величиной требуемой компенсации.

1. Задача регулирования потоков мощности в сети с параллельной работой линий электропередачи различающихся классов напряжения

В статье рассмотрено применение ССПК для регулирования потоков мощности в установившихся режимах работы и защиты ответственных линий электропередачи от перегрузки в динамических режимах при возмущениях.

1.1. Рассматриваемая энергосистема

В качестве примера рассмотрена типовая схема, содержащая параллельно работающие линии электропередачи напряжения 500 кВ и 220 кВ (рис. 2). Линии электропередачи соединяют две эквивалентные энергосистемы значительной мощности. Основной поток мощности передается из избыточной системы (Γ_1) в дефицитную (Γ_2) по двухцепной линии 500 кВ (Л12_1, Л12_2). Параллельные линии 220 кВ осуществляют передачу части мощности и питание местных нагрузок. Параметры энергосистем, нагрузок и линий электропередачи приведены в табл. 1. За базисную мощность принята $S_b = 1\,000 \text{ МВ}\cdot\text{А}$, базисное напряжение $U_b = 500 \text{ кВ}$. Нагрузки H_5 и H_6 представляют ответственных потребителей, подключенных к промежуточным подстанциям линий 220 кВ.

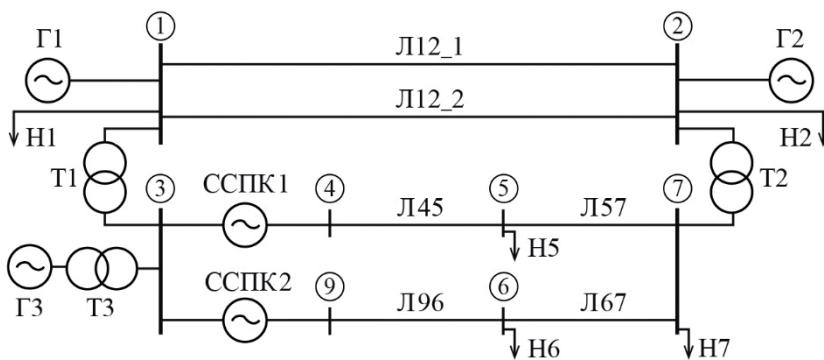


Рис. 2. Схема рассматриваемой энергосистемы

Таблица 1

Основные параметры исследуемой энергосистемы

Генераторы	$\Gamma 1: S_1 = 25 + j15,6;$ $\Gamma 2: S_2 = 15,9 + j9,2;$ $\Gamma 3: S_3 = 0,3 + j0,1$
Линии электропередачи	Л12_1: 500 кВ, 210 км; Л12_2: 500 кВ, 210 км; Л45: 220 кВ, 100 км; Л57: 220 кВ, 110 км; Л96: 220 кВ, 95 км; Л67: 220 кВ, 125 км (двуихцепные)
Трансформаторы	$T_1, T_2: S_i = 1, u_k = 13 \%$
Нагрузки	H1: $22,6 + j15,5;$ H2: $16,8 + j9;$ H5: $0,04 + j0,1;$ H6: $0,08 + j0,016;$ H7: $0,8 + j0,25$
ССПК	ССПК1: $S_1 = 0,1;$ ССПК2: $S_2 = 0,2$

1.2. Выбор мощности ССПК

Предварительные расчеты показали, что для ограничения тока линий 220 кВ при наиболее серьезном возмущении режима работы необходимо с помощью ССПК ввести дополнительное напряжение в линию, составляющее $\Delta E_{\text{ CCPK}} = 33$ кВ. В литературе при обсуждении физики действия ССПК весьма часто замещают вводимое напряжение соответствующим эквивалентным индуктивным сопротивлением [7], определяемым отношением этого напряжения к максимальному допустимому току рассматриваемой линии:

$$x_{\text{ CCPK}} = \pm \frac{\Delta E_{\text{ CCPK}}}{I_{\max}},$$

где I_{\max} – максимально допустимая величина тока линии.

Для рассмотренного случая максимально допустимым током линии является $I_{\max} = 825$ А, поэтому $x_{\text{ CCPK}} = 40$ Ом, а мощность устройства может быть определена следующим образом:

$$S_{\text{ CCPK}} = 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot x_{\text{ CCPK}}.$$

Принятая величина мощности ССПК равна 100 МВ·А (0,1 о.е.) для линии Л45 и 2×100 МВ·А (0,2 о.е) для двухцепной линии Л96.

2. Управление токами линий 220 кВ в установившемся режиме работы

Параллельная работа линий различных классов напряжения, как правило, допускает перераспределение мощностей, приводящее к снижению потерь в передающей сети. Так, вытеснение части передаваемой мощности в сеть более высокого напряжения, характеризующуюся меньшими относительными активными сопротивлениями,

снижает потери. За счет ввода добавочного напряжения ССПК, увеличивающего падение напряжения на индуктивном сопротивлении линии [6], происходит уменьшение величины тока. В рассматриваемом примере за счет применения ССПК в установленном режиме работы удается снизить токи линий электропередачи Л45 и Л96 на 25 и 28 % соответственно (рис. 3), что приводит к снижению потерь в передающей сети приблизительно на 9 МВт (16%).

Команда на ограничение тока линии Л45 поступает в момент времени $t_1 = 15$ с, линии Л96 в момент времени $t_2 = 16$ с.

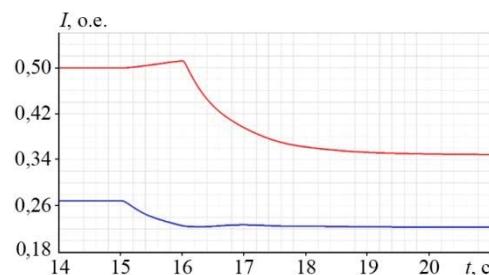


Рис. 3. Изменение токов линий 220 кВ при регулировании ССПК1 и ССПК2

3. Ограничение тока при аварийных процессах в сети

3.1. Короткое замыкание в сети 500 кВ с отключением одной из параллельных цепей ВЛ

Одним из наиболее тяжелых возмущений является короткое замыкание в сети, приводящее к отключению одной из параллельных ВЛ 500 кВ. В этом случае перераспределение мощности приводит к заметному увеличению потока мощности по линиям 220 кВ. С точки зрения динамической устойчивости, двухфазное короткое замыкание на ВЛ 500 кВ вблизи узла 1 с последующим отключением линии Л12_1 не является тяжелым возмущением, что иллюстрируется рис. 4, на котором представлено изменение взаимных углов роторов эквивалентных генераторов Г1 и Г2.

На рис. 4 синяя кривая соответствует отсутствию действия ССПК (на время

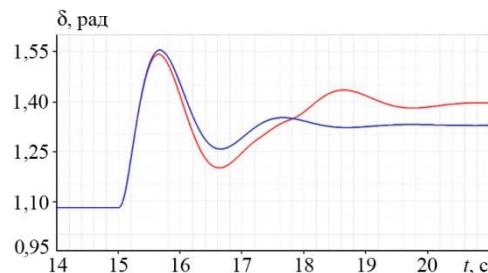
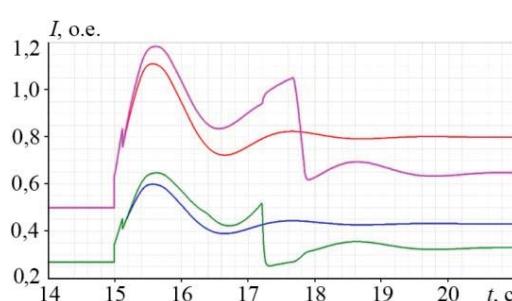


Рис. 4. Изменение взаимного угла роторов эквивалентных генераторов при КЗ с последующим отключением линии Л12_1

КЗ устройство шунтировано защитными элементами). После отключения КЗ на интервале времени 15,12–17,2 с устройства ССПК работают в режиме «форсирования» тока, увеличивая поток мощности по системе линий 220 кВ, поэтому увеличение взаимного угла на первом колебании при действии ССПК меньше (красная кривая). ССПК1 получает команду на ограничение тока линии в момент времени 17,2 с, ССПК2 – в 17,6 с.

Рис. 5. Изменение токов линий: Л45 (синяя кривая – без учета ССПК1, зеленая – с учетом действия ССПК1); Л96 (красная кривая – без учета ССПК2, фиолетовая – с учетом действия ССПК2)



Изменение токов линий Л45 и Л96 иллюстрируется рис. 5. Перераспределение мощностей приводит к значительному

увеличению токов линий Л45 и Л96. Так, в послеаварийном режиме без учета действия ССПК токи достигают величин 0,431 о.е. или 1 080 А и 0,798 о.е. или 2 003 А соответственно. Допустимыми значениями являются соответственно 825 А и 1 650 А. После ввода в действие ССПК и команд на ограничение токи составляют 0,328 о.е. (824 А) и 0,648 о.е. (1 627 А). При анализе процессов при аварийных возмущениях во всех случаях предполагалось, что ССПК получают команды на изменение уставки по току от системы противоаварийного управления по факту изменения конфигурации сети. Необходимо отметить, что действие ССПК, направленное на ограничение токов линий 220 кВ приводит к возрастанию взаимного угла между роторами эквивалентных генераторов энергосистем в послеаварийном режиме (красная кривая на рис. 4).

Изменение выходных напряжений ССПК (в виде проекций на координатные оси q , d , совмещенные с ротором генератора Г1) иллюстрируется рис. 6. До подачи команды на ограничение тока оба ССПК работают в режиме компенсации сопротивления линий, увеличивая токи и снижая загрузку сети 500 кВ; после получения команд на ограничение выходные напряжения меняют знаки и способствуют ограничению токов на уровне допустимых значений.

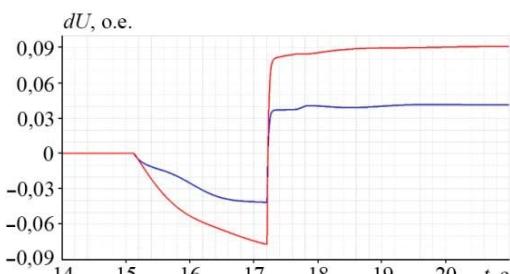


Рис. 6. Изменение выходных напряжений ССПК1

3.2. Отключение параллельной связи 220 кВ

При аварийном отключении параллельной ВЛ 220 кВ (Л96) в результате перераспределения потоков мощности происходит возрастание до опасных значений тока линии Л45 0,34 о.е. (853 А). Действие ССПК приводит к восстановлению доаварийной величины тока 0,268 о.е. (673 А), рис. 7.

Выводы

ССПК является эффективным средством регулирования режимов работы в электрических сетях, характеризующихся параллельной работой линий электропередачи различающихся классов напряжения. Целесообразна установка ССПК в ответственных линиях электропередачи более низкого напряжения.

Показана высокая эффективность применения ССПК при аварийных возмущениях, приводящих к перегрузке ответственных линий электропередачи.

В установленныхся режимах работы энергосистемы ССПК может быть использован для снижения потерь за счет оптимизации распределения потоков мощности по элементам электрической сети.

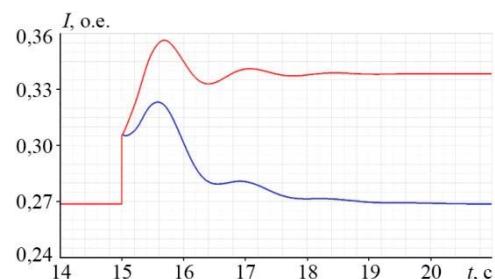


Рис. 7. Изменение тока линии Л45 при аварийном отключении параллельной связи (красная кривая – без учета ССПК, синяя кривая – при действии ССПК)

Список литературы

1. Van Hertem D. Power flow controlling devices as a smart and independent grid investment for flexible grid operations / D. Van Hertem // IEEE Transactions on Smart Grid. – 2013. – V. 4 – pp. 1656–1664.
2. Фазоповоротный трансформатор в схеме выдачи мощности крупной гидроэлектростанции / А. С. Брилинский, Г. А. Евдокунин, В. А. Крицкий, Ю. В. Матвиенков, А. П. Сидельников, Л. С. Смирнова // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2019. – № (1) 80. – С. 6–14.
3. The unified power flow controller: a new approach to power transmission control / L. Gyugyi, C. D. Schauder, S. L. Williams, T. R. Rietman, D. R. Torgerson, A. A. Edris // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1995. – vol. 10, no. 2. – pp. 1085–1097
4. Hingorani N. G., Gyugyi L. Understanding FACTS / N. G. Hingorani, L. Gyugyi. – IEEE Press, 2000. – 428 pp.
5. Eremia M., Advanced Solutions in Power Systems / M. Eremia. – IEEE Press, 2016. – 1063 pp.
6. Регулировочные характеристики статического синхронного продольного компенсатора / А. И. Денисенко, А. С. Лямов, С. В. Смоловик, А. Л. Тупицина // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2019. – № (1) 80. – С. 107–112.
7. Static Synchronous Series Compensator (SSSC); Cigré WG B4.40, №º 371; February 2009; pp. 28–75.
8. SMARTVALVE™ – UPD: <https://www.smartwires.com/smartvalve/>.
9. Smart Wires Reimagine the grid. D000587 Rev B, SmartBypass User Guide. Available: <https://fccid.io/QPS01005/User-Manual/Manual-4206382>.

Денисенко Артем Игоревич, студент 5-го курса Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: art1998den@yandex.ru

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

E-mail: aleksandrliamov@yandex.ru

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

E-mail: smolovik@ntcees.ru

Чудный Владимир Сергеевич, канд. техн. наук, доцент, доцент Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: chudnyvs@yandex.com

УДК 621.316.7

*В. П. Будовский, В. С. Воробьев, А. Н. Иванченко, В. В. Москаленко,
А. И. Расщепляев, А. Д. Рыбалкин*

Метод расчета времени до насыщения трансформатора тока с использованием кусочно-линейной аппроксимации средней кривой намагничивания

Рассматривается новый, более точный, метод расчета времени до насыщения трансформатора тока (ТТ). Для случая линейной зависимости между магнитной индукцией B и напряженностью магнитного поля H авторами получены аналитические выражения для $H(t)$ и $B(t)$ в результате решения известной системы нелинейных уравнений, описывающей процессы в ТТ. Для практического использования этих выражений предложено использовать кусочно-линейную аппроксимацию (КЛА) средней кривой намагничивания. Подробно описаны алгоритм оптимальной КЛА и алгоритм расчета времени до насыщения ТТ. Алгоритмы реализованы в виде компьютерных программ, работоспособность которых, а также адекватность полученных аналитических выражений подтверждены численными экспериментами.

Ключевые слова: измерительный трансформатор тока, намагничающий ток, время до насыщения, фаза короткого замыкания, средняя кривая намагничивания, кусочно-линейная аппроксимация.

Введение

Трансформаторы тока (ТТ) – один из основных источников информации для измерительных органов (ИО) устройств релейной защиты (УРЗ) электроэнергетических систем. Для обеспечения селективной работы УРЗ вторичный ток ТТ должен отличаться от приведенного первичного тока на величину не больше заданной, по тому параметру, на который реагирует ИО данного УРЗ. Так как электромагнитные ИО реагируют на величину действующего значения вторичного тока, сложилась практика выбора уставок по этому параметру. Кроме того, электромагнитные и магнитоэлектрические ИО обрабатывают вторичный ток ТТ в аналоговой форме. Однако в настоящее время широкое внедрение микропроцессорных УРЗ, которые обрабатывают вторичный ток ТТ в дискретной форме, привело к необходимости разработать методику оценки влияния отклонения вторичного тока ТТ от приведенного первичного тока с учетом того обстоятельства, что при обработке информации микропроцессорными УРЗ возникают ранее не учитываемые погрешности, а именно методическая погрешность и погрешность округления [3, 4]. Это, в свою очередь, ставит задачу о разработке метода расчета времени до насыщения ТТ, свободного от погрешности, возникающей при применении самой грубой из известных аппроксимаций кривой намагничивания в форме прямоугольной (ПХН). Решению этой задачи и посвящена предлагаемая ниже работа.

Метод расчета времени до насыщения трансформаторов тока (ТТ), приведенный в [1–3], базируется на решении трансцендентного уравнения переходного процесса в ТТ, полученного для прямоугольной характеристики намагничивания (ПХН):

$$K_{\text{п.п.}}(t) = \sin \varphi_{EL} \cdot \cos \varphi \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} + \cos \varphi_{EL} \cdot \cos \varphi \cdot \omega \cdot T_a \left(1 - e^{-\frac{t}{T_a}} \right) - \\ - \sin(\omega t + \varphi + \varphi_{EL}) + \cos \varphi_{EL} \cdot \sin \varphi, \quad (1)$$

где $K_{\text{н.р}}(t)$ – функция, характеризующая изменение во времени отношения мгновенного значения потокосцепления при наличии апериодической составляющей к амплитудному значению потокосцепления, которое имело бы место при токе номинальной предельной кратности, не содержащем апериодической составляющей;

T_a – эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания;

Φ_{EL} – угол сопротивления ветви вторичной нагрузки ТТ;

φ – начальная фаза периодической составляющей тока КЗ;

ω – круговая частота периодической составляющей тока КЗ.

В результате использования данного метода получается несколько меньшим время до насыщения ТТ, нежели чем при точном решении трансцендентного уравнения (1). При этом гарантировано обеспечивается отсутствие насыщения ТТ до этого времени [2]. Данный метод целесообразно применять при отсутствии в качестве исходных данных для расчета времени до насыщения ТТ вольтамперных характеристик или характеристик намагничивания ТТ, например, в рамках выполнения проектных работ.

При необходимости, для уточнения расчетов времени до насыщения ТТ следует использовать методы, основанные, например, на графическом решении трансцендентного уравнения (1). В [3] представлены графические методы с использованием вольтамперных характеристик ТТ и с использованием характеристики намагничивания ТТ.

В статье предлагается для решения задачи определения времени до насыщения ТТ использовать математическую модель на основе кусочно-линейной аппроксимации средней линии кривой намагничивания.

Математическая модель

Отправной точкой при построении математической модели ТТ является приведенная в [5] система уравнений (2), описывающая работу ТТ при активно-индуктивной линейной нагрузке:

$$\left. \begin{array}{l} \frac{d\Psi}{dt} = r_2 i_2 + L_2 \frac{di_2}{dt}; \\ Hl = (i'_1 - i_2)w_2 = i_0 w_2; \\ \Psi = \Psi(i_0), \end{array} \right\} \quad (2)$$

где $\Psi = \Phi w_2$ – основное потокосцепление со вторичной обмоткой;

w_2 – число витков вторичной обмотки;

r_2 – активное сопротивление вторичной обмотки;

L_2 – индуктивность рассеяния вторичной обмотки;

i_2 – ток во вторичной обмотке;

S – площадь поперечного сечения магнитопровода;

l – длина средней линии магнитопровода;

$i_0 = Hl/w_2$ – намагничающий ток, приведенный к виткам вторичной обмотки.

С целью определения токовой погрешности ТТ в режиме короткого замыкания (КЗ) необходимо найти намагничающий ток i_0 . На практике функция $\Psi = \Psi(i_0)$ задается в форме зависимости магнитной индукции B от напряженности магнитного поля H : $B = B(H)$. В [8] приведено сравнение методов решения рассматриваемой

системы уравнений и сделан вывод о том, что ни один из них не обеспечивает устойчивость решения при любом допустимом по условию реальной эксплуатации ТТ наборе исходных данных. Там же указано, что неравенство Липшица выполняется, что должно обеспечить единственность и существование численного решения рассматриваемой системы уравнений. Однако практика показала, что все испытанные методы в большей или меньшей мере расходятся при некоторых наборах исходных данных. Наилучший результат показал метод Волынкина, но решение при некоторых наборах исходных данных на отрезках глубокого насыщения стали расходится, в то время как насыщение ТТ происходит именно при глубоком насыщении стали.

Авторами настоящей статьи разработан метод расчета, основанный на оригинальной математической модели и лишенный этого недостатка. Для построения модели подставим второе уравнение системы (2) в первое и после простых преобразований получим одно дифференциальное уравнение (3), содержащее в левой части две неизвестные функции $B(t)$ и $H(t)$, а в правой части – известное значение первичного тока КЗ $i_1(t)$ как функции времени:

$$w_2 \cdot S \cdot \frac{dB}{dt} + \frac{H \cdot l}{w_2} r_2 + L_2 \cdot \frac{l}{w_2} \frac{dH}{dt} = r_2 \cdot \left(\frac{i_1 \cdot w_1}{w_2} \right) + L_2 \frac{d}{dt} \left(\frac{i_1 \cdot w_1}{w_2} \right). \quad (3)$$

Если предположить, что между B и H имеется линейная зависимость, т. е. $dB/dH = K_{BH} = \text{const}$, то уравнение (3) можно привести к виду неоднородного дифференциального уравнения первого порядка относительно $H(t)$:

$$H'(t) + AH(t) = P \left[e^{-\frac{t}{T_a}} \cos \varphi \left(\cos \varphi_{EL} - \frac{\sin \varphi_{EL}}{\omega T_a} \right) - \cos(\omega t + \varphi + \varphi_{EL}) \right], \quad (4)$$

где A и P – константы, зависящие от параметров ТТ, характеристик нагрузки, угла наклона прямой $B(H)$ и др.:

$$A = Z \cos \varphi_{EL} \frac{l}{w_2^2 S a}; \quad P = \frac{\sqrt{2} I_{EV} Z}{k_{TT} w_2 S a},$$

где I_{EV} – действующее значение тока;

$Z = \sqrt{r_2^2 + (\omega L_2)^2}$ – полное сопротивление вторичной обмотки;

k_{TT} – коэффициент трансформации;

a – константа, определяемая из выражения:

$$a = K_{BH} + Z \sin \varphi_{EL} \frac{l}{\omega w_2^2 S}.$$

Решение уравнения (4), полученное с помощью метода неопределенных коэффициентов, имеет вид:

$$H(t) = D_1 e^{-\frac{t}{T_a}} - D_2 (A \cos(\omega t + \varphi^*) + \omega \sin(\omega t + \varphi^*)) + C e^{-At}, \quad (5)$$

где $\varphi^* = \varphi + \varphi_{EL}$, $D_1 = \frac{P \cos \varphi}{\omega (AT_a - 1)} (\omega T_a \cos \varphi_{EL} - \sin \varphi_{EL})$, $D_2 = \frac{P}{A^2 + \omega^2}$.

Постоянную интегрирования C в (8) определим из граничного условия $H(t_i) = H_i$:

$$C = H_i e^{At_i} - D_1 e^{-\frac{t_i}{T_a}} e^{At_i} + D_2 (A \cos(\omega t_i + \varphi^*) + \omega \sin(\omega t_i + \varphi^*)) e^{At_i}.$$

Подставляя C в (5) и выполняя замену переменных $t = t_i + \tau$, получим явное аналитическое выражение для функции $H(t)$:

$$H(\tau) = H_i e^{-A\tau} + D_1 e^{-\frac{t_i}{T_a}} \left(e^{-\frac{\tau}{T_a}} - e^{-A\tau} \right) - D_2 [A(\cos(\omega t_i + \varphi^* + \omega\tau) - \cos(\omega t_i + \varphi^*)e^{-A\tau}) + \omega(\sin(\omega t_i + \varphi^* + \omega\tau) - \sin(\omega t_i + \varphi^*)e^{-A\tau})]. \quad (6)$$

Эта формула позволяет получить точное значение H (а значит, и B) для произвольного момента времени $t \geq t_i$ при условии известной линейной зависимости между B и H и заданном граничном условии $H(t_i) = H_i$.

Отметим, что построенная модель и полученная с ее помощью расчетная формула (6) применимы для любых кусочно-линейных аппроксимаций характеристики намагничивания (КЛХН). Однако если характеристика содержит вертикальный отрезок, например, такой: $H(t) = 0$ и $dH/dt = 0$, как в прямоугольной характеристике намагничивания (ПХН) или спрямленной характеристике намагничивания (СХН), то необходим иной подход к выводу расчетного соотношения, аналогичного (6). Очевидно, что в этом случае должно быть получено аналитическое выражение для функции $B(t)$.

Подставляя $H(t) = 0$ и $dH/dt = 0$ в уравнение (3), получим неоднородное дифференциальное уравнение первого порядка относительно $B(t)$ в форме Коши:

$$\frac{dB}{dt} = \frac{\sqrt{2}I_{EV}Z}{k_{TT}w_2S} \left[e^{-\frac{t}{T_a}} \cos \varphi \left(\cos \varphi_{EL} - \frac{\sin \varphi_{EL}}{\omega T_a} \right) - \cos(\omega t + \varphi + \varphi_{EL}) \right].$$

Решение этого уравнения при начальном условии $B(0) = B_r$ будет иметь вид:

$$B(t) = B_r + \frac{\sqrt{2}I_{EV}Z}{\omega k_{TT}w_2S} [\sin \varphi_{EL} \cdot \cos \varphi \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} + \cos \varphi_{EL} \cos \varphi \cdot \omega T_a \left(1 - e^{-\frac{t}{T_a}} \right) - \sin(\omega t + \varphi + \varphi_{EL}) + \cos \varphi_{EL} \sin \varphi], \quad (7)$$

где B_r – остаточная индукция.

Заметим, что выражения в квадратных скобках формулы (7) и в правой части уравнения (1) совпадают, что свидетельствует о корректности произведенных выкладок.

Линейная аппроксимация средней кривой намагничивания

При проведении расчетов вторичного тока ТТ принято заменять основную кривую намагничивания средней кривой намагничивания (СКН), являющейся средней линией между восходящей и нисходящей ветвями предельной петли гистерезиса [9]. Такой подход позволяет существенно упростить постановку задачи при внесении погрешности в пределах допустимого.

На практике СКН получают экспериментально в виде массива точек $B_{\exists}(H) = (H_i, B_i)$, $i = 1, 2, \dots, n$. Размер такого массива может быть достаточно большим, а результаты измерений могут содержать ошибки. Поэтому представляется целесообразным выполнить кусочно-линейную аппроксимацию таблично заданной функции $B_{\exists}(H)$ непрерывной кусочно-аналитической функцией $f_B(H)$, составленной из m отрезков прямых (сегментов) (8), причем количество таких сегментов должно быть минимально возможным при заданной погрешности отклонения значений $f_B(H)$ от табличных значений $B_{\exists}(H)$:

$$f_B(H) = \begin{cases} B_1 + k_1(B - B_1), B \in [B_1, B_2]; \\ B_2 + k_2(B - B_2), B \in [B_2, B_3]; \\ \dots \\ B_m + k_m(B - B_m), B \in [B_m, B_{m+1}]. \end{cases} \quad (8)$$

При этом:

- первый и последний узел функции $f_B(H)$ совпадают соответственно с первой и последней точками таблично заданной функции $B_\Theta(H)$;
- количество сегментов минимально возможное и не больше числа точек в массиве $B_\Theta(H)$, точнее говоря: $m \leq n - 1$;
- абсолютная величина отклонения функции $f_B(H)$ от экспериментальных значений в точках таблицы $B_\Theta(H)$ не превышает заданной величины погрешности ε :

$$\max_{1 \leq i \leq n-1} |f_B(H_i) - B_i| \leq \varepsilon.$$

Для формализованной и достаточно строгой записи алгоритма линейной аппроксимации (*LinAppx*) применим так называемый «псевдокод», т. е. язык, использующий конструкции языков программирования (например, for, while, if, else, end и пр.), математическую нотацию и элементы естественного языка:

```

LinAppx:
Y ← T.Y
N ← |T| - 1 // номер последней точки
(X0, Y0) ← T[N-1] // начальная точка
T1 ← добавить T[N] в таблицу
T1 ← добавить T[N-1] в таблицу
jmin ← N
N_k ← 1000
// основной цикл по точкам таблицы T
for ix ← N-1 while ix > 1
    X0 ← T[ix].X
    Y0 ← T[ix]
    k1 ← (Y0-T[0].Y) / (T[ix].X - T[0].X)
    k2 ← (Y0-T[ix-1].Y) / (T[ix].X - T[ix-1].X)
    Δk ← (k1 - k2) / N_k // шаг по наклону отрезка
    // цикл по наклону отрезка (сегмента функции f_Y(X))
    for kb ← k2 while kb <= k1
        key ← false
        // цикл поиска точки с допустимым отклонением
        for jx ← ix-1 while jx >= 0
            Y[jx] ← Y0 + kb * (T[jx].X - X0)
            if fabs(Y[jx] - T[jx].Y) > epsY
                key ← true
                break
            jx ← jx-1
        end // конец цикла поиска точки
        if key
            if jx < jmin
                jmin ← jx
            else
                выйти из цикла по наклону отрезка
        else // достигнута последняя точка
            jmin ← 0
            выйти из цикла по наклону отрезка
    
```

```

    kb ← kb+Δk
end // конец цикла по наклону отрезка
ix ← jmin+1
T1 ← добавить ( $T[ix].X, Y[ix]$ ) в таблицу
end // конец цикла по точкам таблицы  $T$ 
return T1

```

Дадим необходимые пояснения. Исходная информация об аппроксимируемой кривой содержится в таблице T , состоящей из пар чисел (Xi, Yi) . Задается $\text{eps}Y$ – допустимое относительное отклонение от табличных значений по Y . Результат работы алгоритма – таблица $T1$, содержащая узлы аппроксимации (пары чисел) кусочно-линейной функции $f_Y(X)$; используется также рабочий массив Y , в который помещаются рассчитанные значения функции $f_Y(X)$ в узлах. Нумерация элементов всех массивов начинается с 0. Запись $T.X$ означает первый элемент пары чисел, а $T.Y$ – второй.

Некоторые условия:

- последняя пара точек входного массива T переносится в выходной массив $T1$, т. е. последний сегмент функции $f_Y(X)$ безусловно включается в результат аппроксимации;
- аппроксимация выполняется «от конца к началу», т. е. от больших значений X к меньшим;
- первая точка таблицы T , т. е. $T[0]$, обязательно является узлом аппроксимации для функции $f_Y(X)$.

Укрупненно алгоритм содержит 3 вложенных цикла:

Первый (внешний) цикл с параметром цикла ix перебирает точки таблицы T от конца к началу, начиная с предпоследней. В начале этого цикла определяется диапазон возможных наклонов очередного (искомого) сегмента функции $f_Y(X)$: от минимального $k2$, когда сегмент проходит через текущую (уже построенную) точку и ближайшую к ней слева точку таблицы T до максимального $k1$, когда сегмент проходит через текущую точку и точку $T[0]$. Вычисляется шаг дискретизации $Δk$ по наклону. Существование минимального и максимального наклонов основано на предположении выпуклости точек таблицы T .

Второй (внутренний) цикл перебирает возможные наклоны kb очередного сегмента функции $f_Y(X)$ и останавливается, когда для наклона kb на текущей итерации получились худшие результаты, чем на предыдущей, или достигнута первая точка. Сравнение результатов происходит по длине построенного сегмента функции $f_Y(X)$. Таким образом обеспечивается нахождение самого «длинного» сегмента.

В третьем (самом внутреннем) цикле с параметром цикла jx вычисляется максимальная погрешность аппроксимации (ошибка) для текущего сегмента функции $f_Y(X)$. Происходит перебор точек таблицы T справа налево, начиная с точки $jx = ix - 1$, и для каждой из них вычисляется абсолютное отклонение значения функции $f_Y(X[jx])$ от табличного значения $T[jx].Y$. Если это отклонение превышает заданную величину $\text{eps}Y$, то цикл завершается и в качестве результата берется предыдущая точка, которая и определяет длину очередного сегмента.

Алгоритм *LinAppx* реализован в виде компьютерной программы на языке C++ и его практическая апробация была выполнена для таблицы, содержащей 104 точки.

При величине погрешности не более 0,5 %, исходная таблица была преобразована в таблицу, содержащую 9 точек, а при величине погрешности не более 0,1 % в таблицу, содержащую 21 точку.

Алгоритмы расчета времени насыщения ТТ

Авторами настоящей статьи разработаны алгоритмы и компьютерные программы, позволяющие рассчитывать время до насыщения ТТ с использованием как ПХН, так и КЛХН.

Вначале приведем словесное описание алгоритма расчета времени до насыщения ТТ, используя ПХН. Так как фактически ПХН представлена вертикальной прямой $H(t) = 0$, то будем использовать для данного алгоритма название *ModelVL*, где *VL* – *Vertical Line*.

Для удобства вычислений времени до насыщения по [3] запишем уравнение (7) в стандартном виде:

$$\begin{aligned} F(\varphi, t_s) &= \sin \varphi_{EL} \cdot \cos \varphi \cdot e^{-\frac{t_s}{T_a}} + \cos \varphi_{EL} \cos \varphi \cdot \omega T_a \left(1 - e^{-\frac{t_s}{T_a}}\right) - \\ &- \sin(\omega t_s + \varphi + \varphi_{EL}) + \cos \varphi_{EL} \sin \varphi - (B_s - B_r) \frac{\omega k_{TT} w_2 S}{\sqrt{2 I_{EVZ}}} = 0, \end{aligned} \quad (9)$$

где t_s – искомое время до насыщения ТТ; B_s – заданная индукция насыщения.

Трансцендентное уравнение (9) специально записано как уравнение с двумя неизвестными: φ (начальная фаза периодической составляющей тока КЗ) и t_s (время до насыщения ТТ), – с целью определения с его помощью минимального значения t_s при всех возможных значениях φ . Такое уравнение имеет *бесконечное множество* решений. Произвольный элемент этого множества можно получить, если задать конкретное значение для φ и получить значение t_s , решая (9) подходящим численным методом как уравнение с одной неизвестной.

В нашем случае известен критерий выбора из множества решений наиболее подходящего решения – это минимум времени до насыщения ТТ t_s . Краткое описание алгоритма *ModelVL* достаточно очевидно: нужно организовать перебор значений φ с некоторым «разумным» шагом в допустимой области (например, перебирая φ от 0 до 90° эл. с шагом 0,5), вычисляя для каждого из них t_s (т. е. решая уравнение (9)) и запоминая минимальное из t_s и соответствующее ему φ .

Заметим, что в силу колебательного характера функции $F(\varphi, t_s)$ целесообразно численный метод поиска времени t_s , «обернуть» в цикл, реализующий «скользящее окно», т. е. перемещение по оси времени с небольшим шагом, что позволит локализовать корень. Еще один «подводный камень» – уравнение (9) может не иметь решений для некоторых значений индукции насыщения B_s и поэтому в алгоритме необходимо распознавать такие ситуации и выдавать соответствующее диагностическое сообщение.

Алгоритм *ModelVL* реализован в виде веб-приложения, размещенного в свободном доступе на интернет-сайте <http://ekra-adr.ru/wp/>.

Теперь приведем алгоритм расчета времени до насыщения ТТ с использованием КЛХН. Будем использовать для данного алгоритма название *ModelPLA*, где *PLA* – *Piecewise-Linear Approximation* (кусочно-линейная аппроксимация). Для формализованной записи этого алгоритма также используем псевдокод:

ModelPLA:

```

 $B_3(H) \leftarrow$  получить исходные данные
 $H\_B\_new1 \leftarrow \text{LinAppx}(B_3(H), \varepsilon)$ 
 $H\_B\_new \leftarrow$  доопределение  $H\_B\_new1$  в отрицательную область
 $N \leftarrow$  размер таблицы  $H\_B\_new$ 
for each segment // вычислить наклон каждого сегмента
     $K_s \leftarrow \Delta B / \Delta H$ 
     $H(\tau) \leftarrow \mathbf{H\_next}(0, 0, \tau)$ 
    if  $H(\tau) > 0$  // если функция  $H$  возрастает
        direction  $\leftarrow$  Up
    else // если функция  $H$  убывает
        direction  $\leftarrow$  Down
     $H_0 \leftarrow 0; B_0 \leftarrow 0; k \leftarrow N/2-1$ 
    // основной цикл по времени (определение  $t_s$ )
    for  $t \leftarrow 0$  while  $t < t_{\max}$ 
         $H(t+\tau) \leftarrow \mathbf{H\_next}(H(t), t, \tau)$ 
         $B(t+\tau) \leftarrow B(t) + K_s[k] * (H(t+\tau) - H(t))$ 
        if direction is Up // если функция  $H$  возрастает
            if  $H(t) < H(t+\tau) < H_{k+1}$ 
                 $t \leftarrow t+\tau$ 
            else if  $H(t) > H(t+\tau)$ 
                 $t \leftarrow$  время выхода на локальный максимум
                запомнить  $\rightarrow t, H(t), B(t)$ 
                direction  $\leftarrow$  Down
            else if  $H(t+\tau) > H_{k+1}$ 
                 $t \leftarrow$  время выхода на правую границу сегмента
                запомнить  $\rightarrow t, H(t), B(t)$ 
                 $k \leftarrow k + 1$ 
        else // если функция  $H$  убывает
            if  $H(t) > H(t+\tau) > H_k$ 
                 $t \leftarrow t+\tau$ 
            else if  $H(t) < H(t+\tau)$ 
                 $t \leftarrow$  время выхода на локальный минимум
                запомнить  $\rightarrow t, H(t), B(t)$ 
                direction  $\leftarrow$  Up
            else if  $H(t+\tau) < H_k$ 
                 $t \leftarrow$  время выхода на левую границу сегмента
                запомнить  $\rightarrow t, H(t), B(t)$ 
                 $k \leftarrow k - 1$ 
    end // конец основного цикла по времени

```

Дадим необходимые пояснения. Исходная информация о средней кривой намагничивания для положительных значений H содержится в таблице $B_3(H)$, состоящей из пар чисел ($H(\text{А/м})$, $B(\text{Тл})$). В начале работы алгоритма эта таблица заполняется данными из внешнего источника (например, из файла или базы данных). Затем выполняется ее линейная аппроксимация с заданной точностью ε с помощью описанного ранее алгоритма *LinAppx*. В результате получается таблица H_B_new1 , содержащая узлы кусочно-линейной функции $f_B(H)$ для положительных значений H . Эта таблица затем доопределяется для отрицательных значений H , в результате чего получается полная таблица H_B_new из N узлов, представляющая $f_B(H)$ с областью определения $[-H_{\max}, H_{\max}]$. Затем для каждого сегмента функции $f_B(H)$ вычисляется коэффициент наклона, и результат запоминается в массиве K_s .

Перед входом в основной цикл по времени задаются начальные параметры: $t = 0$; $H_0 = B_0 = 0$; $k = N/2 - 1$ (здесь k – номер сегмента $f_B(H)$), и определяется направление изменения (*direction*) функции $H(t)$ в начальной точке: рост (*Up*), если $H(\tau) > 0$, или убывание (*Down*), если $H(\tau) < 0$. Расчетная формула (6) для $H(t + \tau)$ реализована функцией H_{next} .

В процессе расчетов происходит циклическое увеличение времени t на заданную малую величину τ (шаг расчета) и вычисление значений $H(t + \tau)$ и $B(t + \tau)$. При этом H вычисляется с помощью функции H_{next} , а B – с помощью функции $f_B(H)$. На основе анализа рассчитанного значения $H(t + \tau)$ принимается решение о дальнейшем ходе процесса расчета:

- если до момента времени t функция $H(t)$ возрастила (*Up*), то:
 - ◆ если $H(t) < H(t + \tau) < H_{k+1}$, то текущий шаг моделирования был удачным, и можно переходить к следующему шагу (*continue*), заменяя t на $t + \tau$;
 - ◆ если $H(t) > H(t + \tau)$, то обнаружен локальный максимум функции $H(t)$ и необходимо выполнить процедуру его локализации во времени путем дробления шага моделирования (например, уменьшая его циклически в 2 раза); после этого моделирование может быть продолжено (*continue*) в предположении, что $H(t)$ – убывающая функция;
 - ◆ если $H(t + \tau) > H_{k+1}$, то обнаружен выход за правую границу текущего (k -го) сегмента $f_B(H)$ и необходимо выполнить процедуру локализации во времени точки выхода с заданной точностью ϵ путем дробления шага моделирования (например, уменьшая его циклически в 2 раза); после этого текущим становится ($k + 1$)-й сегмент и моделирование может быть продолжено (*continue*);
- если до момента времени t функция $H(t)$ убывала (*Down*), то:
 - ◆ если $H(t) > H(t + \tau) > H_k$, то текущий шаг моделирования был удачным, и можно переходить к следующему шагу, заменяя t на $t + \tau$;
 - ◆ если $H(t) < H(t + \tau)$, то обнаружен локальный минимум функции $H(t)$ и необходимо выполнить процедуру его локализации во времени путем дробления шага моделирования (например, уменьшая его циклически в 2 раза); после этого моделирование может быть продолжено (*continue*) в предположении, что $H(t)$ – возрастающая функция;
 - ◆ если $H(t + \tau) < H_k$, то обнаружен выход за левую границу текущего (k -го) сегмента $f_B(H)$ и необходимо выполнить процедуру локализации во времени точки выхода с заданной точностью ϵ путем дробления шага моделирования (например, уменьшая его циклически в 2 раза); после этого текущим становится ($k - 1$)-й сегмент и моделирование может быть продолжено (*continue*).

В процессе расчета фиксируются и запоминаются моменты времени и значения H и B , соответствующие локальным экстремумам функции $H(t)$ и узловым точкам $f_B(H)$ (т. е. запоминаются переходы между сегментами $f_B(H)$). Процесс расчета завершается при достижении предельного значения модельного времени t_{\max} .

В формальном описании алгоритма действия по определению моментов времени выхода на локальные экстремумы функции $H(t)$ и перехода между сегментами $f_B(H)$ не детализируются в силу их алгоритмической простоты (фактически они реализуют широко известный метод деления отрезка пополам).

Результатом работы алгоритма *ModelPLA* являются дискретные по времени функции $H(t)$ и $B(t)$ на интервале $[0, t_{\max}]$. Путем добавления в алгоритм небольшого

количества простых операций можно с его помощью определить и время до насыщения t_s как момент времени, при котором функция $B(t)$ достигает заданного значения индукции насыщения B_s . Если же выполняется условие $B(t) < B_s$, то можно определить t_s как точку первого локального максимума функции $B(t)$. Таким образом, в этом алгоритме не существует состояния «нет решения», в отличие от ранее описанного алгоритма *ModelVL*.

Отметим, что алгоритм *ModelPLA* достаточно универсален и с его помощью легко реализуется расчет минимального времени до насыщения ТТ как для прямоугольной характеристики намагничивания, так и для спрямленной характеристики. В первом случае функция $f_B(H)$ задается одним «почти вертикальным» сегментом, а во втором – двумя сегментами: «почти вертикальным» и «почти горизонтальным» (Γ -образная форма).

Алгоритм *ModelPLA* реализован на языке C++ в виде настольного приложения. В дальнейшем предполагается его оформление в виде веб-приложения и размещение в сети Интернет.

Для подтверждения работоспособности и адекватности разработанных алгоритмов авторами выполнены расчеты времени до насыщения для ТТ типа ТФНД-110м-600/5 [5], имеющего следующие характеристики: $w_1 = 2$, $w_2 = 239$, $l = 0,9$ м, $S = 0,00191$ м², $Z = 3,3$ Ом, $T_a = 0,1$ с. Были использованы также следующие значения параметров модели: $I_{EV} = 6000$ А, $k_{TT} = 120$, $\cos\phi_{EL} = 0,8$, $\varphi = 0^\circ$ эл., $B_s = 1,95$ Тл. Средняя кривая намагничивания была получена в результате обработки реальных вольт-амперных характеристик и задавалась следующим массивом из 11 пар точек (первый элемент пары – это H (А/м), а второй – B (Тл)):

$$\{(0, 0), (80, 1,18), (160, 1,42), (240, 1,54), (800, 1,68), (1600, 1,83), \\(2400, 1,88), (8000, 1,92), (16000, 1,97), (24000, 1,98), (104000, 1,99)\}.$$

В силу универсальности алгоритма *ModelPLA* с его помощью выполнены расчеты как для КЛХН, так и для ПХН; в этом случае СКН имела вид почти вертикальной кривой, заданной парой точек: (0, 0) и (0,03, 3).

В табл. 1 приведены результаты расчета времени до насыщения ТТ для $B_r = 0$ Тл (столбец «КЗ на защищаемом объекте») и для $B_r = 1$ Тл (столбец «Включение на КЗ после неуспешного АПВ»)¹.

Таблица 1

№ п/п	Метод расчета	КЗ на защищаемом объекте	Включение на КЗ после неуспешного АПВ
	По формуле (5) из [1]	5,37 мс	–
	ПХН	5,46 мс	3,90 мс
	КЛХН	6,55 мс	5,35 мс
	Погрешность (%)	16,6	27,1
	Метод Волынкина	6,42	5,27
	Погрешность (%)	1,9	1,5

¹ В последующих публикациях авторы представляют результаты расчетов для множества используемых на практике ТТ. Будет также уточнена зависимость $B(H)$ с учетом гистерезисных явлений.

Как видно из табл. 1, применение метода КЛХН приводит к увеличению расчетного времени до насыщения ТТ по сравнению с методом ПХН. Так как метод КЛХН является более точным по сравнению с ПХН, то можно говорить о методической погрешности метода ПХН, которая составила 16,6 % в режиме КЗ при остаточной индукции равной нулю и 27,1 % при включении на КЗ после неуспешного АПВ (в этом случае остаточная индукция принималась равной 1 Тл). Отметим также, что предложенный метод расчета позволяет вычислить значение времени до насыщения ТТ в режиме неуспешного АПВ, в то время как расчет по формуле (5) из [1] сделать этого не позволяет.

С целью оценки адекватности предложенной модели был выполнен расчет времени до насыщения при указанных выше исходных данных методом Волынкина [9] (табл. 1, строка 5). Как и раньше результат расчета показывает, что применение метода КЛХН позволяет получить время до насыщения ТТ больше, что подтверждает практическую ценность предложенного метода.

Выводы

Проведенные авторами расчеты, выполненные с помощью разработанных компьютерных программ, показали, что все результаты расчета с использованием изложенной выше методики показывают время до насыщения больше, чем по методике [3], причем наибольшее расхождение результатов имеет место при отсутствии остаточной индукции.

Можно сделать следующие выводы:

- применение аппроксимации кривой намагничивания в форме КЛХН позволяет снизить погрешность расчета до заданной величины за счет выбора достаточного количества участков и их расположения;
- использование разработанных программ снижает затраты времени на проектирование и проверку функционирования релейной защиты в соответствии с современными требованиями.

Список литературы

1. Определение времени до насыщения трансформаторов тока в переходных режимах коротких замыканий / С. Л. Кужеков, А. А. Дегтярев, В. С. Воробьев, В. В. Москаленко // Электрические станции. – 2017. – № 1. – С. 42–48.
2. ПИСТ 283-2018 Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока : предварительный национальный стандарт Российской Федерации : дата введения 2019-01-01 / ООО «Эльмаш (УЭТМ)», Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. – Москва: Кодекс, 2019.
3. ГОСТ Р 58669-2019 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях : национальный стандарт Российской Федерации : дата введения 2020-01-01 / АО «СО ЕЭС», Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. – Москва: Кодекс, 2020.
4. Рыбалкин А. Д., Шурупов А. А. Особенности расчета погрешностей при реализации алгоритма функционирования микропроцессорной релейной защиты /

- А. Д. Рыбалкин, А. А. Шурупов // Релейная защита и автоматизация. – 2015. – № 3. – С. 18–22.
5. Королев Е. П., Либерзон Э. М. Расчеты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты / Е. П. Королев, Э. М. Либерзон. – Москва: Энергия, 1980. – 207 с.
6. Подгорный Э. В., Хлебников С. Д. Моделирование и расчеты переходных режимов в цепях релейной защиты / Э. В. Подгорный, С. Д. Хлебников. – Москва: Энергия, 1974. – 208 с.
7. Расчет минимального времени насыщения трансформатора тока с прямоугольной характеристикой намагничивания при активно-индуктивной нагрузке с программной реализацией / А. Д. Рыбалкин, В. И. Нагай, А. Н. Иванченко, Рыбалкин Д. А. // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2020. – № 4. – С. 70–76.
8. Богдан А. В., Золоев Б. П., Подгорный Э. В. Сравнение численных методов расчета переходных процессов трансформаторов тока на ЦВМ / А. В. Богдан, Б. П. Золоев, Э. В. Подгорный // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 1974. – № 2. – С. 163–172.
9. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2013618727, Российская Федерация Расчет вторичного тока трансформатора тока методом Волынкина / А. Д. Рыбалкин, А. А. Шурупов. – № 2013618727; заявл. 08.04.2013. – 1 с.

Будовский Валерий Павлович, д-р техн. наук, доцент, директор Центра оценки квалификаций Научно-технического центра Единой энергетической системы Противоаварийное управление (АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»).

E-mail: budovskiy_v@ntcees.ru

Воробьев Виктор Станиславович, начальник службы релейной защиты и автоматики Системного оператора Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»).

E-mail: vvs@so-ups.ru

Иванченко Александр Николаевич, канд. техн. наук, профессор, профессор кафедры программного обеспечения вычислительной техники Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М. И. Платова.

E-mail: ian2008.52@mail.ru

Москаленко Вадим Васильевич, начальник отдела службы релейной защиты и автоматики Системного оператора Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»).

E-mail: moskalenko-vv@so-ups.ru

Расцепляев Антон Игоревич, главный специалист службы релейной защиты и автоматики Системного оператора Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»).

E-mail: air@so-ups.ru

Рыбалкин Алексей Дмитриевич, канд. техн. наук, доцент, доцент кафедры электрических станций и электроэнергетических систем Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М. И. Платова.

E-mail: rydar@yandex.ru

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

УДК 621.311

**С. М. Асанова, Дж. С. Ахъёев, С. А. Дмитриев, П. В. Матренин,
М. Х. Сафаралиев**

Разработка моделей среднесрочного прогнозирования электропотребления в изолированно работающих энергосистемах на основе ансамблевых методов машинного обучения

Рассмотрена задача построения модели среднесрочного прогнозирования графиков нагрузки электропотребления в изолированной ЭЭС. В основе модели положены ансамблевые методы машинного обучения с применением подхода выделения наиболее значимых признаков. Проведено исследование таких моделей, как линейная регрессия, регрессия на основе метода опорных векторов, регрессионное дерево решений, случайный лес, градиентный бустинг над деревьями решений, адаптивный бустинг над деревьями решений, адаптивный бустинг над линейной регрессией. Выделение признаков из временного ряда позволяет применять более простые и устойчивые к переобучению модели. Выполнены расчеты и анализ суммарной погрешности прогнозирования. Результаты исследования предназначены для повышения достоверности прогнозирования при планировании, управлении и эксплуатации изолированных ЭЭС.

Ключевые слова: среднесрочное прогнозирование, электроэнергетическая система, ансамблевые модели, изолированная энергосистема.

Введение

Оперативное планирование и эффективное управление режимом работы электроэнергетической системы (ЭЭС) невозможно без надежного прогнозирования энергопотребления, которое осуществляется с опережающим периодом от нескольких минут до нескольких дней. Прогнозирование энергопотребления необходимо для оптимизации предстоящих и коррекции текущих режимов, рассмотрения оперативно-диспетчерских запросов, связанных с выводом электроэнергетического оборудования в ремонт, на испытания и т. д. [1].

Прогнозирование электропотребления осуществляется на основе статистической обработки данных по электропотреблению за ряд предшествующих суток [2]. С точки зрения горизонтов прогнозирования, прогнозы подразделяются на четыре различные категории:

- *оперативное прогнозирование.* Прогнозы делаются на несколько минут вперед, прогнозируемые значения передаются блоку управления для отправки в режиме реального времени. Это прогнозирование используется для быстрого реагирования на внутридневные колебания спроса на электроэнергию [3];
- *краткосрочное прогнозирование.* Прогнозы делаются на период от нескольких часов до нескольких дней вперед, и результаты используются для широкого спектра решений, связанных с технико-экономической оптимизацией функционирования электроэнергетических систем и обязательствами по качественному и надежному электроснабжению потребителей электрической энергией [4]. В настоящее время значимость оперативного и краткосрочного прогнозирования возрастает в связи с усложнением систем транспорта и распределения

электроэнергии, возрастающими требованиями к качеству и надежности электроснабжения, появлением нового оборудования с автоматизированными системами управления;

- *среднесрочное прогнозирование*. В этом случае прогнозы делаются на период от нескольких часов до нескольких недель вперед. Полученные прогнозы дают информацию о недельных колебаниях, и эта информация в основном используется для планирования технического обслуживания сети, установки цен на электроэнергию и согласования механизма распределения энергии и т. д. [5];
- *долгосрочное прогнозирование*. Прогнозы делаются на период от нескольких месяцев до нескольких лет, и данная информация обычно используется для оценки нагрузочной способности и анализа необходимости развития электросетевой инфраструктуры [6].

Модели прогнозирования электропотребления делятся на две основные категории: параметрические и непараметрические методы. В то время как параметрические методы основаны на аналитических моделях, непараметрические методы опираются на искусственный интеллект. Хотя в последние годы было предложено много прогнозов спроса, ниже описаны некоторые из наиболее часто используемых моделей, на которых исследователи в настоящее время основывают свою работу [7–10].

Целью данной работы является сравнение моделей машинного обучения для среднесрочного прогнозирования электропотребления для изолированных энергосистем.

Объектом исследования является изолированная ЭЭС Горно-Бадахшанской автономной области (ГБАО) – регион Республики Таджикистан. Здесь основными потребителями электроэнергии являются население, государственные организации и малый бизнес. ЭЭС ГБАО управляет энергокомпания *Pamir Energy*, на балансе которой имеется 11 ГЭС общей мощностью 43,5 МВт, из них две ГЭС, имеющие суточное регулирование, располагаются в разных районах данной области. На сегодняшний день изолированная ЭЭС ГБАО испытывает серьезные трудности, связанные с устойчивым дефицитом электроэнергии в зимний период (ноябрь–март). Основными причинами дефицита электроэнергии на ЭЭС ГБАО являются:

- изолированная работа энергосистемы;
- ограниченность стока воды в реках в зимний (меженный) период;
- отсутствие сезонных накопителей энергии (водохранилищ);
- рост потребления электрической энергии населением в зимний отопительный период.

В [11] были разработаны модели краткосрочного прогнозирования электропотребления на основе временных рядов для данной ЭЭС, применение которых для среднесрочного прогнозирования затруднительно ввиду того, что имеющиеся водохранилища могут обеспечить только суточное регулирование бесперебойного электроснабжения. Разработка модели среднесрочного прогнозирования является актуальной задачей для формирования плановых показателей с горизонтом в одну неделю. Для среднесрочного прогнозирования могут быть применены различные методы – от простейших регрессионных моделей до глубоких рекуррентных нейронных сетей. При этом выбор модели следует выполнять по результатам анализа данных и отбора признаков. Настройка гиперпараметров моделей может быть выполнена автоматизировано с применением случайного поиска или поиска по сетке.

Сами же модели и алгоритмы их обучения можно найти в *open-source* библиотеках. Таким образом, на первый план выходит не построение прогностической модели, а предшествующий ей этап анализа данных и отбора признаков, как показано в данной статье.

Постановка задачи

Задача прогнозирования сформулирована следующим образом. Необходимо построить модель, выполняющую преобразование входных данных (признаков) X в прогноз суточных мощностей на неделю вперед Y^* :

$$Y^* = f(X). \quad (1)$$

Показателем точности прогноза в данной работе выбран средний модуль процента ошибки (*MAPE*):

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{y_i^* - y_i}{y_i} \right|, \quad (2)$$

где n – число часов в выборке;

y_i^* – прогнозное значение потребляемой мощности в i -е сутки;

y_i – истинное значение в i -е сутки.

Исходные данные

Используемый набор данных содержит максимальные за месяц суточные (по дням недели) значения потребляемой мощности за месяцы с ноября по март включительно за 5 лет (2015–2019), всего 175 значений (5 лет \times 5 месяцев \times 7 дней недели).

Анализ данных

Перед построением модели прогнозирования необходимо провести оценку и отбор наиболее значимых признаков. Помимо календарных данных (год, месяц и день недели) для прогноза можно использовать потребляемые мощности предыдущего периода.

Обработка ретроспективных данных как временного ряда для выделения из него сложных зависимостей может быть эффективно выполнена с использованием рекуррентных нейронных сетей [12], но в решаемой задаче временной ряд содержит недостаточно данных для их применения. Необходимо выбрать из него признаки с помощью анализа коэффициентов корреляции. Для этого построен график изменения корреляции мощности зафиксированного дня и предыдущих дней (рис. 1).

Из рис. 1 видно, что наиболее высокие корреляции наблюдаются с периодичностью 7 дней, что означает сходство между одними и теми же днями недели. При этом отмеченные на рис. 1 два максимальных значения приходятся на 35-й и 70-й дни. Это дни, у которых совпадают дни недели и месяцы. Например, для значения вторника декабря 2019 г. наиболее полезными для прогноза будут данные вторника декабря 2018 и 2017 гг.

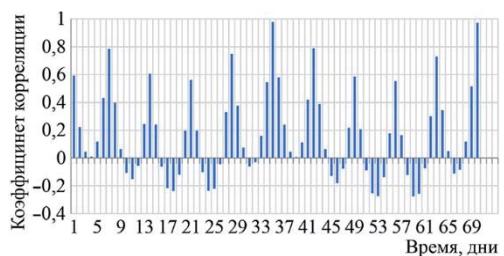


Рис. 1. Корреляция между мощностью нагрузки расчетных суток и мощностью нагрузки в предыдущие дни

На рис. 2 показаны коэффициенты корреляции между используемыми признаками ($year$ – год, $month$ – месяц, day – день недели, $p1$ и $p2$ – мощности за аналогичный день прошлого и позапрошлого годов, p – прогнозируемая мощность).

Полученная структура выборки и пример одной ее записи показаны в табл. 1. Месяцы пронумерованы от 1 (ноябрь) до 5 (декабрь), годы переведены в число лет от последнего года выборки. Выбранные признаки ограничивают размер выборки, поскольку для ее формирования требуются данные за два предыдущих года. Поэтому данные за два более ранних года (2015, 2016) используются только в качестве признаков, а в целевом столбце p данные за 2017–2019 гг.

y	1,00	0,00	0,00	0,37	0,46	0,45
\approx	0,00	1,00	0,00	-0,05	-0,02	-0,03
d	0,00	0,00	1,00	-0,70	-0,66	-0,66
p_1	0,37	-0,05	-0,70	1,00	0,97	0,97
p_2	0,46	-0,02	-0,66	0,97	1,00	0,98
p	0,45	-0,03	-0,66	0,97	0,98	1,00
	y	m	d	p_1	p_2	p

Рис. 2. Коэффициенты корреляции между признаками

Таблица 1

Структура выборки и пример заполнения

$year$	$month$	day	$p1, \text{МВт}$	$p2, \text{МВт}$	$p, \text{МВт}$
3	1	1	29,69	30,46	32,45

Построение прогнозных моделей

Поскольку выборка относительно невелика как по числу экземпляров, так и по числу признаков, то модели не должны быть слишком сложными с точки зрения количества обучаемых параметров (*model size*).

Выборка разделена на две части: обучающую и тестовую в отношении 90 и 10 %. Тестовая выборка не использовалась при настройке моделей, на ней была выполнена итоговая оценка уже обученных моделей. Для настройки гиперпараметров моделей использована кросс-валидация: обучающая выборка разделена на 8 частей, каждая из которых по очереди использована в качестве валидационной, в то время как остальные 7 частей – в качестве обучающей. Таким образом, каждая из моделей обучалась 8 раз на разных подвыборках, затем проверялась на валидационных выборках. Полученные результаты усреднялись. Это позволило снизить влияние способа разбиения выборки на подбор гиперпараметров моделей.

Важно отметить, что выборка не перемешивалась, так что тестирование было проведено в условиях, соответствующих реальным, когда модель обучается на ретроспективных данных, а затем используется в будущем на новых данных.

Было проведено сравнительное исследование следующих моделей:

- линейная регрессия;
- регрессия на основе метода опорных векторов (SVR) [13];
- регрессионное дерево решений [13];
- случайный лес (*Random Forest*) [13, 14];
- градиентный бустинг (*XGBoost*) [15] над деревьями решений;
- адаптивный бустинг (*AbaBoost*) [13, 16] над деревьями решений;
- адаптивный бустинг над линейной регрессией.

Каждая из данных моделей направлена на построение регрессионной зависимости f между входными параметрами $X = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$, где $x_i = \{\text{year}_i, \text{month}_i, \text{day}_i, p1_i, p2_i\}$, и выходной прогнозируемой мощностью $Y = \{p_1, p_2, \dots, p_n\}$:

$$Y^* = f(w, X), \quad (3)$$

где w – параметры модели (коэффициенты регрессии, параметры разделяющих правил деревьев решений и т. д.).

Процесс обучения модели сводится к решению оптимизационной задачи вида:

$$w = \operatorname{argmax} (Err(Y, f(X))), \quad (4)$$

где $Err(Y, f(X))$ – метрика ошибки прогноза, используемая в алгоритме обучения, в матричной форме может быть записана в виде:

$$Err(Y, f(X)) = (Y - f(X))^2 / n. \quad (5)$$

Гиперпараметры моделей приведены в табл. 2, полученные результаты решения задачи (1) с критерием (2) приведены в табл. 3 и на рис. 3.

Таблица 2
Гиперпараметры моделей

Модель	Гиперпараметры
Линейная регрессия	регуляризация – нет, смещение – есть
<i>SVR</i>	ядро – радиальная базисная функция Гаусса, $\gamma = 0,2$, $C = 1,0$
Дерево решений	стратегия разделения – выбор лучшего, максимальная глубина – 5
<i>Random Forest</i>	размер ансамбля – 30, максимальная глубина дерева – 4
<i>XGBoost</i>	размер ансамбля – 60, шаг обучения – 0,1, максимальная глубина дерева – 2
<i>AdaBoost</i> над деревьями решений	размер ансамбля – 40, шаг обучения – 0,1, максимальная глубина дерева – 4
<i>AdaBoost</i> над линейной регрессией	размер ансамбля – 4, шаг обучения – 0,1, регуляризация линейной регрессии – нет, смещение линейной регрессии – есть

Таблица 3
Результаты моделей

Модель	MAPE на обучающей выборке, %	MAPE на валидационной выборке %	MAPE на тестовой выборке, %
Линейная регрессия	1,29	1,40	1,38
<i>SVR</i>	2,89	3,28	3,52
Дерево решений	0,45	1,96	2,82
<i>Random Forest</i>	0,73	1,68	1,68
<i>XGBoost</i>	0,71	1,66	2,03
<i>AdaBoost</i> над деревьями решений	0,56	1,64	2,11
<i>AdaBoost</i> над линейной регрессией	1,32	1,40	1,30

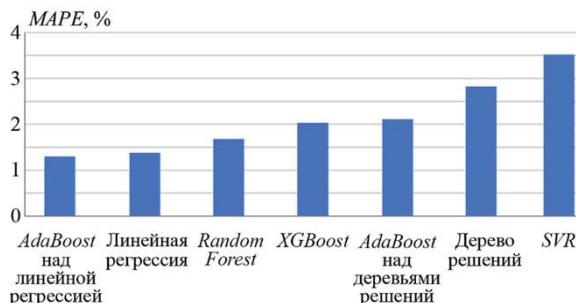


Рис. 3. Результаты на тестовой выборке

перехода от одной модели к ансамблю, т. е. взвешенной сумме моделей:

$$Y^* = f(X) = \sum_{j=1}^m c_j f_j(X), \quad (6)$$

где c – веса моделей, m – число моделей в ансамбле.

На рис. 4 показано сопоставление модели, давшей наилучший результат (*AdaBoost* над линейной регрессией), и истинных значений для всего периода 2017–2019 гг., на рис. 5 – для 2019 г.

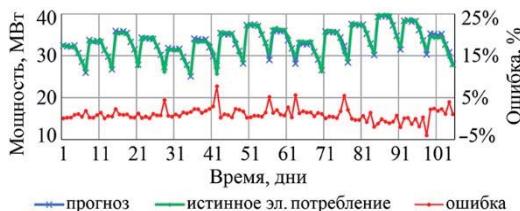


Рис. 4. Сопоставление прогноза и истинных значений мощности, 2017–2019 гг.

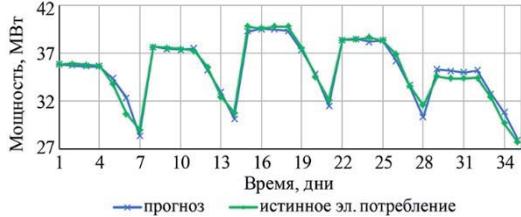


Рис. 5. Сопоставление прогноза и истинных значений мощности, 2019 г.

Поскольку *AdaBoost* представляет собой линейную сумму моделей, то итоговая *AdaBoost*, объединяющая 4 линейные регрессии, может быть свернута в линейную форму:

$$Y^* = f(X) = AX + B;$$

$$y_i^* = f(x_i) = a_1 year_i + a_2 month_i + a_3 day_i + a_4 p1_i + a_5 p2_i + b.$$

Видно, что задача не требует сложных моделей, так как даже простейшая линейная регрессия дала точность, близкую к наилучшей. Более сложные модели, использующие ансамбли деревьев решений, в данной задаче показали эффект переобученности, их точность на тестовой выборке существенно уступает точности на обучающей. В то же время наилучший результат все же был получен ансамблевой моделью, объединившей в одну модель четыре линейные регрессии. Полученная ошибка 1,3% является достаточно низкой для использования модели при планировании работы энергосистемы. Кроме того, следует отметить, что прогноз оказался занижен более чем на 2 % лишь для двух дней в выборке.

Помимо метода опорных векторов, используемого для сравнения, все прочие модели основаны либо на регрессионных уравнениях вида $f(X) = AX + b$, либо на деревьях решений, которые представляют собой иерархию логических правил. Точности одного регрессионного уравнения или одного дерева решений часто недостаточно. Эта проблема решается с помощью

Выводы

В данном исследовании представлена ансамблевая модель прогнозирования на основе машинного обучения, основанная на определении наиболее значимых признаков временного ряда. Модель предназначена для среднесрочного прогнозирования потребления электроэнергии в изолированной ЭЭС ГБАО на неделю вперед. В ходе исследования выполнен сравнительный анализ семи моделей прогнозирования электропотребления на основе ретроспективной информации о потреблении электроэнергии в ЭЭС ГБАО. Наилучший результат показала ансамблевая модель, объединяющая четыре линейные регрессии.

Полученные результаты, могут использоваться для повышения качества прогнозирования электропотребления ЭЭС ГБАО при принятии обоснованных решений относительно структуры электропотребления в регионе. Кроме того, предложенные методы могут быть рекомендованы для других электроснабжающих компаний, управляющих изолированными ЭЭС. Применение ансамблевой модели направлено на повышение достоверности прогнозирования с целью обеспечения качественного и надежного электроснабжения потребителей в аналогичных изолированных ЭЭС.

Предложенный метод прогнозирования электропотребления обеспечивает планирование режима загрузки генераторов в изолированной энергосистеме и, как следствие, позволяет оптимизировать режим работы генераторов с учетом располагаемых гидроресурсов. Учитывая суточные максимумы и характер изменения нагрузки, определяется ожидаемая потребность в генерации электроэнергии, перераспределяемая по гидрогенераторам в зависимости от запаса гидроресурсов. Показанные результаты позволяют рекомендовать ансамблевую модель для среднесрочного прогнозирования с целью оптимизации загрузки генерирующих установок.

Список литературы

1. Piotrowski P. Forecasting in power engineering in different time horizons / P. Piotrowski // Warsaw University of Technology Publishing House. – 2013.
2. Бартоломей П. И., Паниковская Т. Ю. Оптимизация режимов энергосистем: учебное пособие / П. И. Бартоломей, Т. Ю. Паниковская // Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2007. – 155 с.
3. Very short-term load forecasting: Wavelet neural networks with data pre-filtering / C. Guan, P. B. Luh, L. D. Michel, P. B. Friedland, Y. Wang // IEEE Trans. Power Syst. – 2013. – V. 28. – pp. 30–41.
4. Jiang H., Ding F.; Zhang Y. Short-term load forecasting based automatic distribution network reconfiguration / H. Jiang, F. Ding; Y. Zhang // In Proceedings of the IEEE Power & Energy Society General Meeting. – Chicago, USA. – 2017.
5. Ilseven E.; Göl M. Medium-term electricity demand forecasting based on MARS / E. Ilseven, M. Göl // In Proceedings of the IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe). – Torino, Italy. – 2017.
6. Long term load forecasting accuracy in electric utility integrated resource planning / J. P. Carvallo, P. H. Larsen, A. H. Sanstad, C. Goldman // Energy Policy. – 2018. – V. 119. – pp. 410–422.
7. Kuster C.; Rezgui Y.; Mourshed M. Electrical load forecasting models: A critical systematic review / C. Kuster; Y. Rezgui; M. Mourshed // Sustain.Cities Soc. – 2017. – V. 35. – pp. 257–270.

8. Dudek G. Pattern-based local linear regression models for short-term load forecasting / G. Dudek // Electr. Power Syst. Res. – 2016. – V. 130. – pp. 139–147.
9. Statistic linear parametric techniques for residential electric energy demand forecasting. A review and an implementation to Chile / H. Verdejo, A. Awerkin, C. Becker, G. Olguin // Renew. Sustain. Energy Rev. – 2017. – V.73. – pp. 4–1122.
10. Baliyan A.; Gurav K.; Mishra S. K. A review of short term load forecasting using artificial neural network models / A. Baliyan; K. Gurav; S. K. Mishra // Procedia Comput. Sci. – 2015. – no. 48. – pp.121–125.
11. Разработка моделей прогнозирования электропотребления на основе временных рядов в изолированных энергосистемах / Дж. Х. Худжасаидов, А. Г. Русина, П. В. Матренин, С. А. Дмитриев, М. Х. Сафаралиев // Электротехнические системы и комплексы. – 2020. – № 3(48). – С. 23–27.
12. Butusov D. Improving accuracy and generalization performance of small-size recurrent neural networks applied to short-term load forecasting / P. V. Matrenin, V. Z. Manusov, A. I. Khalyasmaa, D. V. Antonenkov, S. A. Eroshenko // Mathematics. – 2020. – V. 8, no. 12.
13. Machine learning in Python. – 2020. – URL: <https://scikit-learn.org>.
14. Breiman L. Random Forests / L. Breiman // Machine Learning. – 2001. – vol. 4. – pp. 5–32.
15. Chen T., Guestrin C. XGBoost: A Scalable Tree Boosting System / T. Chen, C. Guestrin. – 2016. – pp. 1–13. – URL: <https://arxiv.org/abs/1603.02754>.
16. Drucker H. Improving Regressors using Boosting Techniques / H. Drucker. – URL: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.31.314&rep=rep1&type=pdf>.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19-38-90204.

Асанова Салима Муратовна, канд. техн. наук, доцент кафедры теоретических основ электротехники и общей электротехники Кыргызского государственного технического университета имени И. Рazzакова. E-mail: a_sm07@mail.ru

Ахъёев Джавод Саламиоевич, канд. техн. наук, доцент кафедры электрических станций Таджикского технического Университета имени академика М. С. Осими.

E-mail: javod_66@mail.ru

Дмитриев Степан Александрович, канд. техн. наук, доцент кафедры автоматизированных электрических систем УрФУ имени первого Президента России Б. Н. Ельцина.

E-mail: dmstepan@gmail.com

Матренин Павел Викторович, канд. техн. наук, доцент кафедры систем электроснабжения предприятий Новосибирского государственного технического университета.

E-mail: matrenin.2012@corp.nstu.tu

Сафаралиев Муродбек Холназарович, аспирант кафедры автоматизированных электрических систем УрФУ имени первого Президента России Б. Н. Ельцина.

E-mail: murodbek_03@mail.ru

УДК 621.311

А. С. Адалев, В. Г. Кучинский, Г. А. Першиков, Е. Н. Попков, А. О. Фешин

Математическая модель двенадцатифазной вентильной машины с возбуждением от постоянных магнитов

Предложена математическая модель двенадцатифазной вентильной машины в фазной системе координат, позволяющая выполнять моделирования стационарных режимов машины с учетом состояния магнитной системы. Макромодель машины образуют схемы замещения силовой электрической и механических подсистем, обеспечивающие возможность подключения к внешним зажимам макромоделей необходимого дополнительного оборудования. В результате моделирования системы питания вентильной машины выполнен подбор параметров ее элементов, обеспечивающих выполнение установленных требований по уровню воздействий, проведена настройка систем управления полупроводниковыми приборами и получен номинальный режим двигателя для $n = 185$ об/мин.

Ключевые слова: математическая модель, макромодель, имитационная модель, двенадцатифазная вентильная машина, возбуждение от постоянных магнитов, фазная система координат, учет состояния магнитной системы.

Введение

Мощные вентильные двигатели с возбуждением от постоянных магнитов хорошо зарекомендовали себя для таких применений, где требуются высокие удельные характеристики электромагнитного момента (kH/kg или kH/m^3), а также малые пульсации электромагнитного момента, что обуславливает малые вибрации и низкий шум при работе. Одной из возможностей дополнительного снижения пульсаций момента, а также снижения токовой нагрузки на элементы является увеличение фазности машины и передача энергии к электродвигателю не по одному, а по нескольким трехфазным каналам. Это позволяет, во-первых, ограничить ток единичного трехфазного преобразователя и, во-вторых, повысить живучесть электропривода, что имеет очень существенное значение для автономных систем.

Разделение общего тракта питания на несколько параллельных каналов наилучшим образом реализуется в том случае, когда каждый из трехфазных каналов питает отдельную трехфазную обмотку двигателя, гальванически не связанную с остальными. Это позволяет исключить из схемы преобразователя крупногабаритные дроссели, снижающие уравнительные токи между параллельно работающими инверторами.

С другой стороны, при проектировании электродвигателя, также часто приходится разделять обмотку фазы на две или более параллельных ветвей, поэтому формирование нескольких трехфазных обмоток в двигателе не является проблемой. Кроме того, повышенные требования по вибрации к электродвигателю и, соответственно, необходимость ограничения пульсаций электромагнитного момента часто являются причиной увеличения числа фаз и образования нескольких несинфазных трехфазных каналов.

Анализ совместной работы трехфазных каналов преобразователя (в общем случае несинфазных) требует разработки модели электродвигателя с индуктивно связанными обмотками фаз. Поскольку вентильная машина всегда работает вместе

с преобразователями, то целесообразно ее модель разработать в фазных координатах. Значительный вклад в разработку теоретических основ математического моделирования вращающихся машин переменного тока внес А. И. Важнов [1]. Применимельно к цифровому моделированию машинно-вентильных систем эта теория получила дальнейшее развитие в работах [2–6] и др. Были получены математические модели идеализированных машин переменного тока различного конструктивного исполнения для исследования электромагнитных и электромеханических процессов в ряде электроэнергетических систем общего и специального назначения. Многолетний успешный опыт использования полученных цифровых моделей вращающихся машин подтвердил высокую степень их достоверности.

Представляется, что разработанная и хорошо себя зарекомендовавшая теория моделирования вращающихся машин переменного тока, позволяющая получить эквиваленты машин относительно внешних соединений как силовой электрической, так и механической подсистем, может найти свое дальнейшее развитие в направлении моделирования вентильных машин с возбуждением от постоянных магнитов.

Целью статьи является разработка в фазной системе координат математической модели двенадцатифазной синхронной машины с возбуждением от постоянных магнитов, имеющей четыре трехфазных канала питания, и исследование автономной электроэнергетической системы с такой машиной.

Принимаемые допущения

Магнитное поле вентильной машины, возбуждаемое постоянными магнитами, весьма неоднородно вследствие сложной конфигурации границ сердечников, своеобразного расположения проводников с токами и нелинейности магнитной характеристики магнитопровода. В этих условиях строгое определение поля представляет собой сложную задачу, поэтому в зависимости от характера исследуемых явлений задача расчета поля решается с различными исходными допущениями [7, 8].

Моделирование электромагнитных и электромеханических переходных процессов основано на решении алгебро-дифференциальных уравнений описания вращающихся машин и других элементов исследуемой электроэнергетической системы. При их получении используется определенная идеализация элементов расчетной схемы [2, 3].

Применимельно к вентильной машине известная идеализация магнитного поля электрической машины, которая позволяет получить достаточно простые электромагнитные связи при правильном отражении основного электромагнитного процесса в машине, может быть сведена к следующему [5]:

1. Машина характеризуется индуктивными параметрами статорных обмоток и фазными ЭДС, наведенными полем возбуждения от постоянных магнитов, которые зависят от положения ротора. Как правило, эти зависимости получают с помощью конечно-элементных методов для определенного режима работы машины с учетом насыщения магнитопроводов. Допущением является сохранение этих зависимостей при небольшом отклонении режима. В случае существенных нарушений режима необходимо уточнение зависимостей и проведение повторного расчета.

2. Возбуждение машины от постоянных магнитов учитывается составляющей в выражениях для потокосцеплений. При этом будем полагать, что эта составляющая

является результатом протекания по виртуальной обмотке возбуждения постоянного тока такой величины, которая в рассматриваемом режиме обеспечивает номинальное напряжение на статорных обмотках.

3. Аппроксимация взаимной индуктивности между виртуальной обмоткой возбуждения и статорными обмотками ограничивается учетом первой, третьей и пятой гармоник от угла, характеризующего положение ротора.

4. Статорные обмотки машины симметричны, т. е. имеют одинаковые числа витков, активные сопротивления и взаимный сдвиг магнитных осей.

5. Аппроксимация собственной и взаимной индуктивностей катушек ограничивается учетом постоянной составляющей, второй и четвертой гармоник от угла, характеризующего положение ротора.

6. Демпферные обмотки и эквивалентные демпферные контуры отсутствуют.

7. Ротор машины идеально жесткий.

Математическая модель вентильной машины

Математическое описание вентильной машины получим для интервала, соответствующего полюсному делению. Будем полагать, что вентильная машина имеет четыре идентичные трехфазные обмотки на статоре, магнитные оси которых смещены на 15° эл.

Возбуждение от постоянных магнитов будем учитывать составляющей в выражениях для потокосцеплений, которая является результатом протекания по виртуальной обмотке возбуждения постоянного тока. Наличие других роторных контуров учитывать не будем.

Условимся для любой обмотки обозначать:

L и M – соответственно собственную индуктивность обмотки и ее индуктивность с другими обмотками;

R – активное сопротивление обмоток;

i , Ψ , u – мгновенные ток, потокосцепление и напряжение на зажимах обмотки.

Принадлежность величины к фазной обмотке будем отмечать буквенными индексами $x, y \in \{a, b, c\}$. Индекс u буквенного индекса обмотки будет означать принадлежность к трехфазной системе: $j, k \in \{1, 2, 3, 4\}$. Принадлежность некоторой величины к виртуальной обмотке возбуждения будем указывать индексом r .

Положение статорных обмоток будем задавать указанием смещений $\Delta\gamma_1$, $\Delta\gamma_2$, $\Delta\gamma_3$ и $\Delta\gamma_4$ магнитных осей фаз a , принадлежащих различным трехфазным системам, относительно принятой оси отсчета. В качестве оси отсчета используем ось, которая совпадает с магнитной осью фазы a_1 . В этом случае $\Delta\gamma_1 = 0$, $\Delta\gamma_2 = 15^\circ$ эл., $\Delta\gamma_3 = 30^\circ$ эл., а $\Delta\gamma_4 = 45^\circ$ эл. Положение ротора будем задавать электрическим углом γ , который отсчитывается от принятой оси отсчета до продольной оси ротора d . Положительное направление вращения ротора – против часовой стрелки.

Принятая система описания расположения статорных обмоток и положения ротора поясняется диаграммой, приведенной на рис. 1.

С учетом изложенного уравнения, связывающие напряжение u , потокосцепление Ψ и ток i фаз некоторой j -й трехфазной обмотки статора могут быть представлены в виде:

$$\left. \begin{aligned} -u_{a_j} &= \frac{d\Psi_{a_j}}{dt} + R \cdot i_{a_j}; \\ -u_{b_j} &= \frac{d\Psi_{b_j}}{dt} + R \cdot i_{b_j}; \\ -u_{c_j} &= \frac{d\Psi_{c_j}}{dt} + R \cdot i_{c_j}, \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

где

$$\left. \begin{aligned} \Psi_{a_j} &= \sum_k (\sum_y M_{a_j y_k} i_{y_k}) + M_{a_j r} J_r; \\ \Psi_{b_j} &= \sum_k (\sum_y M_{b_j y_k} i_{y_k}) + M_{b_j r} J_r; \\ \Psi_{c_j} &= \sum_k (\sum_y M_{c_j y_k} i_{y_k}) + M_{c_j r} J_r. \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

Сделаем два замечания относительно используемой записи для потокосцеплений:

1) коэффициент взаимной индукции с совпадающими обозначениями фаз соответствует собственной индуктивности фазной обмотки, например, $M_{a_1 a_1} \equiv L_{a_1 a_1}$, $M_{b_1 b_1} \equiv L_{b_1 b_1}$, $M_{c_1 c_1} \equiv L_{c_1 c_1}$ и т. д.;

2) согласно принципу взаимности коэффициенты взаимной индуктивности с представленными подстрочными индексами равны, т. е. $M_{a_1 b_1} = M_{b_1 a_1}$ и т. д.

В соответствии с принятой идеализацией вентильной машины для аппроксимации изменения собственных и взаимных индуктивностей обмоток вентильной машины в функции угла γ , характеризующего положение ротора, используются выражения:

$$L_{x_j} = l^{(0)} + l^{(2)} \cdot \sin(2\gamma + \Phi_{x_j}^{s(2)}) + l^{(4)} \cdot \sin(4\gamma + \Phi_{x_j}^{s(4)}); \quad (3)$$

$$M_{x_j y_k} = m_{x_j y_k}^{(0)} + m_{x_j y_k}^{(2)} \cdot \sin(2\gamma + \Phi_{x_j y_k}^{s(2)}) + m_{x_j y_k}^{(4)} \cdot \sin(4\gamma + \Phi_{x_j y_k}^{s(4)}), \quad (4)$$

где $x, y \in \{a, b, c\}$ – индексы фазной обмотки;

$j, k \in \{1, 2, 3, 4\}$ – индексы трехфазной системы;

γ – электрический угол между продольной осью d и принятой осью отсчета;

$l^{(0)}$ – постоянная составляющая аппроксимации собственной индуктивности фазной обмотки;

$l^{(2)}$ и $l^{(4)}$ – амплитуды гармонических составляющих аппроксимации собственной индуктивности фазной обмотки;

$\Phi_{x_j}^{s(2)}$ и $\Phi_{x_j}^{s(4)}$ – начальные фазы гармонических составляющих синусоидальной аппроксимации собственной индуктивности фазной обмотки;

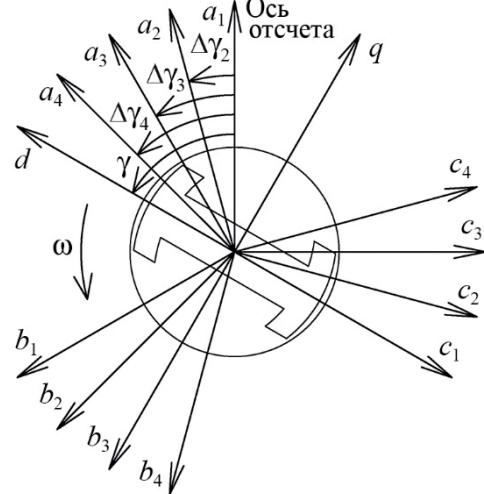


Рис. 1. Диаграмма описания положения ротора и статорных обмоток

$m_{x_j y_k}^{(0)}$ – постоянная составляющая аппроксимации взаимной индуктивности $M_{x_j y_k}$;
 $m_{x_j y_k}^{(2)}$ и $m_{x_j y_k}^{(4)}$ – амплитуды гармонических составляющих аппроксимации взаимной индуктивности $M_{x_j y_k}$;
 $\varphi_{x_j y_k}^{(2)}$ и $\varphi_{x_j y_k}^{(4)}$ – начальные фазы гармонических составляющих синусоидальной аппроксимации взаимной индуктивности $M_{x_j y_k}$.

В соответствии с принятой идеализацией вентильной машины для аппроксимации взаимной индуктивности между виртуальной обмоткой возбуждения и статорными обмотками используем выражение

$$M_{x_j r} = m_r^{(1)} \cdot \cos(\gamma + \varphi_{x_j r}^{(1)}) + m_r^{(3)} \cdot \cos(3\gamma + \varphi_{x_j r}^{(3)}) + m_r^{(5)} \cdot \cos(5\gamma + \varphi_{x_j r}^{(5)}), \quad (5)$$

где γ – электрический угол между продольной осью d ротора и магнитной осью фазной обмотки a_1 ;

$m_r^{(1)}$, $m_r^{(3)}$ и $m_r^{(5)}$ – амплитуды гармонических составляющих аппроксимации взаимной индуктивности $M_{x_j r}$;

$\varphi_{x_j r}^{(1)}$, $\varphi_{x_j r}^{(3)}$ и $\varphi_{x_j r}^{(5)}$ – начальные фазы гармонических составляющих аппроксимации взаимной индуктивности $M_{x_j r}$.

Приведенное описание динамических процессов вентильной машины является неполным. Уравнения (1) – (5) необходимо дополнить уравнениями, которые описывают движение ротора. Поскольку в дальнейшем предполагается объединение механических элементов по валу и возможное построение системы регулирования, обрабатывающей сигналы с датчика положения ротора, то используем для этой цели уравнения относительно реальной скорости вращения вала и фактического угла поворота ротора:

$$J \frac{d\Omega}{dt} = M_{\text{мех}} - M_{\text{тр}} - M_{\text{з}}; \quad (6)$$

$$\frac{dY}{dt} = \Omega, \quad (7)$$

где $M_{\text{мех}}$ – момент механических сил, приложенных со стороны вала;

$M_{\text{тр}}$ – момент механических сил, имеющих характер трения;

$M_{\text{з}}$ – электромагнитный момент;

J – момент инерции вращающихся масс;

Ω – угловая скорость вращения вала;

Y – геометрический угол поворота ротора.

Электромагнитный момент $M_{\text{з}}$ будем определять в виде алгебраической суммы электромагнитных моментов от отдельных трехфазных обмоток:

$$M_{\text{з}} = \frac{p_n \sqrt{3}}{3} \sum_j [(\Psi_{b_j} - \Psi_{c_j}) \cdot i_{a_j} + (\Psi_{c_j} - \Psi_{a_j}) \cdot i_{b_j} + (\Psi_{a_j} - \Psi_{b_j}) \cdot i_{c_j}], \quad (8)$$

где p_n – число пар полюсов.

Необходимая величина электрического угла поворота ротора γ всегда может быть определена по Υ и значению числа пар полюсов ротора p_n :

$$\gamma = p_n \cdot \Upsilon. \quad (9)$$

При этом заметим, что

$$\frac{d\gamma}{dt} = p_n \frac{d\Upsilon}{dt} = p_n \Omega = \omega. \quad (10)$$

Получим модель вентильной машины, которая является эквивалентом уравнений (1) – (5) относительно внешних полюсов статорных обмоток.

Перейдем к матричной форме представления уравнения (1) и (2):

$$-\mathbf{U} = p\Psi + \mathbf{R} \times \mathbf{I}; \quad (11)$$

$$\Psi = \mathbf{M}_{xy} \times \mathbf{I} + \mathbf{M}_{xr} \times \mathbf{J}, \quad (12)$$

где p – символ дифференцирования.

Перейдем от принятой аппроксимации описания собственных и взаимных индуктивностей фазных обмоток (3) – (5) к традиционным выражениям [1], используя только четные функции угла, определяющего положение ротора

$$\left. \begin{array}{l} L_{x_j} = l^{(0)} + l^{(2)} \cdot \cos(2\gamma + \varphi_{x_j}^{c(2)}) + l^{(4)} \cdot \cos(4\gamma + \varphi_{x_j}^{c(4)}); \\ M_{x_j y_k} = m_{x_j y_k}^{(0)} + m_{x_j y_k}^{(2)} \cdot \cos(2\gamma + \varphi_{x_j y_k}^{c(2)}) + m_{x_j y_k}^{(4)} \cdot \cos(4\gamma + \varphi_{x_j y_k}^{c(4)}); \\ M_{x_j r} = m_r^{(1)} \cdot \cos(\gamma + \varphi_{x_j r}^{(1)}) + m_r^{(3)} \cdot \cos(3\gamma + \varphi_{x_j r}^{(3)}) + m_r^{(5)} \cdot \cos(5\gamma + \varphi_{x_j r}^{(5)}), \end{array} \right\} \quad (13)$$

$$\text{где } \varphi_{x_j}^{c(2)} = \varphi_{x_j}^{s(2)} - \frac{\pi}{2}; \quad \varphi_{x_j}^{c(4)} = \varphi_{x_j}^{s(4)} - \frac{\pi}{2}; \quad \varphi_{x_j y_k}^{c(2)} = \varphi_{x_j y_k}^{s(2)} - \frac{\pi}{2}; \quad \varphi_{x_j y_k}^{c(4)} = \varphi_{x_j y_k}^{s(4)} - \frac{\pi}{2}.$$

Структура первых двух уравнений из (13) идентична. Это позволяет перейти к использованию общего выражения для всех элементов матрицы \mathbf{M}_{xy} :

$$M_{x_j y_k} = \overline{m}_{x_j y_k}^{(0)} + \overline{m}_{x_j y_k}^{(2)} \cdot \cos(2\gamma + \overline{\varphi}_{x_j y_k}^{c(2)}) + \overline{m}_{x_j y_k}^{(4)} \cdot \cos(4\gamma + \overline{\varphi}_{x_j y_k}^{c(4)}), \quad (14)$$

где при $x_j = y_k$ должны использоваться параметры аппроксимации для индуктивности фазной обмотки.

С учетом (14) получим и общее выражение для элементов Ψ_{xj} вектор-столбца потокосцеплений Ψ :

$$\left. \begin{array}{l} \Psi_{x_j} = \sum_k \left\{ \left[\overline{m}_{x_j y_k}^{(0)} + \overline{m}_{x_j y_k}^{(2)} \cdot \cos(2\gamma + \overline{\varphi}_{x_j y_k}^{c(2)}) + \overline{m}_{x_j y_k}^{(4)} \cdot \cos(4\gamma + \overline{\varphi}_{x_j y_k}^{c(4)}) \right] i_{y_k} \right\} + \\ + \left[m_r^{(1)} \cdot \cos(\gamma + \varphi_{x_j r}^{(1)}) + m_r^{(3)} \cdot \cos(3\gamma + \varphi_{x_j r}^{(3)}) + m_r^{(5)} \cdot \cos(5\gamma + \varphi_{x_j r}^{(5)}) \right] \cdot J_r. \end{array} \right\} \quad (15)$$

На первом этапе, используя (12), получим выражения для производных потокосцеплений. В общем виде будем иметь:

$$p\Psi = \mathbf{M}_{xy} \times p\mathbf{I} + p\mathbf{M}_{xy} \times \mathbf{I} + p(\mathbf{M}_{xr} \times \mathbf{J}).$$

С учетом (10) и принятой аппроксимации для собственной и взаимной индуктивности (14) получим:

$$p\mathbf{M}_{xy} = -\omega \cdot \mathbf{A}_{xy}. \quad (16)$$

Поскольку для принятого способа учета возбуждения от постоянных магнитов по виртуальной обмотке возбуждения протекает постоянный ток, то

$$p(\mathbf{M}_{\text{xr}} \times \mathbf{J}) = p\mathbf{M}_{\text{xr}} \times \mathbf{J}. \quad (17)$$

При этом

$$p\mathbf{M}_{\text{xr}} = -\omega \cdot \mathbf{A}_{\text{xr}}.$$

В итоге с учетом (16) и (17) будем иметь:

$$p\Psi = \mathbf{M}_{\text{xy}} \times p\mathbf{I} - \omega \cdot \mathbf{A}_{\text{xy}} \times \mathbf{I} - \omega \cdot \mathbf{A}_{\text{xr}} \times \mathbf{J}. \quad (18)$$

Элементы матриц \mathbf{A}_{xy} и \mathbf{A}_{xr} имеют те же размерности, что и элементы матрицы \mathbf{M}_{xy} и \mathbf{M}_{xr} , однако определяются уже выражениями (19):

$$\left. \begin{aligned} A_{x_j y_k} &= 2\overline{m}_{x_j y_k}^{(2)} \cdot \sin(2\gamma + \overline{\varphi}_{x_j y_k}^{(2)}) + \overline{4m}_{x_j y_k}^{(4)} \cdot \sin(4\gamma + \overline{\varphi}_{x_j y_k}^{(4)}); \\ A_{x_j r} &= m_r^{(1)} \cdot \sin(\gamma + \varphi_{x_j r}^{(1)}) + 3m_r^{(3)} \cdot \sin(3\gamma + \varphi_{x_j r}^{(3)}) + 5m_r^{(5)} \cdot \sin(5\gamma + \varphi_{x_j r}^{(5)}). \end{aligned} \right\} \quad (19)$$

Подставляя (18) в (11) описание процессов в статорных контурах получим в виде:

$$-\mathbf{U} = \mathbf{M}_{\text{xy}} \times p\mathbf{I} - \omega \cdot \mathbf{A}_{\text{xy}} \times \mathbf{I} - \omega \cdot \mathbf{A}_{\text{xr}} \times \mathbf{J} + \mathbf{R} \times \mathbf{I}$$

или

$$-\mathbf{U} = \mathbf{M}_{\text{xy}} \times p\mathbf{I} - \mathbf{E}_x, \quad (20)$$

где

$$\mathbf{E}_x = \omega \cdot \mathbf{A}_{\text{xy}} \times \mathbf{I} + \omega \cdot \mathbf{A}_{\text{xr}} \times \mathbf{J} - \mathbf{R} \times \mathbf{I} \equiv \left[e_{x_j} \right]. \quad (21)$$

Уравнения (20), (21), (19), (13) с учетом (14), (6) и (7) с учетом (8) образуют описание процессов в вентильной машине. По этому описанию может быть построена эквивалентная схема замещения относительно внешних выводов фазных обмоток, которая обеспечивает необходимое сопряжение вентильной машины с другими элементами, образующими расчетную схему имитационной модели исследуемой электроэнергетической системы [2–5, 9].

Схема замещения статорных цепей двенадцатифазной вентильной машины со взаимными связями приведена на рис. 2. На схеме изображены источники ЭДС и катушки индуктивности фазных обмоток. Наличие взаимной индукции между фазными обмотками частично отражено дугами. На схеме также выделены узлы 0_{aj} , 0_{bj} , и 0_{cj} , относительно которых отсчитываются мгновенные значения фазных напряжений u_{aj} , u_{bj} , и u_{cj} , и обозначены узлы a_j^* , b_j^* , c_j^* сопряжения источников ЭДС и части схемы с собственными и взаимными индуктивностями обмоток.

Использование эквивалента вентильной машины, в состав которого входит схема замещения со взаимными индуктивностями, требует реализации более сложных алгоритмов формирования уравнений описания процессов [10, 11]. По этой причине целесообразным является переход к схеме замещения без взаимной индукции между элементами.

Методика такого перехода известна [12, 13]. Суть ее заключается в том, что для части расчетной схемы, образованной элементами со взаимными связями, получают матрицу узловых проводимостей

$$\mathbf{Y} = \mathbf{W} \times \mathbf{Z}^{-1} \times \mathbf{W}^T, \quad (22)$$

где \mathbf{W} – матрица инцидентности [12] эквивалентируемой части схемы;

\mathbf{Z} – матрица сопротивлений ее ветвей;

-1 и T – символы обращения и транспонирования матриц.

По матрице \mathbf{Y} может быть построена схема замещения без взаимных связей между элементами. В схеме должен быть общий (нулевой) узел и столько других узлов, сколько строк (или столбцов) в матрице \mathbf{Y} . Между каждым таким узлом и нулевым следует включить ветвь, проводимость которой равна сумме элементов соответствующей строки матрицы \mathbf{Y} , а между парами узлов, ни один из которых не является нулевым, должна быть включена ветвь с проводимостью, равной взятому с противоположным знаком значению элемента матрицы \mathbf{Y} , расположенному на пересечении строки и столбца, соответствующих паре узлов.

Применим эту методику к индуктивной части схемы замещения, изображенной на рис. 2. Матрица соединений для этой части схемы представляет собой единичную матрицу, порядок которой определяется числом фазных обмоток вентильной машины. Коэффициенты собственной и взаимной индуктивности M_{xyk} , указанные на схеме рис. 2, являются элементами матрицы \mathbf{M}_{xy} и вычисляются с использованием выражений (14).

Матрице \mathbf{Y} соответствует схема замещения, которая имеет нулевой узел и необходимое число узлов a_j^* , b_j^* , c_j^* для сопряжения полученной схемы с частью схемы, приведенной на рис. 2, которая образована источниками ЭДС. Между каждым узлом x_j^* полученной схемы и нулевым узлом содержится ветвь с индуктивностью

$L_{ox_j^*}$, а между узлами $x_j^* \neq y_k^*$ ($x_j^* \neq y_k^*$) – ветвь с индуктивностью $L_{x_j^*y_k^*}$, числовые значения которых определяются следующим образом:

$$L_{ox_j^*} = \frac{1}{\omega_o \sum_k \left(\sum_y Y_{x_j^*y_k^*} \right)}; \quad L_{x_j^*y_k^*} = -\frac{1}{\omega_o Y_{x_j^*y_k^*}}. \quad (23)$$

Выполняя сопряжение схемы, соответствующей матрице \mathbf{Y} , с частью схемы, приведенной на рис. 2 и образованной источниками ЭДС, получим некоторую схему замещения. Эта схема не эквивалентна исходной, представленной на рис. 2, по причине гальванических связей между обмотками машины и несоответствия числа внешних зажимов. Для достижения эквивалентности используем раздельные идеальные трансформаторы с единичным коэффициентом трансформации

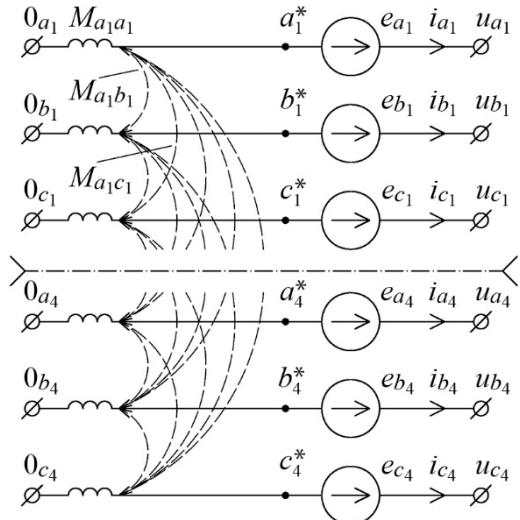


Рис. 2. Эквивалентная схема замещения статорных цепей вентильной машины

[2–5, 14]. С учетом сказанного, на рис. 3 приведен усеченный вид искомой эквивалентной схемы замещения статорных цепей вентильной машины без взаимных связей между элементами с частичным указанием индуктивных ветвей, связывающих узлы x_j^* .

Описание вентильной машины задается в виде таблиц из изменения фазной ЭДС e_{a1} , которая является результатом возбуждения от постоянных магнитов, собственной и взаимных индуктивностей фазных обмоток в функции угла γ , определяющего положение ротора.

Для определения этих величин проводится решение серии полевых задач, которое позволяет учесть реальное состояние магнитной системы вентильной машины, определяемое величинами рабочего тока обмотки и угла режима, задающего положение 1-й гармоники тока относительно оси q . При этом величины магнитной проницаемости участков магнитопровода вычисляются по реальным зависимостям $B(H)$ для данной стали. После обработки результатов решения полевых задач выдаются описание ЭДС, аппроксимированное 1-й, 3-й и 5-й гармониками, и описание собственной и взаимных индуктивностей фазы с аппроксимацией постоянной составляющей, 2-й и 4-й гармониками.

Полученные данные используются в описанной модели вентильной машины.

Возможность подключения к валу вентильной машины макромоделей приводных механизмов по аналогии с [4] обеспечим дополнением схемы замещения статорных цепей схемой замещения, которая эквивалентирует механическую подсистему машины. В итоге будем иметь макромодель двенадцатифазной вентильной машины, содержащую 24 внешних полюса силовой электрической подсистемы и четыре полюса механической подсистемы [15].

Результаты имитационного моделирования

Выполним моделирование стационарного режима системы питания электропривода мощностью 4,8 МВт с двенадцатифазной вентильной машиной. Расчетная схема системы питания электропривода приведена на рис. 4.

Система питания подключена к первичному источнику энергии напряжением 6 кВ. Два трансформатора 6/0,4 кВ и диодный выпрямитель образуют двенадцатипульсную схему выпрямления. Система питания двигателя имеет четыре трехфазных

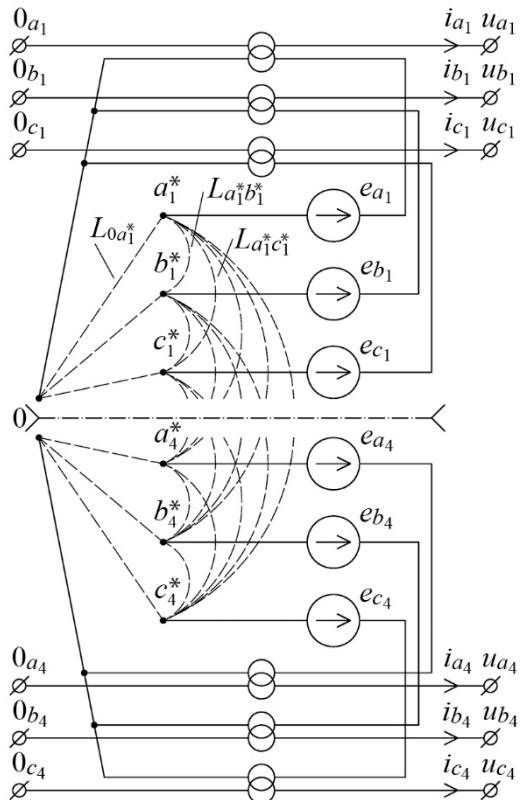


Рис. 3. Эквивалентная схема замещения статорных цепей вентильной машины без взаимных связей

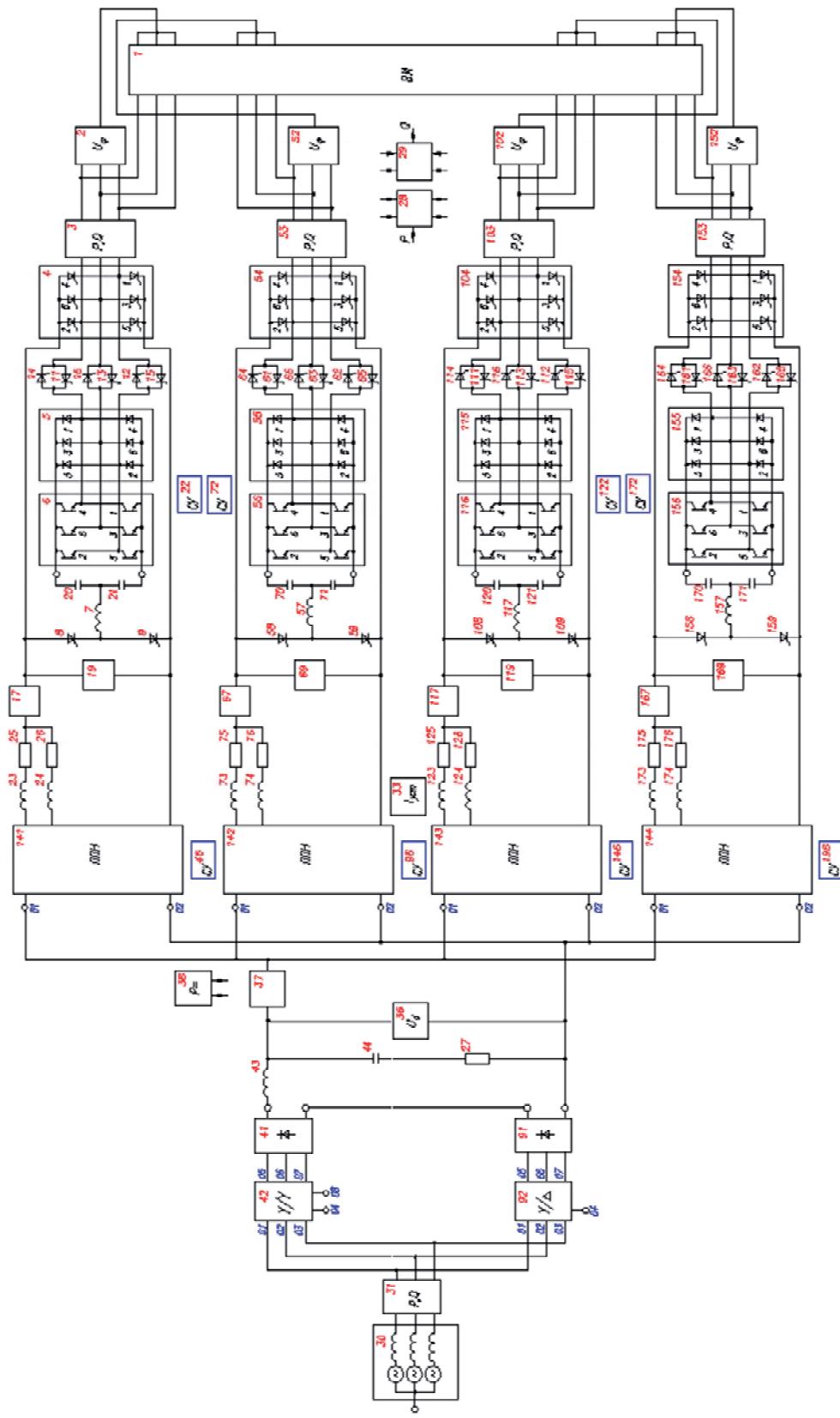


Рис. 4. Расчетная схема системы питания привода

канала. В состав каждого канала входит двухконтурный импульсный преобразователь повышения напряжения [16] с реактором в каждом контуре и трехфазный автономный инвертор тока с искусственной коммутацией [17].

На рис. 5 и 6 приведены результаты гармонической аппроксимации ЭДС и индуктивности фазной обмотки (синий цвет) по исходным табличным описаниям.

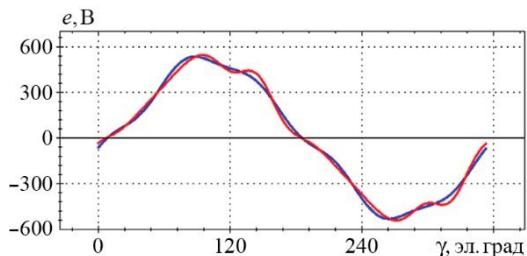


Рис. 5. Аппроксимация ЭДС

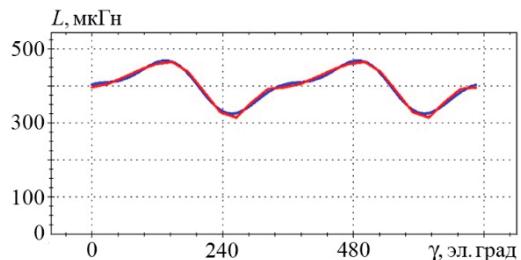


Рис. 6. Аппроксимация индуктивности фазной обмотки

В результате выполнения серии расчетов был выполнен подбор параметров элементов системы питания, проведена настройка систем управления вентилями и получен номинальный режим двигателя для $n = 185$ об/мин. Как следует из осциллограмм, представленных на рис. 7, для минимизации влияния обмоток друг на друга режим получен с углом коммутации вентиляй АИТ менее 15° эл. При этом максимальное напряжение, прикладываемое к вентилям АИТ, не превышает 2,45 кВ при достаточном интервале восстановления их непроводящих свойств. Индуктивность реактора каждого контура импульсного преобразователя повышения напряжения принята равной 0,005 Гн. При этом постоянная составляющая тока канала на входе АИТ равна 1 677 А при коэффициенте пульсаций тока $K_{nI} = 5,8\%$, мощность на валу 4,8 МВт.

Параметры контура искусственной коммутации инвертора тока приняты равными $C_k = 0,006 \Phi$, $L_k = 0,000005$ Гн. При этом постоянная составляющая напряжения на коммутирующем конденсаторе около 1 060 В при коэффициенте пульсации напряжения $K_{nU} = 6,5\%$.

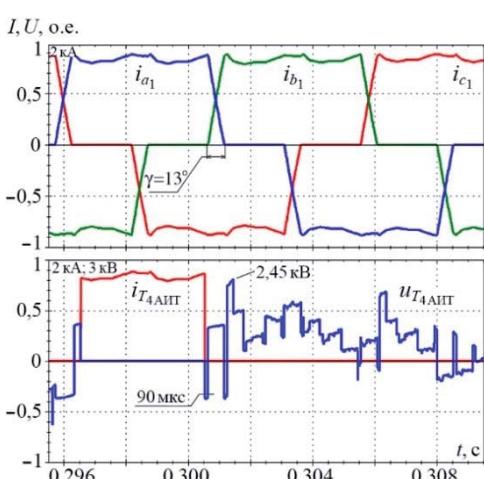


Рис. 7. Фазные токи и воздействия на вентиль АИТ

На рис. 8 приведена осциллограмма изменения электромагнитного момента для номинального режима при $n = 185$ об/мин. Постоянная составляющая момента равна 241,58 кН·м. Коэффициент пульсаций момента на периоде около 3 %.

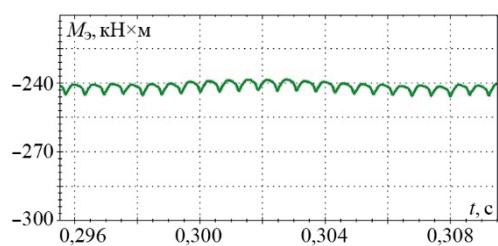


Рис. 8. Осциллограмма момента для номинального режима при $n = 185$ об/мин

Заключение

1. Разработана макромодель двенадцатифазной вентильной машины с возбуждением от постоянных магнитов в фазных координатах, позволяющая выполнять моделирования стационарных режимов двигателя с учетом состояния магнитной системы машины.

2. Исходными данными для модели являются конструктивные параметры машины, описание поведения фазной ЭДС, которая является результатом возбуждения от постоянных магнитов, а также описание изменения собственной и взаимных индуктивностей фазных обмоток в функции угла γ , определяющего положение ротора, и в зависимости от состояния магнитной системы машины. Предложенная модель позволяет более точно воспроизводить характеристики машины в стационарных режимах работы по сравнению с моделями в $d-q$ координатах.

3. Выполнено исследование стационарных режимов номинальной мощности системы питания двигателя для $n = 185$ об/мин. Установлены параметры ее элементов, обеспечивающие выполнение требований по уровню воздействий, проведена настройка систем управления полупроводниковыми приборами. Анализ полученных результатов подтверждает эффективность использования двенадцатифазной вентильной машины.

Список литературы

1. Важнов А. И. Переходные процессы в машинах переменного тока / А. И. Важнов. – Ленинград: Энергия, 1980. – 256 с.
2. Коротков Б. А., Попков Е. Н. Имитационное моделирование переходных процессов в электрических системах: учеб. пособие / Б. А. Коротков, Е. Н. Попков. – Ленинград: Изд-во ЛГУ, 1987. – 280 с.
3. Попков Е. Н. Теория и алгоритмы имитационного моделирования машинно-вентильных систем методом структурных ориентированных чисел: дис. ... д-р техн. наук : 05.10.02 / СПбГПУ. – Санкт-Петербург, 2004. – 354 с.
4. Попков Е. Н., Фешин А. О. Макромодель шестифазной синхронной машины в фазных координатах для исследования процессов в электроэнергетических системах / Е. Н. Попков, А. О. Фешин // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2020. – № 2 (83). – С. 65–74.
5. Имитационная модель шестифазной вентильной машины с возбуждением от постоянных магнитов / А. С. Адалев, В. Г. Кучинский, Е. Н. Попков, А. И. Фильчиков, В. М. Чайка // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2012. – № 2-1 (147). – С. 283–291.
6. Пронин М. В., Воронцов А. Г. Электромеханотронные комплексы и их моделирование на ЭВМ по взаимосвязанным подсистемам / М. В. Пронин, А. Г. Воронцов. – Санкт-Петербург: Ладога, 2020. – 336 с.
7. Современные вентильные электродвигатели с постоянными магнитами для привода нефтеперекачивающих насосов и перспективы их использования на объектах ТЭК / А. С. Адалев, С. А. Булгаков, А. С. Кибардин, В. Г. Кучинский, В. Ф. Сойкин // Трубопроводный транспорт. – 2008. – № 1 (11). – С. 64–67.
8. Моделирование и оптимизация магнитных систем электродвигателей / В. М. Амосков, А. В. Белов, Т. Ф. Белякова, В. П. Кухтин, В. Г. Кучинский, Е. А. Ламзин, С. Е. Сычевский, В. А. Тарасовский // Электричество. – 2010. – №4. – С. 21–32.

9. Ерохин А. М., Коротков Б. А., Попков Е. Н. Уравнения и схемы замещения многообмоточной электрической машины в фазных координатах. / А. М. Ерохин, Б. А. Коротков, Е. Н. Попков // Труды ЛПИ им. М. И. Калинина. – 1986. – № 421. – С. 68–76.
10. Альбертинский А. Б., Коротков Б. А., Попков Е. Н. Применение структурных ориентированных чисел для анализа переходных процессов в электрических сетях / А. Б. Альбертинский, Б. А. Коротков, Е. Н. Попков // Труды ЛПИ им. М. И. Калинина. – 1980. – № 369. – С. 32–36.
11. Альбертинский А. Б., Попков Е. Н. Определение начальных значений токов индуктивностей в электрических цепях переменной структуры / А. Б. Альбертинский, Е. Н. Попков // Электромеханические и электромагнитные элементы систем управления: сборник. – Уфа, 1983. – С.116–119.
12. Мельников Н. А. Матричный метод анализа электрических цепей / Н. А. Мельников. – Москва: Энергия, 1972. – 232 с.
13. Вайнштейн Л. М., Мельников Н. А. О возможности замены схем со взаимной индукцией эквивалентными без взаимной индукции / Л. М. Вайнштейн, Н. А. Мельников // Электричество. – 1965. – № 5. – С. 16–18.
14. Беляков Н. Н., Зихерман М. Х. Учет насыщения силовых трансформаторов при расчетах перенапряжений / Н. Н. Беляков, М. Х. Зихерман // Труды ВНИИЭ. – 1969. – Вып. 36.
15. Меньшиков Н. Н., Попков Е. Н., Фешин А. О. Windows – версия вычислительного комплекса «РИТМ» / Н. Н. Меньшиков, Е. Н. Попков, А. О. Фешин // Неделя науки СПбПУ: сб. материалов. – Санкт-Петербург: Политех-Пресс, 2019. – С. 59–62.
16. Бирзниекс Л. В. Импульсные преобразователи постоянного тока / Л. В. Бирзниекс. – Москва: Энергия, 1974. – 255 с.
17. Кучинский В. Г., Попков Е. Н., Чайка В. М. Управляемые преобразователи частоты для регулируемых приводов / В. Г. Кучинский, Е. Н. Попков, В. М. Чайка // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2013. – № 5 (181). – С. 67–72.

Адалев Алексей Сергеевич, канд. техн. наук, начальник лаборатории отдела электроэнергетических систем НИИЭФА им. Д. В. Ефремова. E-mail: adalev@mail.ru

Кучинский Владимир Георгиевич, д-р техн. наук, ст. науч. сотр., заместитель научного руководителя НИИЭФА им. Д. В. Ефремова. E-mail: kuchinski@niiefa.spb.su

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

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

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

УДК 621.311

И. Триандофилиди, А. А. Юрганов

Эквивалентная модель бесщеточной системы возбуждения и методика экспериментального определения ее параметров в заводских условиях

Предлагается простой и точный метод экспериментального определения параметров модели бесщеточных возбудителей во время заводских испытаний головных образцов.

Ключевые слова: регулирование возбуждения синхронных машин, бесщеточный возбудитель, моделирование, частотные характеристики.

Введение

Бесщеточные системы регулирования возбуждения (БСВ) широко применяются для комплектования систем автоматического регулирования возбуждения (САРВ) синхронных машин – генераторов в широком диапазоне мощности и двигателей мощностью до 12 МВт. Для анализа влияния БСВ на электромеханические процессы в энергосистемах необходимо иметь их адекватные математические модели.

На рис. 1 представлена принципиальная схема бесщеточной системы автоматического регулирования (САРВ) мощного синхронного генератора. Это система косвенного действия, так как сигнал управления от АРВ поступает на обмотку возбуждения главного генератора через вспомогательный генератор (возбудитель).

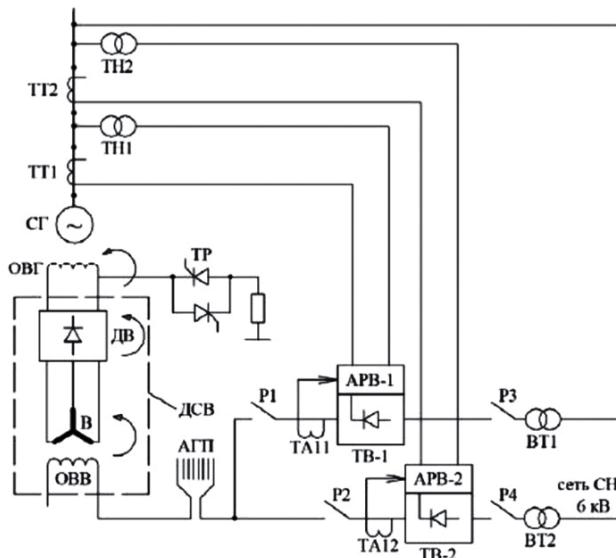


Рис. 1. Система бесщеточная диодная (СБД) мощного синхронного генератора с тиристорным возбуждением (ТВ-1, ТВ-2) обмотки возбуждения возбудителя

На рис. 1 обозначено:

АГП – автомат гашения поля;

АРВ-1, АРВ-2 – автоматические регуляторы возбуждения первого и второго каналов;

В – обращенный синхронный возбудитель и его обмотка возбуждения;

ВТ-1, ВТ-2 – выпрямительные трансформаторы первого и второго каналов;

ДВ – вращающийся диодный выпрямитель;
 ДСВ – диодный синхронный возбудитель;
 СГ – синхронный генератор;
 ОВВ – обмотка возбуждения возбудителя;
 ОВГ – обмотка возбуждения генератора;
 Р1, Р2, Р3, Р4 – разъединители;
 ТА11, ТА12 – датчики тока возбуждения возбудителя;
 ТВ-1, ТВ-2 – тиристорные выпрямители первого и второго канала для питания ОВВ;
 ТР – тиристорный разрядник;
 ТТ1, ТТ2, ТН1, ТН2 – измерительные трансформаторы тока и напряжения первого и второго каналов.

Бесщеточный возбудитель представляет собой синхронный генератор обращенного исполнения, якорь которого с обмоткой переменного тока через неуправляемый диодный выпрямитель жестко соединен с обмоткой возбуждения синхронной машины. Обмотка возбуждения возбудителя расположена на его статоре. Главное достоинство бесщеточных возбудителей состоит в отсутствии контактных колец и щеточного контакта в цепи обмотки ротора синхронной машины и в сокращении длины валопровода агрегата.

В работе [1], представленной на конференции IEEE, выполнено сравнение двух моделей бесщеточного возбудителя – по полным уравнениям, как синхронного генератора, работающего на неуправляемый выпрямитель (рис. 2, а), и классической модели согласно стандарту IEEE 421.5 [2] (рис. 2, б).

При этом параметры и упрощенной модели T_E , K_E подбирались вручную итерационно до совпадения выходных сигналов возбудителей.

Точность модели IEEE оценивалась по степени совпадения ее переходных процессов с подробной моделью при следующих расчетных возмущениях:

- ступенчатое воздействие $+/- 10\%$ на уставку АРВ в режиме холостого хода;
- ступенчатое воздействие $+/- 3\%$ на уставку АРВ при работе генератора в сети;
- трехфазное краткое замыкание на высоковольтной стороне повышающего трансформатора.

По результатам проведенных вычислительных экспериментов авторы приходят к выводу, что:

- полученные результаты можно классифицировать как «довольно похожие»;
- модель возбудителя по стандарту IEEE обеспечивает в основном результаты, которые подходят для анализа устойчивости энергосистемы при малых и больших возмущениях;
- основные характеристики в целом одинаковы для обеих моделей.

В России в течение длительного времени ведутся исследования с целью получения максимально простой и достаточно точной модели бесщеточного возбудителя, пригодной для расчета электромеханических колебаний и выбора настроек АРВ. При этом, учитывая то, что частота колебаний, возникающих в системе (межсистемных $0,2-0,8$ Гц, внутрисистемных $0,8-2$ Гц и внутренних $2-6$ Гц) существенно ниже частоты коммутации полупроводниковых преобразователей, было принято допущение о возможности пренебрежения переходными процессами в тиристорном и диодном выпрямителях.

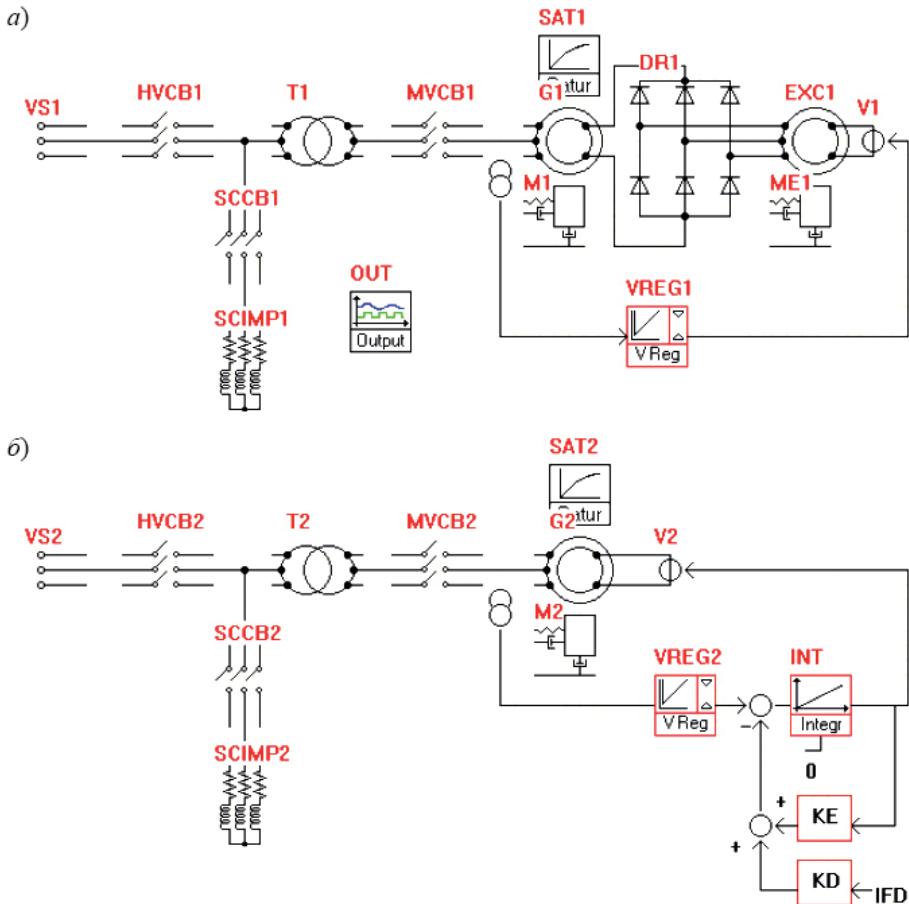


Рис. 2. Модели бесщеточного возбудителя, сравниваемые в работе [1]:
а) подробная модель, б) модель из стандарта IEEE

В результате проведенных исследований получена очень простая легко поддающаяся моделированию модель БСВ, учитывающая инерционность контура возбуждения и реакцию якоря обращенного генератора на изменение нагрузки (тока возбуждения главного генератора), представленная на рис. 3 и описываемая одним уравнением (1).

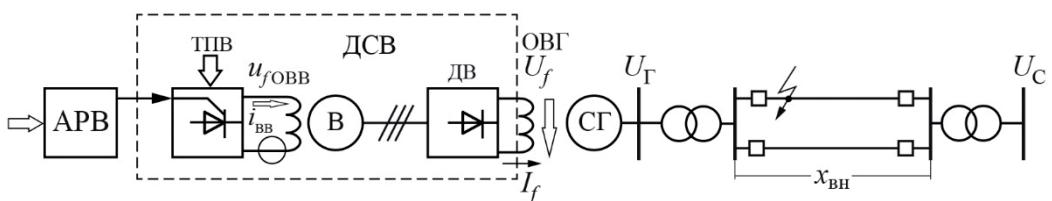


Рис. 3. Структурная схема исследуемой энергосистемы
(обозначения элементов БСВ те же, что на рис. 1)

$$U_f = K \frac{1}{1 + pT_1} u_{fOBB} - (K - 1) \frac{1 + pT_2}{1 + pT_1} I_f; \quad u_{fOBB} = U_{APB}; \quad U_f \geq 0. \quad (1)$$

Формулы, определяющие коэффициент K и постоянные времени T_1, T_2 , приведены в [3]. Для их применения необходимо знать большое количество данных о параметрах

обращенного синхронного генератора и режимах работы диодного преобразователя, которые трудно получить от предприятия-изготовителя.

В результате на практике постоянно встречаются случаи, когда рассчитывается устойчивость генераторов или выбираются настройки АРВ, входящих в состав БСВ, с применением не реальных параметров возбудителя, а тех, которые удалось получить из литературы.

Предлагаемая статья посвящена разработке простой и надежной методики экспериментального определения параметров эквивалентных математических моделей (1) головных образцов типопредставителей бесщеточных возбудителей в процессе их приемочных испытаний и проверке точности формируемых по этим параметрам математических моделей.

Для этого обратимся к структурной схеме эквивалентной модели (см. рис. 3) и ее математическому описанию. В режиме холостого хода (при отключении ОВГ от ДВ) в уравнении (1)) $I_f = 0$, оно превращается в уравнение апериодического звена первого порядка:

$$U_f = K \frac{1}{1 + pT_1} u_f. \quad (2)$$

Если снять любым доступным методом амплитудно-частотную характеристику реального возбудителя в этом режиме, то по ее виду не составит труда определить численные значения K и T_1 . С другой стороны, при закорачивании выхода вращающегося возбудителя $U_f = 0$, и уравнение (1) в этом случае превращается в уравнение апериодического звена первого порядка, но теперь уже связывающее между собой сигналы $u_{\text{ОВВ}}$ и I_f . АО «Силовые машины» разработана методика и аппаратура для измерения тока и напряжения возбудителя в процессе его заводских испытаний:

$$I_f = \frac{K}{K - 1} \frac{1}{(1 + T_2)} u_f. \quad (3)$$

По экспериментальной частотной характеристике возбудителя в этом режиме определяется постоянная времени T_2 .

Поскольку у авторов не было технической возможности реализовать режимы холостого хода и короткого замыкания в процессе приемочных испытаний реального возбудителя на заводе-изготовителе, изложенная методика была применена в процессе вычислительных экспериментов с подробными математическими моделями мощного бесщеточного возбудителя типа БВД-3400-3000ТЗ.

1. Методология сравнения

После определения параметров эквивалентной модели сравнительное исследование выполнено для модели энергосистемы (ЭС), включающей в себя синхронный генератор, работающий через линию на энергосистему бесконечной мощности (рис. 3). Связь с шинами моделировалась эквивалентным внешним сопротивлением $x_{\text{вн}}$. Сравнивались два варианта, различие между которыми заключалось в моделировании возбудителей. Один из них был смоделирован как трехфазная синхронная машина, подающая напряжение на обмотку возбуждения через трехфазный диодный выпрямитель. Вторая, эквивалентная, модель возбудителя соответствовала уравнению (1). Параметры K , T_1 и T_2 определены ниже. Анализ проводился путем сравнения выходных параметров генераторов обеих моделей при:

- ступенчатом воздействии $+/- 3\%$ на уставку по напряжению при работе генератора в сети с номинальными значениями активной мощности и напряжения;
- трехфазном кратком замыкании на высоковольтной стороне повышающего трансформатора ($x_T = 0,11$ о.е.).

Точность эквивалентирования оценивалась относительной величиной максимального расхождения между подробной и упрощенной моделями.

Отличие от методики, использованной в [1] состоит только в том, что для чистоты эксперимента и исключения влияния каналов стабилизации регулятора по производным режимных параметров на переходные процессы в АРВ был реализован ПИ-алгоритм по отклонению напряжения с пропорциональным коэффициентом регулирования $K_{0U_n} = 10$ е.в.н./е.н. и постоянной времени интегрирования $T_i = 0,5$ с. Предыдущие исследования на физических моделях показали целесообразность такого допущения.

2. Программы моделирования

Для определения параметров упрощенной модели БСВ и сравнительного анализа была выбрана имитационная среда *Simulink MatLab*, которая:

- позволяет детально моделировать трехфазные системы и вычислять фазные токи и напряжения;
- содержит модели синхронных машин с минимальными допущениями;
- достаточно подробно моделирует полупроводниковые преобразователи;
- позволяет легко моделировать, обрабатывать и визуализировать переходные процессы;
- позволяет легко реализовывать передаточные функции в частотной области.

3. Параметры исследуемой системы

$$\begin{array}{llll} S = 1111 \text{ МВ}\cdot\text{А}, & x_d'' = 0,269\%, & x_q = 2,82, & T_{d0}'' = 0,312 \text{ с}, \\ U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ}, & x_d' = 0,382\%, & x_q'' = 0,387, & T_{q0}'' = 0,312 \text{ с}, \\ \cos \varphi = 0,9, & x_d = 2,82\%, & T_{d0} = 9,8 \text{ с}, & GD^2 = 56 \text{ тм}^2, \\ p = 1, & x_s = 0,269\%, & T_d' = 1,33, & x_{\text{внеш}} = 0,4 \text{ о.е.}, \end{array}$$

где p – число пар полюсов, $x_{\text{внеш}}$ – эквивалентное внешнее сопротивление.

4. Определение параметров упрощенной модели возбудителя

В соответствии с приведенной в разделе 1 методикой были получены частотные характеристики подробной модели возбудителя в двух режимах – холостого хода и короткого замыкания (рис. 4, 5). В процессе экспериментов на вход возбудителя (рис. 2) подавался сигнал

$$u_f = u_{f0} + A \sin \omega t; \quad (4)$$

где u_{f0} – постоянный сигнал смещения, обеспечивающий в режиме холостого хода среднее значение напряжения возбуждения $U_{f0} = 1$ е. в. н., а в режиме короткого замыкания среднее значение тока возбуждения $I_{f0} = 1$ е. в. н.;

$A = 0,1$ е. в. н – амплитуда переменной составляющей сигнала;

$\omega = (0,0032 \div 32)$ Гц – частота переменной составляющей сигнала.

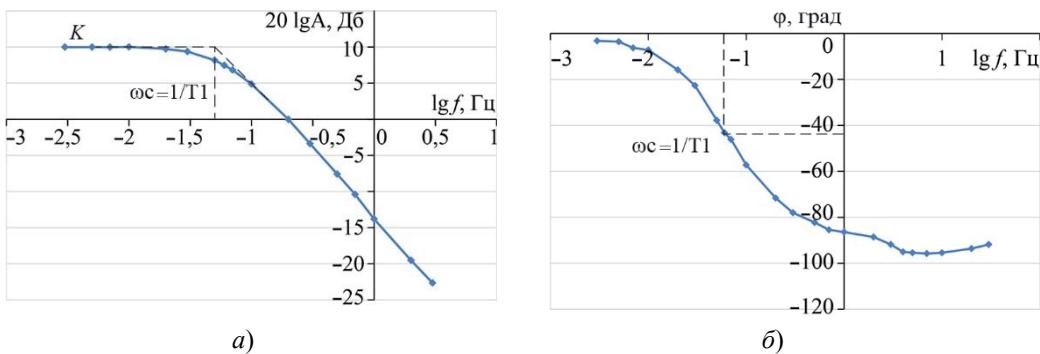


Рис. 4. Частотные характеристики точной модели бесщеточного возбудителя в режиме его холостого хода: а) амплитудно-частотная, б) фазочастотная

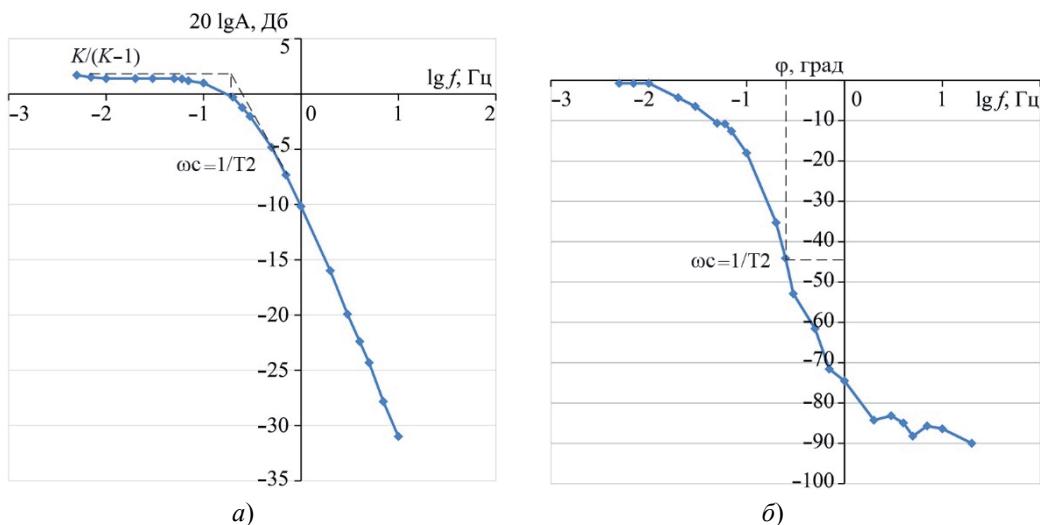


Рис. 5. Частотные характеристики бесщеточного возбудителя в режиме короткого замыкания: а) амплитудно-частотная, б) фазочастотная

По ним легко определяются значения коэффициента $K = 3,14$ и постоянных времени $T_1 = 2,2$ С, $T_2 = 0,55$ С. Таким образом, принятый для исследования бесщеточный возбудитель БВД-3400-3000ТЗ производства АО «Силовые машины» может быть описан простым дифференциальным уравнением:

$$U_f = 3,14 \frac{1}{1 + p2,2} u_{f\text{OBB}} - 2,14 \frac{1 + p0,55}{1 + p2,2} I_f; \quad u_{f\text{OBB}} = U_{\text{APB}}; \quad U_f \geq 0. \quad (5)$$

5. Сравнение моделей

На рис. 6, 7 приведены осциллограммы переходных процессов при ступенчатом воздействии $\pm 3\%$ на уставку по напряжению генератора и трехфазном коротком замыкании на шинах генератора, работающего в сети с номинальной активной мощностью. Оценка погрешности параметра Π_i для эквивалентной модели по сравнению с точной выполнялась по формуле:

$$\delta_{\max} = \frac{\Pi_i \text{ точн} - \Pi_i \text{ экв}}{\Pi_i \text{ ном}} 100 \%. \quad (6)$$

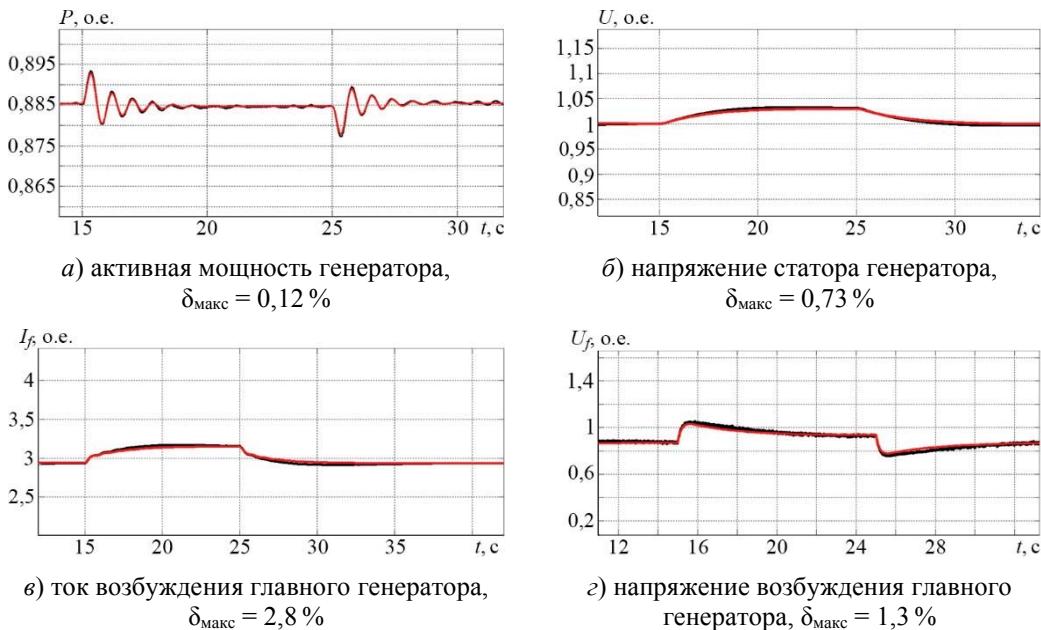


Рис. 6. Сравнение результатов при скачке уставки на +3/-3 %:

— полная модель; — эквивалентная модель

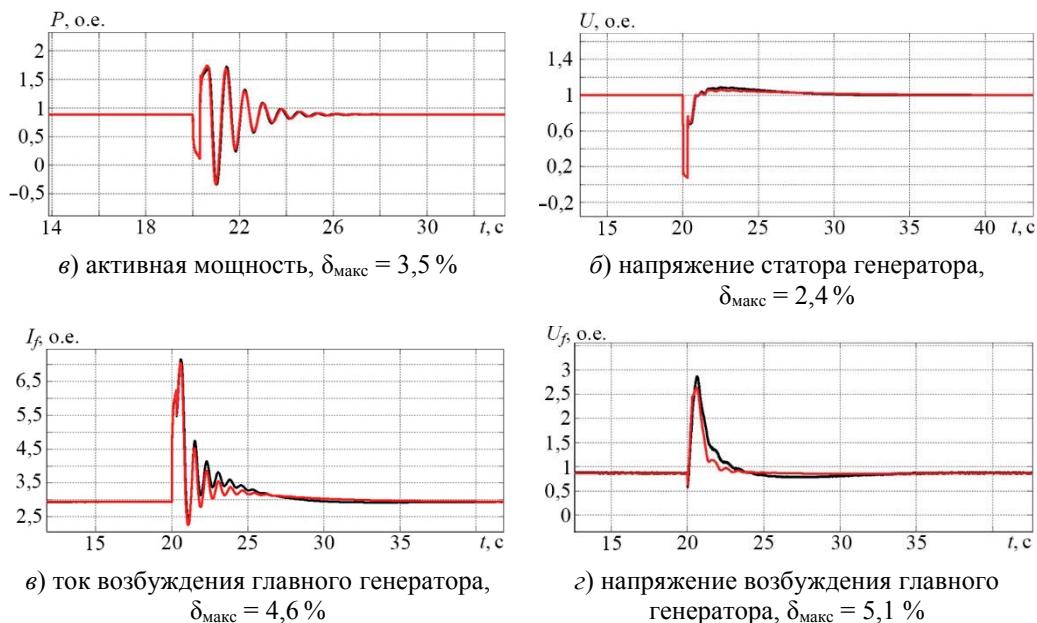


Рис. 7. Сравнение результатов при коротком замыкании:

— полная модель; — эквивалентная модель

Видно, что намного более простая, чем модели западных стандартов и фирм, эквивалентная модель возбудителя обеспечивает при малых возмущениях, практически идеальное совпадение. Это позволит использовать ее при решении наиболее актуальной задачи – аналитического выбора настройки каналов стабилизации АРВ, обеспечивающей максимальный уровень колебательной статической устойчивости ЭС. При больших возмущениях погрешность не превышает 5 %, что вполне допустимо.

Выводы

1. Использование математических моделей бесщеточных возбудителей, рекомендуемых стандартом IEEE 421.5-2005, требует получения от изготовителя большого количества параметров выпускаемого оборудования (см. уравнения 5.10–5.15 в [3]), которые даже не определяются в процессе заводских испытаний.
2. Параметры разработанной в РФ эквивалентной модели БСВ достаточно просто определяются по частотным характеристикам, снятым в опытах холостого хода и короткого замыкания реальных образцов-во время заводских испытаний.
3. Полученные по этой методике модели обеспечивают высокую точность моделирования переходных процессах ЭЭС при малых и больших возмущениях.
4. Целесообразно включить предлагаемую методику в программы заводских испытаний типопредставителей БСВ.

Список литературы

1. Taborda J. Comparison between Detailed and Simplified AC Exciter Models / J. Taborda. – URL: 978-1-4244-6551-4/10\$26/00 C2010 IEEE.
2. Стандарт IEEE 421.5-2005 Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies.
3. Юрганов А. А., Кожевников В. А. Регулирование возбуждения синхронных генераторов / А. А. Юрганов, В. А. Кожевников. – Санкт-Петербург: «Наука», 1996. – 137 с.

Триандофилиди Иван, магистр, инженер ООО «СпецТехнологии».

E-mail: ioanis.tr@mail.ru

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

E-mail: aayurganov@mail.ru

РАЗРАБОТКА И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ, АВТОМАТИКИ И РЕГУЛИРОВАНИЯ

УДК 621.314

Б. Андранович, А. С. Герасимов, Л. А. Кощеев, В. А. Крицкий, А. А. Лисицын

Интеллектуальное управление режимами изолированно работающей энергосистемы

Изолированная работа локальных энергосистем, относительно небольших по мощности, имеет ряд особенностей, связанных, в первую очередь, с процессами режимного регулирования перетоков частоты и мощности. Также есть особенности в решении задачи обеспечения надежности и живучести энергосистемы при различных нарушениях ее работы.

Колебания режимных параметров в такой энергосистеме, возникающие из-за номинальных и ненормативных аварийных дисбалансов активной и реактивной мощности в условиях отсутствия взаимопомощи со стороны смежных энергосистем, происходят гораздо интенсивнее. Соответственно, к системам режимного и противоаварийного регулирования, функционирующему в изолированной энергосистеме, предъявляются особые требования, связанные с необходимостью обеспечения параметров электрического режима в допустимых пределах. Кроме того, в таких энергосистемах остро стоит проблема обеспечения достаточного уровня резервов первичного и вторичного регулирования частоты.

Ключевые слова: энергосистема, противоаварийное управление, регулирование частоты, изолированная работа, газовая турбина, технологическая защита.

Изолированная работа локальных, сравнительно небольших по уровню потребления электроэнергии энергосистем (ЭС), имеет ряд особенностей, связанных, прежде всего, с процессами режимного регулирования частоты и перетоков мощности, а также с обеспечением надежности и живучести энергосистемы при возникновении различных нарушений в ее работе.

Изменение режимных параметров в такой энергосистеме вследствие возникающих в условиях эксплуатации нормативных и ненормативных аварийных небалансов активной и реактивной мощности в условиях отсутствия взаимопомощи от смежных энергосистем происходит гораздо интенсивнее. Соответственно, к системам режимного и противоаварийного управления в изолированно работающей энергосистеме предъявляются особые требования, связанные с необходимостью обеспечения нахождения параметров электрического режима в диапазоне допустимых значений.

Основной задачей противоаварийного управления (ПАУ) в крупных энергообъединениях, соединенных между собою мощными электрическими связями и обладающими достаточным количеством первичного и вторичного резерва активной мощности, является предотвращение нарушения устойчивости параллельной работы отдельных частей энергообъединения и обеспечение нормативных запасов устойчивости. Существенное изменение частоты переменного напряжения в таких энергосистемах может возникать только при аварийном отключении особо крупных энергоблоков или электростанций, а также в результате совокупности аварийных возмущений, приводящей к нарушению устойчивости параллельной работы в случае отказа или неправильной работы устройств автоматического предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ), а также в случае отсутствия такой противоава-

рийной автоматики. При этом, обычно в качестве пусковых факторов срабатывания автоматики предотвращения нарушения устойчивости принимаются отключения линий электропередачи, а основные управляющие воздействия направлены на отключение потребителей и генерации.

В отличие от крупных энергосистем, изолированно работающие энергосистемы сравнительно небольшой мощности, в первую очередь, наиболее чувствительны к возникновению небалансов активной мощности, вызванных аварийными отключениями генераторов ($\Delta P_{\text{НБ}}$). Последствиями возникновения таких небалансов могут являться недопустимые изменения частоты переменного напряжения (кратковременные или длительные), приводящие, ввиду определенных технологических особенностей первичных двигателей, к дополнительному отключению генераторов электростанций и возникновению лавины частоты. Данное обстоятельство может быть обусловлено как соизмеримостью мощностей аварийно отключаемых энергоблоков или электростанций с суммарной мощностью самих изолированных ЭС, так и относительно небольшими значениями эквивалентных инерционных постоянных времени таких энергетических систем.

Достаточно долгое время в изолированных энергосистемах России задача ПАУ, связанная с предотвращением возникновения недопустимого снижения частоты при недостаточных объемах или скорости реализации резервов активной мощности, решалась за счет применения устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР), действующих в процессе развития частотной аварии с заданной выдержкой времени и уставкой срабатывания по частоте на отключение потребителей. Решение рассматриваемой задачи ПАУ путем использования исключительно устройств АЧР было вполне оправданно ввиду фактического отсутствия в изолированных ЭС России газотурбинных (ГТУ) и парогазовых установок (ПГУ), активно внедряющихся в нашей стране последнее время.

Основные различия между ГТУ и «классическими» паротурбинными (ПТ) энергоблоками связаны как с различными технологическими ограничениями, например ограничениями на длительную работу при пониженных частотах, так и с особенностями работы технологических защит таких энергоблоков, приводящих зачастую к их отключению (или разгрузке до холостого хода) при значительных величинах или скоростях отклонения частоты в ЭС. Наиболее яркими примерами таких отключений или разгрузок могут являться аварийные события в Калининградской энергосистеме в 2011, 2012 и 2013 гг., а также авария, произошедшая в энергосистеме Великобритании 09.08.2019 г.

Таким образом, для обеспечения эффективности ПАУ в небольших по мощности изолированно работающих энергосистемах необходимо применять особые системы противоаварийного управления.

Специалистами АО «НТЦ ЕЭС» и АО «СО ЕЭС» в 2018–2019 гг. был разработан алгоритм программно-технического комплекса противоаварийной автоматики (ПТК ПА), позволяющий оптимизировать решение рассматриваемой задачи ПАУ путем расчета величины возникающего небаланса $\Delta P_{\text{НБ}}$ и оптимальных объемов управляющих воздействий (УВ) в онлайн-режиме. Преимущества применения разработанного комплекса противоаварийной автоматики, по сравнению с традиционными АЧР и дополнительной аварийной разгрузкой (ДАР), были показаны во время

проведения испытаний по выделению на изолированную работу Калининградской энергосистемы в мае 2019 г.

Основной сложностью при разработке алгоритма ПТК ПА являлось определение коэффициента регулирующего эффекта генерации по частоте k_r для текущей величины резерва активной мощности в изолированной ЭС. В общем случае, значение коэффициента k_r определяется достаточно большой совокупностью факторов, таких как: состав генераторов электростанций, схемно-балансовая ситуация, наличие вращающегося резерва, положение рабочей точки регуляторов частоты вращения в зоне нечувствительности и др., – и может варьироваться в весьма широких пределах при одном и том же потреблении энергосистемы (от 0 при отсутствии первичного резерва до значения 25 и более).

С целью оптимизации расчетов объемов УВ алгоритм ПТК ПА был дополнен автоматическим расчетом уставки k_r с учетом величины вращающегося резерва на основании выражения (1) и логического условия (2), характеризующего отсутствие резерва активной мощности на i -м энергоблоке и неучастие его в первичном регулировании частоты.

$$\left. \begin{aligned} k_r &= K'_{rf} \cdot \rho \cdot f(\rho) \cdot \sum P_{t_i \text{ hom}} + K_{hf} \cdot \sum P_h; \\ K'_{rf} &= \frac{\sum_{i=1}^n (K_{r_i f} \cdot P_{r_i \text{ hom}, t})}{\sum_{i=1}^n P_{r_i \text{ hom}, t}}; \\ \rho &= \frac{\sum_{i=1}^n P_{r_i \text{ hom}, t}}{\sum P_h}; \\ f(\rho) &= \left(1 - \frac{1}{\rho}\right)^{\frac{1}{r}}, \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

$$\text{если } \frac{P_{r_i}}{P_{r_i \text{ hom}, t}} = 1, \text{ то } K_{r_i f} = 0, \quad (2)$$

где K'_{rf} – крутизна статической характеристики автоматического регулятора частоты вращения эквивалентного генератора;

ρ – коэффициент резерва;

$f(\rho)$ – функция аппроксимации экспериментальных или расчетных данных об изменениях частоты переменного напряжения при аварийном отключении энергоблоков при различных величинах ρ ;

$\sum P_{t_i \text{ hom}}$ – сумма номинальных мощностей турбинного оборудования, участвующего в первичном регулировании частоты, МВт;

K_{hf} – регулирующий эффект нагрузки по частоте;

$\sum P_h$ – сумма мощностей нагрузочных узлов ЭЭС, МВт;

$K_{r_i f}$ – паспортное значение крутизны статической характеристики автоматического регулятора частоты вращения i -го энергоблока;

$P_{r_i \text{ nom. } t}$ – номинальная мощность i -го энергоблока для текущей температуры наружного воздуха, МВт;

r – показатель степени функции аппроксимации экспериментальных или расчетных данных об изменениях частоты переменного напряжения при аварийном отключении энергоблоков при различных величинах ρ ;

P_{r_i} – текущая мощность i -го энергоблока, МВт.

Принятое решение позволило обеспечить корректный учет регулирующего эффекта генерации по частоте и выбор объемов отключения нагрузки при аварийном отключении энергоблоков в изолированно работающей Калининградской энергосистеме и, соответственно, обеспечить устойчивый переход к послеаварийному режиму без рисков возникновения неконтролируемого снижения частоты.

Помимо особых требований к системам противоаварийного управления в изолированно работающих энергосистемах возникают сложности с организацией режимного управления, в частности первичного и вторичного регулирования частоты.

Особые требования к автоматическим системам регулирования частоты и мощности в изолированно работающих энергосистемах определяются теми же факторами, что и требования к противоаварийному управлению – высокой интенсивностью изменения режимных параметров при возникновении небалансов активной мощности, а также существенным их влиянием на надежность работы энергосистемы.

В части систем регулирования энергоблоков ПГУ и ГТУ при их работе в составе изолированной энергосистемы особое внимание должно быть уделено настройке параметров срабатывания различных технологических защит энергоблоков, направленных на обеспечение защиты генерирующего оборудования при резких изменениях напряжения и частоты в энергосистеме.

Так исследования, проведенные с целью определения возможности работы Калининградской ТЭЦ-2 в условиях выделения энергосистемы Калининградской области на изолированную от ЕЭС России работу, показали, что в подавляющем большинстве случаев, настройки технологических защит энергоблоков, предложенные производителем, в условиях изолированной работы энергосистемы приводят к ложному срабатыванию автоматики, разгрузке энергоблоков до нагрузки собственных нужд энергоблоков, а в некоторых случаях к отключению энергоблоков от сети.

Аналогичные результаты были получены при проведении исследований систем регулирования газотурбинных установок, применяемых на Маяковской, Талаховской и Прегольской ГТЭС Калининградской энергосистемы. Исследования показали, что выбранные производителем настройки технологических защит обеспечивают отсутствие ложного или неправомерного срабатывания защит в нормальных условиях параллельной работы энергосистемы Калининградской области с ЕЭС России, однако в половине расчетных случаев, связанных с работой энергосистемы Калининградской области изолированно от ЕЭС России, а также изолированной работе ГТЭС на выделенный энергорайон происходит ложное срабатывание защит с отключением энергоблока от сети.

По результатам исследований производителю газотурбинных установок были даны рекомендации по изменению параметров настройки технологических защит энергоблоков.

Для проверки правильности предложенных технических решений по корректировке алгоритмов работы технологической защиты ГТУ Калининградской ТЭЦ-2, а также параметров и логики технологических защит Маяковской, Талаховской и Прегольской ГТЭС в энергосистеме Калининградской области в период 2014–2018 гг. была проведена серия экспериментов, подтвердивших эффективность предложенных технических решений. В 2019 г. Калининградская энергосистема прошла успешные испытания на работоспособность в изолированном режиме.

Еще одной особенностью регулирования частоты в небольших изолированно работающих энергосистемах является необходимость поддержания на электростанциях энергосистемы достаточных резервов первичного и вторичного регулирования. Особенность эта связана, прежде всего с тем, что при возникновении небаланса активной мощности, связанного с отключением генерирующих источников, в изолированной энергосистеме одновременно существенно снижаются резервы мощности, и соответственно снижается эффективность первичного и вторичного регулирования частоты. Соответственно, задача как можно более быстрого и эффективного восстановления резервов первичного и вторичного регулирования частоты с минимизацией риска возникновения аварийных ситуаций, связанных с недостаточностью регулировочного диапазона энергоблоков, участвующих в первичном и вторичном регулировании частоты, становится существенно значимой для обеспечения надежной работы такой энергосистемы.

Для решения этой задачи была разработана система автоматического третичного регулирования, решающая задачи восстановления резервов регулирования (определения необходимых объемов первичного и вторичного резервов мощности и их размещения на электростанциях) в автоматическом режиме в реальном времени. Система решает следующие задачи:

- восстановление и поддержание необходимой величины резерва первичного регулирования на энергоблоках электростанций;
- определение электростанции, осуществляющей вторичное регулирование частоты в энергосистеме в зависимости от имеющихся в данный момент резервов мощности;
- восстановление и поддержание необходимой величины резервов первичного и вторичного регулирования на электростанциях путем:
 - ◆ автоматического изменения планового задания активной мощности энергоблоков;
 - ◆ автоматического пуска энергоблоков, назначенных в качестве резервных, или отключения энергоблоков, переводя их в резервные;
- оптимизация распределения резервов регулирования по электростанциям.

Система автоматического третичного регулирования разработана как управляющий комплекс, функционирующий в режиме реального времени в среде ОИК. Информацию о текущем режиме работы энергосистемы комплекс получает непосредственно из ОИК, а информацию о текущей загрузке энергоблоков, заданиях их плановой мощности, а также о величинах фактических резервов первичного и вторичного регулирования, размещенных на энергоблоках, комплекс получает непосредственно из САРЧМ (АСУ ТП) электростанций.

Система автоматического третичного регулирования разработана таким образом, чтобы обеспечивать восстановление резервов первичного и вторичного регу-

лирования за время порядка 15–20 мин, при этом резерв третичного регулирования составляют энергоблоки, находящиеся во вращающемся резерве. Рассматривается вопрос о возможности реализации в системе автоматического третичного регулирования функции автоматического пуска энергоблоков, которые могут быть запущены и синхронизированы с электрической сетью за время, не превышающее 40 мин. Реализация такой функции позволит более полно реализовывать резервы третичного регулирования, имеющиеся в энергосистеме.

Выдача заданий на изменение плановых мощностей энергоблоков, а также на пуск или останов энергоблоков осуществляется через АСУ ТП САРЧМ электростанций или энергоблоков, которые также осуществляют обратную связь с управляющим комплексом для передачи информации о выполнении соответствующего задания или о невозможности его выполнения по какой-либо причине.

Необходимо отметить, что инновационная система автоматического третичного регулирования активной мощности была разработана в России впервые. Опыт эксплуатации разработанной системы регулирования позволит уточнить и, возможно, улучшить уникальные технические решения, которые легли в основу разработки, а также выявит целесообразность тиражирования разработанных технических решений и внедрения подобных систем третичного регулирования частоты в других энергосистемах ЕЭС России.

Список литературы

1. Организация противоаварийного управления при аварийном дефиците мощности в изолированной энергосистеме / Б. Андранович, Г. Ф. Бинько, Е. П. Грабчак, А. В. Жуков, Т. В. Купчиков, Р. Г. Миляев, С. А. Павлушкино, Е. И. Сацук // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2019. – № 2 (81). – С. 6–13
2. Особенности регулирования частоты и перетоков мощности в изолированно работающих энергосистемах / Б. И. Аюев, Г. Ф. Бинько, А. С. Герасимов, О. В. Гуриков, А. В. Жуков, Р. Г. Миляев, С. А. Павлушкино, А. Н. Смирнов // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2020. – № 1(82). – С. 124–130.

Андранович Богдан, старший научный сотрудник отдела противоаварийной автоматики АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление». E-mail: andranovich@ntcees.ru

Герасимов Андрей Сергеевич, канд. техн. наук, доцент, заместитель генерального директора – директор департамента системных исследований и перспективного развития АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление». E-mail: gerasimov@ntcees.ru

Кощеев Лев Ананьевич, д-р техн. наук, профессор, заместитель генерального директора – научный руководитель АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление». E-mail: ntc@ntcees.ru

Крицкий Виктор Анатольевич, генеральный директор АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление». E-mail: ntc@ntcees.ru

Лисицын Андрей Андреевич, заместитель генерального директора – директор департамента противоаварийной автоматики, систем управления и релейной защиты АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление». E-mail: lisitsyn_a@ntcees.ru

УДК 621.314

Д. А. Елисеев, А. С. Зеленин, С. Е. Касьянов

Разработка алгоритма автоматики ликвидации асинхронного режима для микропроцессорных систем с использованием MATLAB Simulink

Разработан алгоритм ликвидации асинхронного режима для микропроцессорных систем в формате программного комплекса *MATLAB Simulink*. Разработанный алгоритм был установлен на микропроцессорное устройство *UEISIM*, обладающее платами аналогового и дискретного ввода и вывода. Полученный макет устройства автоматики ликвидации асинхронного режима был испытан на тестовой модели энергосистемы на программно-аппаратном комплексе моделирования энергосистем в режиме реального времени (ПАК РВ, *RTDS*) в соответствии с методикой сертификационных испытаний, приведенной в стандарте 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».

Ключевые слова: асинхронный режим, асинхронный ход, противоаварийная автоматика, автоматика ликвидации асинхронного режима, алгоритм, микропроцессорная система, сертификационные испытания, АЛАР, *RTDS*, *UEISIM*, *Matlab*, *Simulink*, *Simulink Embedded Coder*, генерация кода.

1. Задача ликвидации асинхронного режима

1.1. Описание асинхронного режима

Асинхронный режим энергосистемы характеризуется наличием как минимум двух групп генераторов, вращающихся с разной частотой. Данный режим является аварийным режимом работы энергосистемы и должен ликвидироваться в кратчайшие сроки.

Во время асинхронного режима в энергосистеме наблюдаются нестационарные колебания всех параметров электроэнергетического режима: действующих значений токов и напряжений, активных и реактивных мощностей, частоты напряжения. Асинхронный режим может вызывать:

- ложную работу устройств РЗА;
- отключение крупной нагрузки при снижении или потере напряжения;
- нарушение технологического процесса на электростанциях при снижении напряжения на шинах собственных нужд;
- ложную работу устройств локальной противоаварийной автоматики (ПА).

Снижение напряжения в узлах энергосистемы, близких к крупным электростанциям, может приводить к развитию асинхронного режима и увеличению количества групп генераторов, вращающихся с различной частотой. В таком случае асинхронный режим называется многочастотным, если же количество групп генераторов строго равно двум, то двухчастотным.

Асинхронные режимы сопровождаются перемещением центра электрических качаний (далее – ЭЦК) – точки в энергосистеме, в которой напряжение равно нулю. Перемещение ЭЦК приводит к увеличению количества узлов, в которых наблюдается кратковременное или длительное снижение напряжения. Это в свою очередь увеличивает объемы отключений нагрузки, количество должно сработать устройств РЗА,

устройств локальной ПА, увеличению групп генераторов, вращающихся с разной частотой и дальнейшему развитию аварийного процесса [1, 2].

С учетом вышесказанного, к современным устройствам АЛАР предъявляются повышенные требования с точки зрения правильного определения условий, предшествующих возникновению асинхронного режима, определению условий начала и существования асинхронного режима.

При описании асинхронного режима часто прибегают к представлению групп генераторов эквивалентными ЭДС. В таком случае асинхронный режим может быть определен через угол между векторами эквивалентных ЭДС: асинхронный режим начинается при равенстве этого угла 180° эл., а время, за которое угол изменяется на 360° эл. от момента начала до следующего значения в 180° эл., называется циклом асинхронного режима.

1.2. Требования к устройствам АЛАР

В стандарте [3] (далее – Стандарт) приводится классификация устройств АЛАР, и соответствующий этой классификации перечень требований. Устройства АЛАР подразделяются на следующие виды:

- устройство АЛАР, предназначенное для использования в электрических сетях без ограничений и выявляющее асинхронный режим до начала первого цикла;
- устройство АЛАР, предназначенное для использования в электрических сетях и выявляющее асинхронный режим после начала первого цикла;
- устройство АЛАР, предназначенное для использования в электрических сетях напряжением 150 кВ и ниже, как не обеспечивающее выявление ЭЦК;
- устройство АЛАР, предназначенное для установки на электрической станции для ликвидации асинхронного режима возбужденного генератора относительно электрической станции.

Целью работы была разработка алгоритма АЛАР, предназначенного для использования в электрических сетях без ограничений и выявляющего асинхронный режим до начала первого цикла асинхронного режима.

Также в Стандарте приведены следующие требования:

- гарантированное выявление условий, предшествующих асинхронному режиму, и гарантированное выявление асинхронного режима в пределах защищаемого участка;
- гарантированное отсутствие срабатывания при отсутствии условий, предшествующих асинхронному режиму и при отсутствии точки ЭЦК асинхронного режима в пределах защищаемого участка;
- резервирование работы одного устройства АЛАР другими устройствами АЛАР (например, при установке двух комплектов АЛАР по концам линии электропередачи).

Для повышения надежности работы АЛАР необходимо предусмотреть возможность резервирования одних частей алгоритма другими, имеющими другой принцип действия, другой состав входных сигналов (на случай отсутствия соответствующих входных сигналов, например, при выходе из строя измерительных трансформаторов).

Согласно Стандарту алгоритм АЛАР должен срабатывать при положении ЭЦК в пределах защищаемого участка. Корректным срабатыванием АЛАР считаются:

- упреждающее срабатывание при наличии условий, предшествующих асинхронному режиму, при начале которого точка ЭЦК будет находиться в зоне срабатывания АЛАР;
- срабатывание в ходе асинхронного режима в случае перемещения точки ЭЦК в зону срабатывания АЛАР.

2. Алгоритм выявления асинхронного режима

2.1. Общая характеристика алгоритма выявления асинхронного режима

Созданный алгоритм включает следующие функциональные блоки:

- инициализация АЛАР, состоящая из проверки на исправность измерительных цепей;
- обработка входных сигналов и получение первичных величин (токи, напряжения, мощности) [4, 5];
- логика управления алгоритмами АЛАР, включающая в себя контролирование условий блокировки основных алгоритмов, выявление коротких замыканий и т. д.;
- основная часть алгоритма, включающая в себя: расчет вторичных величин (угол на защищаемом участке, положение ЭЦК), логику выявления асинхронного режима.

Созданный алгоритм выявления асинхронного режима включает следующие органы, обеспечивающие выявление условий, предшествующих асинхронному режиму, и/или наличие асинхронного режима (далее – выявительные органы):

- орган выявления условий возникновения асинхронного режима;
- орган выявления асинхронного режима по факту начала определенного установкой цикла асинхронного режима;
- орган выявления асинхронного режима по колебаниям тока прямой последовательности, работающий при потере цепей напряжения.

Для гарантированного отсутствия действия устройства АЛАР при отсутствии асинхронного режима алгоритм включает следующие основные блокировки:

- блокировка при трехфазных коротких замыканиях;
- блокировка отдельных органов при несимметрии входных токов и напряжений;
- блокировка отдельных органов при снижении напряжения в точке установки АЛАР;
- блокировка отдельных органов при потере цепей напряжения.

Разработанный алгоритм корректно работает при следующих условиях:

- полнофазный режим;
- бестоковая пауза ОАПВ;
- повреждение одной или нескольких фаз измерительных цепей напряжения.

Основным анализируемым алгоритмом АЛАР параметром электроэнергетического режима является угол на передаче. Угол на передаче – угол между векторами напряжений, вычисляемых на основе измерений параметров электроэнергетического режима в месте установки устройства АЛАР и заданных электрических параметров прилегающей электрической цепи.

Параметры прилегающей электрической цепи в алгоритме задаются в виде сопротивлений и проводимостей и зависят только от места установки устройства и требу-

емой расчетной защищаемой зоны срабатывания. Алгоритм не зависит от схемно-режимных условий, его работоспособность гарантирована при совпадении заданных параметров электрической цепи с реальными параметрами энергосистемы.

Вычисление угла на передаче в алгоритме выполняется по одной из нижеперечисленных моделей:

- задание защищаемого участка в виде сопротивления;
- задание защищаемого участка в виде модели ЛЭП по прямой последовательности с использованием волновых уравнений установившегося режима ЛЭП;
- задание защищаемого участка в виде подробной трехфазной модели ЛЭП с учетом волновых свойств.

Переключение между моделями происходит непосредственно во время работы алгоритма при анализе параметров электроэнергетического режима. Тип расчетной модели выбирается исходя из заданных параметров и настроек алгоритма, и параметров электромеханического переходного процесса. Например, при выявлении несимметричного режима работы, соответствующего бестоковой паузе ОАПВ, внутри алгоритмов происходит изменение рабочей модели на подробную трехфазную модель ЛЭП для обеспечения точного расчета угла на защищаемом участке с учетом изменения его параметров. При отсутствии несимметричных режимов используется волновая модель ЛЭП. Настройки алгоритма позволяют настроить переключение между тремя моделями для наиболее точного моделирования свойств защищаемого участка.

Принятый способ задания границы защищаемой зоны позволяет согласовывать работу устройств АЛАР между собой, поскольку граница защищаемой зоны задается естественными физическими параметрами электрической цепи.

Для взаимного резервирования устройств АЛАР в алгоритме предусмотрено задание двух зон защиты с разными наборами параметров настройки. Заданием параметров возможно резервирование зоны защиты соседнего устройства АЛАР, при этом селективность обеспечивается заданием большей выдержки времени.

2.2. Описание алгоритмов. Алгоритм выявления асинхронного режима до его начала

Алгоритм выявления асинхронного режима до его начала действует на основе анализа знаков угла на передаче, его производной и производной потока активной мощности в месте установки. Анализ производится с использованием угловой характеристики заданного уставками участка электрической цепи (рис. 1).

В соответствии с рис. 1 для точки 1 при росте угла:

$$\text{sign } \delta = \text{sign} \frac{d\delta}{dt}, \quad (1)$$

$$\text{sign } \delta = -\text{sign} \frac{dP}{dt}, \quad (2)$$

где δ – угол на защищаемом участке;

P – активная мощность на защищаемом участке.

Условия (1) и (2) выполняются для всей заштрихованной области на рис. 1. Для защиты от ложных срабатываний во время качаний вводится условие по величине угла (3) и специальный алгоритм для расчета выдержки времени.

$$\delta > \delta_0, \quad (3)$$

где δ_0 – уставка.

Таким образом, срабатывание алгоритма разрешается только в области, ограниченной δ_0 , показанной красной штриховкой на рис. 1. При увеличении угла свыше δ_0 срабатывание разрешается, однако происходит только по истечении выдержки времени, которая является зависимой – с увеличением скорости изменения угла выдержка времени снижается вплоть до заданной настройками минимальной величины. При отсутствии выдержки времени, область, показанная красной штриховкой на рис. 1, обозначала бы область гарантированного срабатывания, так как любое изменение угла сверх δ_0 , приводило бы к выполнению условий (1) – (3).

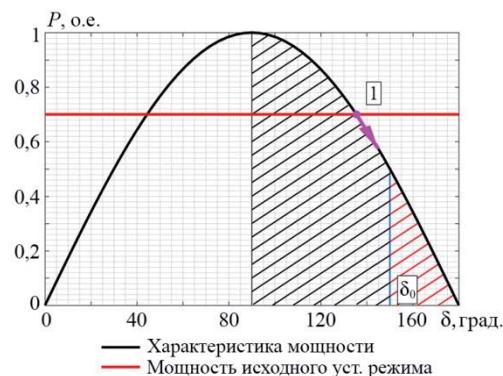


Рис. 1. Угловая характеристика произвольного участка энергосистемы в простейшей постановке

2.3. Описание алгоритмов. Алгоритм выявления наличия асинхронного режима

Фиксация на защищаемом участке угла значением 180° эл. означает начало очередного цикла асинхронного режима. Срабатывание алгоритма происходит при фиксации заданного параметрами настройки числа циклов асинхронного режима. Выполняется раздельный подсчет циклов:

- циклы при увеличении угла;
- циклы при снижении угла;
- циклы при увеличении угла, в заданной зоне защиты АЛАР;
- циклы при снижении угла, в заданной зоне защиты АЛАР.

2.4. Описание алгоритмов. Алгоритм резервирования

Алгоритм резервирования подсчитывает количество нестационарных колебаний тока прямой последовательности между заданными значениями уставок: «верхняя» уставка по току, «нижняя» уставка по току (рис. 2). Контролируется интервал времени между достижением указанных уставок Т. Срабатывание алгоритма происходит при заданном числе периодов нестационарных колебаний.

3. Тестирование разработанных алгоритмов

3.1. Обобщенное описание экспериментов по проверке разработанных алгоритмов

Алгоритмы были реализованы в виде алгоритмических схем в формате программного комплекса *MATLAB Simulink*. Дополнительное программное обеспечение *Simulink Coder* и *Embedded Coder* позволяет преобразовывать алгоритмические схемы в код на языке *C/C++* для встраиваемых устройств, производить компиляцию исходного кода в исполняемые файлы. Это позволило создать макет устройства из реализованной и предварительно протестированной математической модели устройства и специализированного микропроцессорного устройства.

Первичное тестирование алгоритмов проводилось в *MATLAB Simulink* с использованием встроенных средств для работы с моделями *Simulink* и набора осциллографов, полученных на тестовой модели энергосистемы, приведенной в Стандарте. Набор осциллографов включал в себя как эксперименты, описанные в Стандарте и применяемые для сертификации устройств АЛАР, так и эксперименты, полученные при разработке алгоритмов в различных схемно-режимных условиях, при различных параметрах электромеханического переходного процесса, при различных возмущениях в системе и при неполнофазных режимах.

Дальнейшее тестирование алгоритмов, функционирующих в режиме реального времени, проводилось на макете устройства АЛАР. Изображение макета приведено на рис. 3.



Рис. 3. Макет устройства АЛАР. Устройство UEISIM обрабатывает аналоговые сигналы от RTDS, передавая их на вход алгоритмов и формируя осциллографы с результатами их работы. Персональный компьютер используется для управления тестовой схемой на RTDS, создания и компилирования алгоритмов, хранения осциллографов.

Основной алгоритм АЛАР выполняется с частотой дискретизации 500 Гц (шаг расчета 2 мс). Расчет действующих значений параметров электроэнергетического режима осуществляется посредством обработки синусоидальных сигналов по току и напряжению, фиксируемых с частотой 1 кГц.

При тестировании алгоритмов использовалась схема тестовой модели энергосистемы из Стандарта. Перечень экспериментов содержал:

- эксперименты по программе сертификационных испытаний для устройств АЛАР, предназначенных для использования в электрических сетях без ограничений и выявляющих асинхронный режим до начала первого цикла;

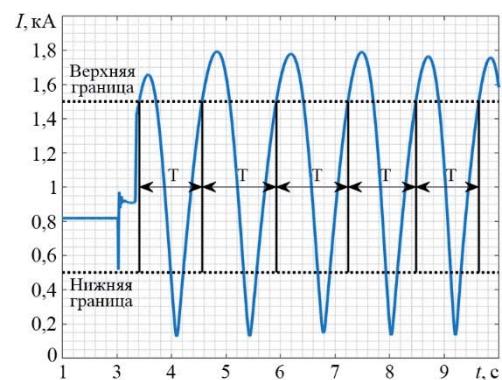


Рис. 2. Колебания тока прямой последовательности во время асинхронного хода с указанием уставок для подсчета колебаний алгоритмом резервирования и обозначением периода колебаний

В качестве микропроцессорного устройства для воспроизведения алгоритмов в режиме реального времени использовано устройство *UEISIM PowerDNA*, предназначенное для выполнения моделей в формате *MATLAB Simulink*, преобразованных с помощью *Embedded Coder*.

Схема тестового стенда приведена на рис. 4. Программно-аппаратный комплекс *RTDS* моделирует схему тестовой модели энергосистемы из Стандарта, формируя аналоговые сигналы мгновенных значений фазных токов и напряжений в месте установки АЛАР (в ходе тестирования использовалось два места установки, отмеченные как АЛАР-1 и АЛАР-2). Микропроцессорное устройство UEISIM обрабатывает аналоговые сигналы от RTDS, передавая их на вход алгоритмов и формируя осциллографы с результатами их работы. Персональный компьютер используется для управления тестовой схемой на RTDS, создания и компилирования алгоритмов, хранения осциллографов.

Основной алгоритм АЛАР выполняется с частотой дискретизации 500 Гц (шаг расчета 2 мс). Расчет действующих значений параметров электроэнергетического режима осуществляется посредством обработки синусоидальных сигналов по току и напряжению, фиксируемых с частотой 1 кГц.

При тестировании алгоритмов использовалась схема тестовой модели энергосистемы из Стандарта. Перечень экспериментов содержал:

- эксперименты по программе сертификационных испытаний для устройств АЛАР, предназначенных для использования в электрических сетях без ограничений и выявляющих асинхронный режим до начала первого цикла;

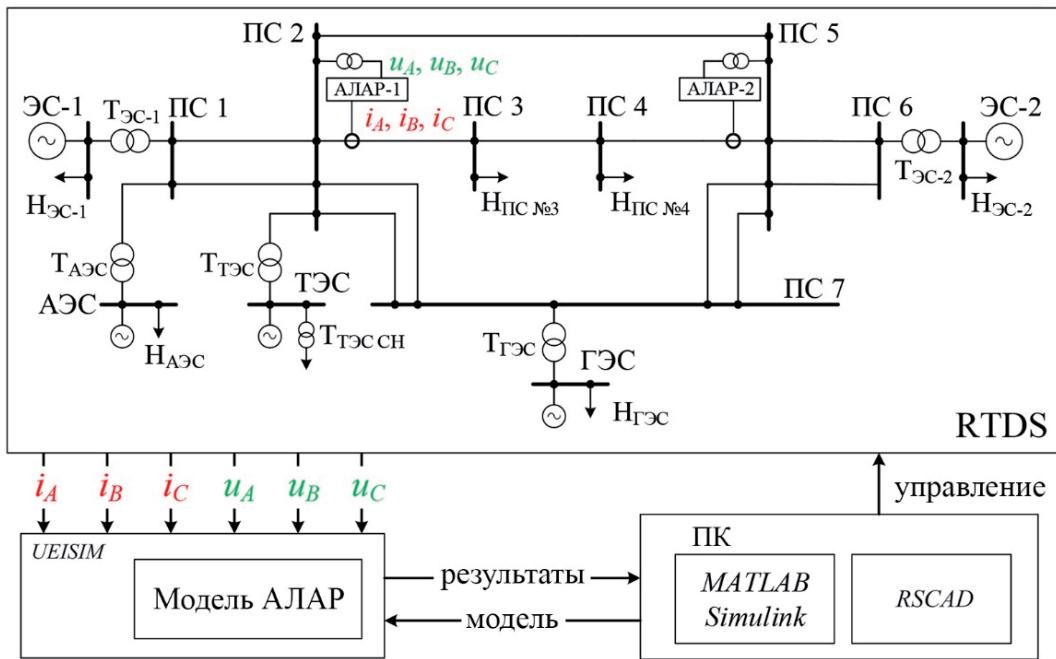


Рис. 4. Схема тестового стенда

- дополнительные эксперименты для проверки работы алгоритма в режиме «ОАПВ», при возникновении коротких замыканий в энергосистеме, при различных переходных и асинхронных режимах.

Дополнительные эксперименты проводились на программно-аппаратном комплексе *RTDS*. Во время проведения экспериментов записывались осциллограммы токов и напряжений, которые использовались для тестирования.

3.2. Описание работы разработанных алгоритмов АЛАР

В качестве примера приведен эксперимент с простыми условиями, предшествующими возникновению асинхронного режима. Воспроизводится короткое замыкание, приводящее к ускорению части генераторов энергосистемы. После отключения повреждения и смежной линии электропередачи ускоренные генераторы продолжают движение в соответствии со своими инерционными постоянными времени, а величины тормозящих электромагнитных моментов недостаточно для перехода к новому установившемуся режиму параллельной работы, складываются условия для возникновения асинхронного режима.

Осциллограмма углов при двухчастотном асинхронном режиме представлена на рис. 5.

На рисунке обозначено:

- реальный угол – угол, определяемый на основе вычисления векторов напряжений по концам защищаемого устройством АЛАР участка (эталонное значение);
- расчетный угол – угол, рассчитываемый макетом устройства АЛАР (по приведенным моделям) на основании значений параметров электроэнергетического режима;

- Л1 – моменты срабатывания выявительного органа определения асинхронного режима до его начала;
- Л2 – моменты срабатывания выявительного органа определения асинхронного режима по факту начала N-го цикла (N задано равным 1).

Примечания:

- макет устройства АЛАР действует на сигнал (отключение линий/сечений действием АЛАР не производится);
- рассчитываемый макетом устройства АЛАР угол отстает от эталонного значения угла на 26 мс (время, необходимое для выполнения интегральных вычислений параметров электроэнергетического режима).

На рис. 5 показана блокировка расчета угла на время трехфазного короткого замыкания в зоне защиты вблизи точки установки АЛАР. После устранения повреждения производится снятие блокировки расчета с выдержкой времени. Алгоритм выявления асинхронного режима до его начала срабатывает при значении угла 160° эл. за 52 мс до начала асинхронного режима (Л1 на рис. 5). Алгоритм срабатывания по факту начала N-го цикла асинхронного режима срабатывает после фиксации начала первого цикла асинхронного режима (Л2 на рис. 5).

Выводы

Приведенные результаты тестирования демонстрируют высокую точность и надежность работы разработанных алгоритмов. Аналогичные результаты работы, подтверждающие корректность разработанных алгоритмов, были получены для всех экспериментов программы сертификационных испытаний устройств АЛАР, предназначенных для использования в электрических сетях без ограничений и выявляющих асинхронный режим до начала первого цикла.

Результаты

Разработаны алгоритмы автоматики выявления асинхронного режима. Алгоритмы успешно прошли испытания по основной части программы сертификационных испытаний, приведенной в приложении Б к стандарту СТО 59012820.29.020.008-2015 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования» [3].

Разработанные алгоритмы показали достаточную степень быстродействия и чувствительности в сложных переходных режимах без ложных срабатываний во время качаний и при коротких замыканиях.

Алгоритмы были успешно испытаны в режиме реального времени с использованием созданного макета, что показывает применимость использованного подхода для тестирования алгоритмов в условиях, приближенных к реальным.

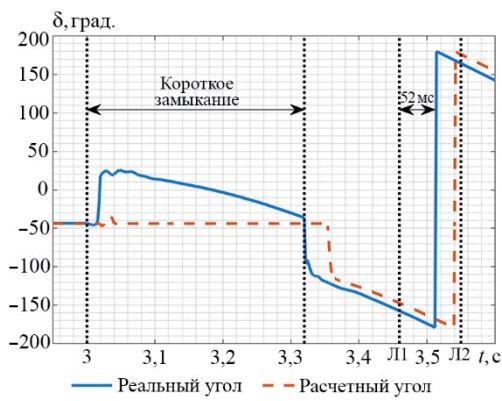


Рис. 5. Двухчастотный асинхронный режим

Алгоритмы реализованы с использованием *Matlab Simulink*. Алгоритмы из формата *Matlab Simulink* могут быть преобразованы в программное обеспечение для микропроцессорных устройств посредством *Simulink Coder*, *Embedded Coder*. Это позволяет быстро создавать программное обеспечение для устройств, производить модификацию алгоритмов без существенных трудозатрат.

Список литературы

1. Гуревич Ю. Е., Либова Л. Е., Окин А. А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах / Ю. Е. Гуревич, Л. Е. Либова, А. А. Окин – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.
2. Наровлянский В. Г. Современные методы и средства предотвращения асинхронного режима электроэнергетической системы / В. Г. Наровлянский. – Москва: Энергоатомиздат, 2004. – 360 с.
3. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.008-2015 «Стандарт организации. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования».
4. Штефка Й. Й., Зеленин А. С. Расчет частоты по коэффициентам разложения Фурье в трехфазной сети / Й. Й. Штефка, А. С. Зеленин // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2013. – № 2 (69). – С. 32–35.
5. Штефка Й. Й. Компенсация частотной погрешности при цифровых измерениях параметров электрического тока промышленной частоты / Й. Й. Штефка // Известия НИИ Постоянного тока. – 2010. – № 64, С. 129–135.

Елисеев Дмитрий Алексеевич, младший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы Противоаварийное управление (АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»).

E-mail: eliseev_d@ntcees.ru

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

E-mail: zelenin@ntcees.ru

Касьянов Сергей Евгеньевич, научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы Противоаварийное управление (АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»).

E-mail: kasianov_s@ntcees.ru

УДК 621.314

И. В. Рыбин, И. В. Синяnsкий

Особенности работы дискретных выходов микропроцессорных устройств РЗА в современной системе оперативного постоянного тока

Рассмотрены условия работы дискретных выходов микропроцессорных (МП) терминалов РЗА в разветвленной сети современной СОПТ, предложены варианты построения СОПТ с учетом особенностей взаимодействия дискретных входов/выходов МП устройств.

Ключевые слова: *релейная защита и автоматика, микропроцессорное устройство, дискретный вход, дискретный выход, система оперативного постоянного тока.*

Неотъемлемой частью микропроцессорного (МП) терминала РЗА являются платы (модули) дискретного ввода/вывода сигналов. Вопросу организации дискретных входов в последнее время уделяется большое внимание. Подробные требования, предъявляемые к дискретным входам, отражены, например, в [1]. При этом, как правило, плата дискретного ввода содержит набор оптронов с дополнительными элементами, а плата дискретного вывода сигналов содержит набор малогабаритных электромеханических реле (с одним замыкающим или переключающим контактом). То есть схемотехника дискретного входа может быть достаточно сложной, чтобы обеспечить выполнение нормативных требований [1], в частности таких, как необходимые напряжения срабатывания и возврата, формирование импульса режекции с требуемыми параметрами, регламентированное входное сопротивление и т. д. При этом требования к дискретному выходу также предъявляются в некоторых нормативных документах [2], но так как дискретный выход представляет из себя, в подавляющем большинстве случаев, малогабаритное электромеханическое реле (применение так называемых твердотельных реле в рамках данной статьи не рассматривается), то и все требования относятся к характеристикам применяемого реле.

В частности, все существующие нормативные документы, как правило, ссылаются на РД 34.35.310-97 от 1997 г., где указаны следующие требования к выходным контактным устройствам (т. е. контактам реле) МП терминалов: «Выходные контакты управления внешними цепями блокировок других устройств РЗА и цепями сигнализации должны коммутировать не менее 30 Вт в цепях постоянного тока с индуктивной нагрузкой, с постоянной времени 0,02 с при напряжениях от 24 до 250 В или при токе до 1,0 А, с коммутационной износостойкостью не менее 10 000 циклов».

Как было сказано выше, в качестве указанных выходных контактных устройств, практически всеми производителями МП терминалов, используются малогабаритные электромеханические реле примерно с одинаковыми характеристиками [3]. Подробно о характеристиках этих реле и о данных, полученных в результате некоторых натурных испытаний [4], будет сказано ниже.

Связь между дискретными входами и дискретными выходами терминалов РЗА осуществляется, как правило, с использованием постоянного напряжения =220 В (постоянный оперативный ток) от системы оперативного постоянного тока – СОПТ.

СОПТ – является достаточно сложной технической системой, с повышенными требованиями к надежности ее функционирования и обязательным наличием мониторинга ее текущего режимного и технического состояния.

Очевидно, что в случае потери работоспособности СОПТ или ухудшения ее технических параметров, возможно либо полное прекращение работы энергообъекта, либо отказ отдельных элементов автоматики, а в некоторых случаях – неправильная их работа (отказы или наоборот – ложная работа).

Проблемам обеспечения надежной работы СОПТ посвящено множество документов [1, 5–9], но в данной статье рассматриваются только условия взаимодействия дискретных входов и дискретных выходов МП терминалов (электрически являющихся частью СОПТ), и, более подробно, взаимодействие дискретных выходов МП терминалов с современными электромеханическими реле, используемыми в качестве промежуточных в схемах управления и автоматики.

Среди основных требований к выполнению дискретных входов (и к СОПТ в целом) указаны [3]:

- требования к суммарной емкости для каждого из полюсов СОПТ;
- требования к максимально допустимому значению входного сопротивления дискретного входа;
- требования по обязательному формированию и параметрам импульса режекции для дискретных входов;
- требования по характеристикам устройств контроля изоляции цепей СОПТ.

Все указанные требования взаимосвязаны и продиктованы существующей стандартизованной технической структурой, принятой для построения СОПТ, а первые три – непосредственно с параметрами дискретных входов.

Рассматривая структуру СОПТ и оценивая вклад каждого из участков сети СОПТ в суммарное значение емкости полюсов, можно, на основании подсчета длин кабелей, рассчитать этот вклад в процентах. Расчет показывает, что для большинства подстанций длина контрольных кабелей, осуществляющих связь между дискретными входами/выходами МП устройств (а это, электрически, часть цепей СОПТ), достигает 60% (и более) от общей длины всех кабельных связей СОПТ.

При этом вклад в суммарную емкость сети СОПТ составит от 60 до 70 % (учитывая специфику прокладки участков этих кабелей, проходящих непосредственно внутри шкафов и стоек, а также емкости цепей самих МП терминалов). Кроме того, именно на этих участках – включая ряды зажимов шкафов автоматики, клеммы и внутренние цепи самих устройств МП – наиболее вероятно снижение уровня изоляции полюсов СОПТ относительно земли, и именно в этих цепях возможны неисправности, приводящие к ухудшению (или даже отказу) всей СОПТ в целом.

Таким образом возникает определенный «замкнутый круг». Обязательное выполнение связей непосредственно от полюсов СОПТ между дискретными входами/выходами МП устройств на напряжении =220 В (сюда входят устройства релейной защиты, сетевой автоматики, противоаварийной автоматики, контроллеры присоединения и другие устройства АСУ ТП, цепи УПАСК, устройства технологической автоматики, устройства сигнализации, вспомогательные системы (пожаротушение и пр.)) существенно увеличивает разветщенность сети СОПТ, что приводит к увеличению емкости ее полюсов. Увеличение емкости полюсов повышает вероятность ложного срабатывания дискретных входов перечисленных МП устройств. Для снижения такой вероятности вводятся специальные нормативные требования к дискретным входам (включая достаточно сложное с точки зрения схемотехнических решений требование – реализация импульса режекции с заданными параметрами).

рами). При этом для обеспечения эффективной работы устройств контроля изоляции в разветвленной сети СОПТ нормируются максимальное входное сопротивление дискретного входа, а для самих устройств – нормируется максимальный инжектируемый в сеть ток. Кроме того, усложняется сама технология контроля, поиска и определения конкретного места замыкания в сети СОПТ.

Для исключения указанных проблем, предлагается рассмотреть следующие возможные технические решения:

- 1) гальванически разделить сеть СОПТ на отдельные сегменты;
- 2) для организации гальванической развязки использовать DC/DC преобразователи;
- 3) для питания цепей дискретного входа/выхода МП терминалов использовать DC/DC преобразователи с напряжениями 220 В/24 В.

В нормативных документах по СОПТ [6] не исключается применение DC/DC преобразователей, но получать питание от этих преобразователей могут только устройства с низкими требованиями по надежности, и, таким образом, питание от DC/DC преобразователей цепей дискретных входов/выходов не разрешается. Однако современные преобразователи являются надежными устройствами с отработанной схемотехникой, кроме того, при наличии резервирования – можно обеспечить требуемую надежность. Например, возможно использование структуры СОПТ с использованием DC/DC преобразователей, рекомендуемой в нормативных документах [6], с определенными корректировками, например, как показано на рис. 1. На рисунке добавленные элементы (DC/DC преобразователи) выделены красным цветом.

Особо следует отметить, что с применением преобразователей отпадет проблема оптимального выбора напряжения срабатывания и возврата дискретного входа, так как при снижении напряжения аккумуляторной батареи – DC/DC преобразователь обеспечивает стабильность напряжения на своем выходе.

Затраты на организацию такой схемы питания не превысят стоимости традиционных решений, а возможно даже станут меньше, так как все связи на 24 В станут возможно выполнять недорогим экранированным кабелем с малым сечением.

Кроме того, появляется возможность решить еще одну немаловажную проблему, которой, по нашему мнению, уделяется недостаточно внимания – это улучшение

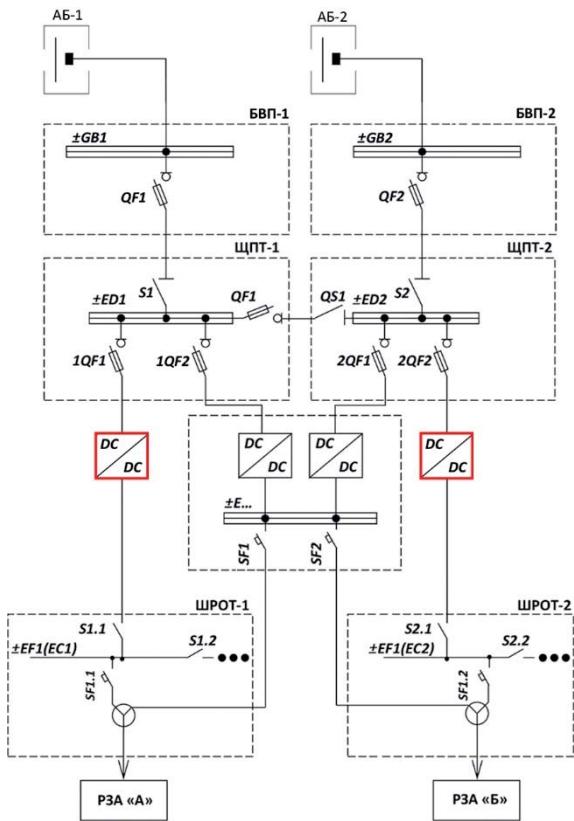


Рис. 1. Структура СОПТ с применением DC/DC преобразователей

условий работы контактов реле дискретных выходов МП устройств при коммутации активно-индуктивных нагрузок. Как уже отмечалось в начале статьи, используемые малогабаритные реле мало пригодны для коммутации токов более 250 мА на напряжении =220 В даже при чисто активной нагрузке, что видно из графика зависимости максимально допустимого коммутируемого тока (отключающая способность) от напряжения (рис. 2), взятого из паспортных данных исследуемых малогабаритных реле.

Следует отметить, что представленная характеристика является типичной для всех аналогичных реле вне зависимости от производителя.

То есть на напряжении =220 В (DC) согласно паспортным данным (General Purpose Low Power PCB Relays. Miniature Power PCB Relay MSR V23061) характеристики работы реле не нормируются и не сертифицируются, указываются (только посредством графика) максимальные значения токов, в случае превышения которых реле может выйти из строя, например, уже при первой коммутации.

При этом даже в текущих проектах дискретные выходы МП устройств используются для управления промежуточными и иными реле, имеющими значительные индуктивности. Причем речь идет даже не о таких крупногабаритных промежуточных реле, как например, известное реле РП-23, индуктивность обмотки которого достаточно высока, а о современных промежуточных реле, часто применяемых в текущих проектах в схемах управления (например, промежуточное реле Siemens 7PA27 или Finder 55.32.9.220.0040 и им подобные).

Ниже, в качестве примера, представлены результаты, полученные при лабораторных испытаниях некоторых малогабаритных реле (в частности, SCHRACK RY611012 и V23061-A1005-A302) используемых в качестве дискретных выходов у известных производителей МП терминалов РЗА.

Внешний вид и осциллограммы работы реле и его контактов представлены на рис. 3 и 4 соответственно.

На рис. 4 красным цветом обозначено напряжение на обмотке реле, синим – напряжение на шунте, включенном в цепь последовательно с контактами. Нагрузка чисто активная, ток 100 мА.

Как видно из осциллограммы, время срабатывания реле составляет 7 мс, время возврата 10 мс. В момент срабатывания имеется характерный «дребезг» контактов в течение первых 3–4 мс. Следует отметить, что характер и длительность дребезга, в зависимости от количества предыдущих коммутаций (с нагрузками близкими к максимальным или активно-индуктивными) существенно изменяется (увеличивается общее количество разрывов цепи и длительность «дребезга» в целом).

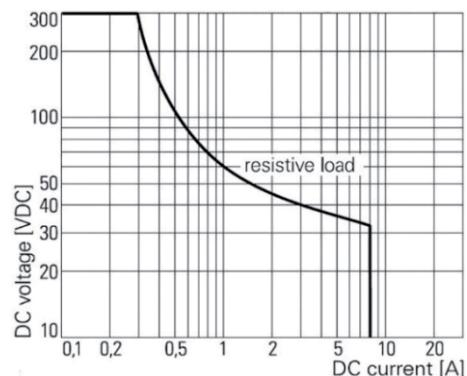


Рис. 2. Максимальная отключающая способность исследуемых реле (постоянный ток)

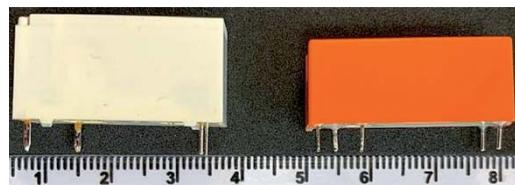


Рис. 3. Малогабаритные электромеханические реле применявшиеся в качестве дискретных выходов в современных МП терминалах РЗА

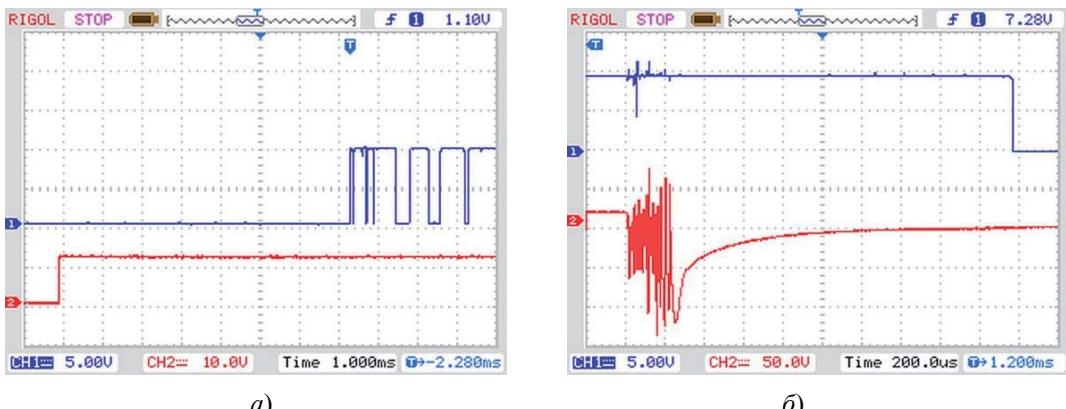


Рис. 4. Осциллографмы:
а) срабатывания, б) возврата реле CHRACK V23061-A1005-A302

При дальнейших испытаниях в качестве нагрузки использовалась обмотка современного промежуточного реле Finder 55.32.9.220.0040, внешний вид которого представлен на рис. 5.

Индуктивность обмотки данного реле составляет около 10 Гн при активном сопротивлении 49,5 кОм.

Во всех случаях, на контактах испытуемых реле в момент их размыкания, при указанной нагрузке, наблюдалось образование характерной дуги (рис. 6).

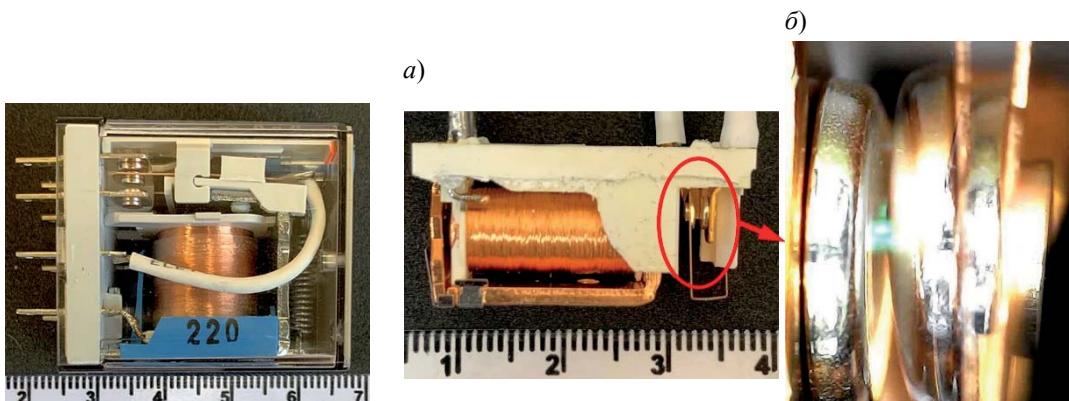


Рис. 5. Промежуточное реле
Finder 55.32.9.220.0040

Рис. 6. Возникновение дуги на контактах
испытуемого реле

Таким образом, при работе на напряжении =220 В, с индуктивным характером нагрузки (с постоянной времени около 0,2 мс) и токами от 4 мА, в процессе коммутации между контактами реле возникает электрическая дуга разной степени интенсивности при каждом размыкании контактов, что приводит к ускоренному «износу» контактных площадок на поверхности контактов и потере контактами своих механических (пружинящих) свойств. Применение искрогасительных цепей (в частности, обратно включенных диодов) существенно снизило интенсивность горения дуги, однако, как видно из осциллограммы тока, протекающего через контакты реле, характер процесса подтверждает наличие дуговых разрядов и в этом случае (рис. 6). На рис. 7, а показан переходный процесс изменения напряжения на шунте 100 Ом, включенного в цепь последовательно с контактами реле (синий цвет), и

напряжение на его управляющей катушке (красный цвет). На рис. 7, б показан укрупненный участок осциллограммы тока при возникновении дуги.

При испытании ряда промежуточных реле с обмоткой, рассчитанной на $=24$ В (характерные параметры такой обмотки составляют: $L = 1\div2$ Гн; $R = 300\div700$ Ом; $I = 30 \div 80$ мА), признаков образования дуги не наблюдалось.

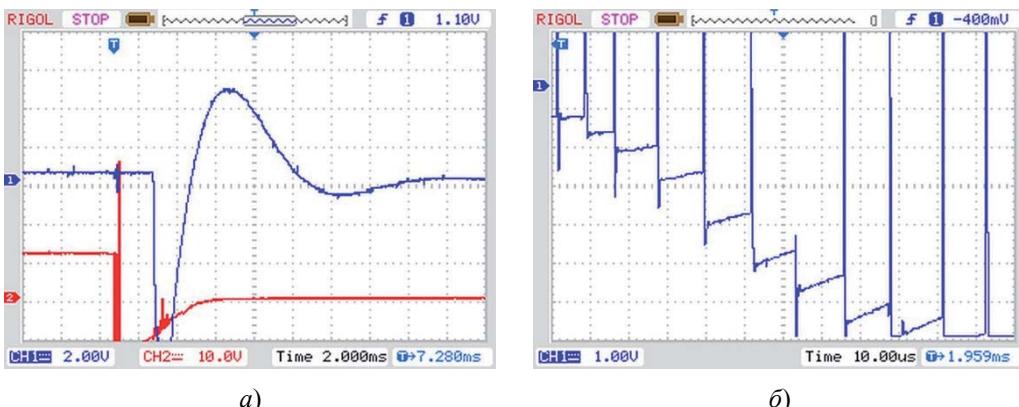


Рис. 7. Осциллографы тока, протекающего через контакты реле в процессе их размыкания:
а) полный процесс, б) участок осциллографа тока при возникновении дуги

Заключение

Гальваническое разделение сети СОПТ на отдельные сегменты с помощью DC/DC преобразователей позволит практически исключить ложную работу дискретных входов при замыканиях полюсов СОПТ на землю в процессе перезаряда емкостей, так как токи, вызванные этим процессом, будут минимальными за счет малой емкости изолированных сегментов и малой запасенной в них энергии при использовании напряжения $=24$ В. При этом обеспечивается простой поиск замыкания на землю в указанных сегментах (возможна автоматизация этого процесса, так как в каждом сегменте возможно использование простейших устройств с использованием мостовой схемы, с передачей сигнала в систему мониторинга).

Преимущества при использовании напряжения 24 В для передачи дискретных сигналов между МП терминалами:

- исключаются отказы, связанные с ускоренной деградацией контактов малогабаритных реле дискретных выходов МП терминалов при коммутации активно-индуктивных нагрузок на напряжении $=220$ В с возникновением дуги или превышении максимально допустимых токов, указанных в документации на реле (см. рис. 2 и 6);
- снижение тепловыделения внутри корпусов МП терминалов от элементов реализующих дискретный вход (например, номинальный ток дискретного входа может быть выбран около 25 мА, что будет соответствовать сопротивлению дискретного входа 960 Ом, потребляемая мощность входа при этом составит 0,6 Вт, т. е. почти в 2 раза меньше, чем при текущем варианте использования);
- возможность повсеместного использования экранированного кабеля на 24 В с малыми сечениями жил в цепях дискретного ввода/вывода МП терминалов (ввиду экономической целесообразности, так как стоимость кабеля существенно ниже аналогичного на напряжение $=220$ В) с целью повышения помехозащищенности.

Список литературы

1. СТО 56947007-29.120.40.102-2011. Методические указания по инженерным расчетам в системах оперативного постоянного тока для предотвращения неправильной работы дискретных входов микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики, при замыканиях на землю в цепях оперативного постоянного тока подстанций ЕНЭС : стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» : дата введения 2011-10-11 / ОАО «ФСК ЕЭС». – 13 с.
2. СТО 56947007-29.120.70.241-2017. Технические требования к микропроцессорным устройствам РЗА : стандарт ПАО «ФСК ЕЭС» : дата введения 2017-02-28 / ПАО «ФСК ЕЭС». – 357 с.
3. ГОСТ IEC 61810-1-2013. Реле логические механические с ненормируемым временем срабатывания: Ч. 1. Общие требования : межгосударственный стандарт : дата введения 2015-01-01 / ОАО «ВНИИС»; Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. – Москва: Стандартинформ, 2015. – 1 с.
4. ГОСТ IEC 61810-1-2013. Реле логические механические с ненормируемым временем срабатывания: Ч. 7. Методики испытания и измерения : межгосударственный стандарт : дата введения 2015-01-01 / ОАО «ВНИИС»; Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. – Москва: Стандартинформ, 2015. – 1 с.
5. СТО 56947007-29.240.044-2010 Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства : стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» : дата введения 2010-04-21 / ОАО «ФСК ЕЭС». – 147 с.
6. СТО 56947007-29.120.40.262-2018. Руководство по проектированию систем оперативного постоянного тока (СОПТ) ПС ЕНЭС. Типовые проектные решения : стандарт ПАО «ФСК ЕЭС» : дата введения 2018-12-18 / ПАО «ФСК ЕЭС». – 133 с.
7. СТО 56947007-29.120.40.041-2010. Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования : стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» : дата введения 2010-03-29 / ОАО «ФСК ЕЭС». – 21 с.
8. Антонов Л. СОПТ – система оперативного постоянного тока» Ч. 1. [Электронный ресурс]. <http://digitalsubstation.com/blog/2016/02/25/sopt-sistema-operativnogo-postoyannogo-toka-chast-1/> (дата обращения: 20.04.2021).
9. Антонов Л. СОПТ – система оперативного постоянного тока» Ч. 2. [Электронный ресурс]. <http://digitalsubstation.com/blog/2016/10/26/sopt-sistema-operativnogo-postoyannogo-toka-chast-2-2/> (дата обращения: 20.04.2021).

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

E-mail: sinyanskiy_i@ntcees.ru

Рыбин Иван Вячеславович, заведующий лабораторией отдела релейной защиты и автоматизированных систем управления Научно-технического центра Единой энергетической системы Противоаварийное управление (АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»).

E-mail: rybin_i@ntcees.ru

УДК 621.314

К. С. Горячевский, И. В. Синянский, Н. Е. Чечулина

Возможности применения синхронизированных векторных измерений в устройствах противоаварийной автоматики

Устройства автоматики асинхронного режима предназначены для разделения энергосистемы на части при выявлении несинхронного вращения электрических машин. Существующие устройства АЛАР являются локальными, то есть измеряют электрические параметры в месте установки. В ряде случаев только по этим данным невозможно однозначно определить положение электрического центра качаний. Повсеместное распространение устройств синхронизированных векторных измерений в электроэнергетических системах позволяет использовать СВИ для реализации АЛАР. СВИ в устройстве АЛАР позволяют напрямую рассчитывать угол на электропереходе, тем самым обеспечивая непосредственный контроль положения электрического центра качаний без проведения расчетов в комплексных сопротивлениях.

Ключевые слова: электроэнергетические системы, релейная защита, противоаварийная автоматика, синхронизированные векторные измерения.

Введение

Устройства синхронизированных векторных измерений (УСВИ) находят все более широкое применение в магистральных электрических сетях и позволяют эффективно решать задачи противоаварийного управления энергосистемами. [1, 2]. Производительность современных микропроцессоров позволяет совмещать функции УСВИ и РЗА в одном устройстве [3]. На новых объектах электроэнергетики обязательно используются высокоскоростные телекоммуникационные системы (волоконно-оптические линии связи с соседними объектами и центрами диспетчеризации).

Эти факторы позволяют рассмотреть возможность использования СВИ в устройствах РЗА, которые до настоящего момента используют непосредственные измерения физических сигналов напряжения и тока.

1. Передача данных от УСВИ в устройства РЗА

Рассмотрим простой пример применения СВИ в энергосистеме (ЭС), схема представлена на рис. 1. УСВИ на подстанциях ПС1 и ПС2 производят измерения мгновенных значений токов и напряжений, рассчитывают модули и фазы токов, напряжений, значения частоты и скорости изменения частоты.

В этой ЭС организована передача данных между УСВИ ПС1 и ПС2, задержка Δt в передаче данных определяется относительным временем ожидания данных и временем обработки данных концентратора синхронизированных векторных данных (КСВД), телекоммуникационным оборудованием и линией связи.

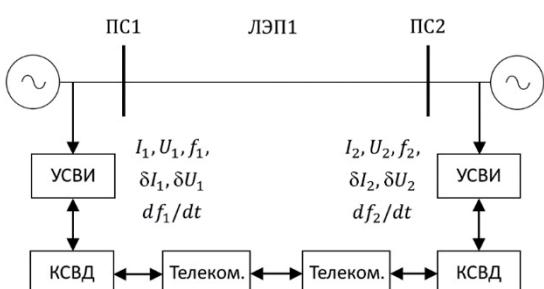


Рис. 1. Схема энергосистемы с УСВИ

Телекоммуникационное оборудование (сетевые коммутаторы, маршрутизаторы и мультиплексоры), применяемое на современных подстанциях, создает задержку в 1...20 мс. Если оборудование предусматривает приоритет трафика СВИ, то задержка может быть снижена до величины в 1...10 мс. Также может быть применена схема без использования промежуточного сетевого оборудования, когда УСВИ будут напрямую связаны по ВОЛС («темное волокно»), при этом задержка снижается до 1...5 мс.

Существующие алгоритмы устройств РЗА на подстанциях обычно производят измерения в течение одного периода промышленной частоты для сигналов напряжения и токов и в течение трех периодов для сигналов частоты (или лучше), то есть в диапазоне 20...60 мс.

При данных уровнях задержки в 1...5 мс потеря измерений в телекоммуникационной сети может становиться невосполнимой, так как повторная отправка может не уложиться в цикл обработки измерений в алгоритмах РЗА. Следовательно, в алгоритмах РЗА должна быть предусмотрена возможность валидации СВИ и замены утерянных значений (например, интерполяцией правильных измерений).

В целом, современное телекоммуникационное оборудование и использование «прямых» ВОЛС позволяет обеспечить надежную передачу данных с минимальной задержкой (~1 мс) [4] между смежными объектами ЭС.

Частота передачи результатов измерений от применяемых сейчас УСВИ составляет 50...200 Гц, что также накладывает ограничения на использование УСВИ в алгоритмах РЗА, которые анализируют мгновенные значения напряжений и токов: например, дифференциальные, дифференциально-фазные или дистанционные защиты. В настоящее время в основном используются УСВИ с частотой передачи результатов измерений 50 Гц.

2. Особенности работы алгоритмов РЗА

Использование передачи СВИ в алгоритмах автоматики позволяет учитывать значение разности фаз между сигналами напряжений на разных концах ЛЭП или трансформатора. Устройство, которое производит расчет этой разности фаз по результатам СВИ, будет являться измерительным органом угла на электропереходе (или пусковым органом, в зависимости от принятой терминологии). В отличие от измерительных органов, которые использовались ранее (например, так называемая «phantomная схема» с расчетом угла по результатам физического моделирования [5] или орган активной мощности, по значению которой оценивается угол [6]), новый измерительный орган использует значения фазы фазоров напряжения, которые вычисляются при непосредственной обработке сигналов мгновенных напряжений в месте установки.

Такое измерение фазы сигнала можно назвать прямым с точки зрения метрологии [7] при некоторых допущениях, так как в УСВИ оценивается разность между некоторым опорным сигналом, моделируемым с помощью системы единого времени, и измеряемым сигналом напряжений и токов. Допущением является то, что УСВИ измеряет мгновенные значения напряжений с заданным периодом дискретизации, что является прямым измерением напряжения, над которым производится математическая обработка для получения значения фазы. Если рассматривать эту математическую обработку как моделирование работы аналогового фазометра, то условно можно считать такое измерение прямым.

Рассмотрим установившийся режим работы энергосистемы, приведенной на рис. 1. На рис. 2, а показаны векторы фазных напряжений (фаза A) на подстанциях ПС1 и ПС2 как \dot{U}_1 и \dot{U}_2 , разность углов этих напряжений θ_1 и токи в начале ЛЭП у ПС1 i_1 и в конце ЛЭП у ПС2 i_2 . УСВИ ПС1 по данным СВИ сможет вычислить угол на электропереходе θ_1 , который затем может быть использован для оценки состояния ЭС.

В любой энергосистеме, структура которой сложнее приведенной двухмашинной схемы, значение угла на электропереходе связано сложной функцией многих переменных с допустимым запасом по активной мощности, поэтому в устройствах, обеспечивающих надежную синхронную работу ЭС (автоматика разгрузки при перегрузке по мощности, автоматика предотвращения нарушения устойчивости), недостаточно использования только сигнала угла на электропереходе.

Значение угла на электропереходе может быть эффективно использовано в автоматике ликвидации асинхронного режима (АЛАР), устанавливаемой на ЛЭП, по которым наблюдаются реверсивные потоки мощности при разделении синхронной ЭС на несколько несинхронно работающих частей. В настоящее время устройства АЛАР, которые находятся в эксплуатации, косвенно определяют наступление критического угла на электропереходе по результатам измерений только с одной стороны ЛЭП, из-за чего в ряде случаев устройства неправильно идентифицируют аварийные режимы работы ЭС и срабатывают, приводя к излишнему отключению ЛЭП и снижению надежности устойчивой работы ЭС.

Критерием наступления недопустимого асинхронного режима работы ЭС является превышение углом на электропереходе какого-то критического расчетного значения $\dot{\theta}_2$, после которого дальнейшая синхронизация частей ЭС невозможна. Такой случай показан на рис. 2, б. Обычно это значение принимается примерно равным 180° эл. как однозначная «точка невозврата».

По действующему стандарту АО «СО ЕЭС» [8] устройства АЛАР должны выявлять асинхронный режим с длительностью цикла от 0,2 до 10 с. По сравнению со временем измерения и передачи СВИ, которое, как указано ранее, примерно составляет 20...40 мс, этого времени достаточно для того, чтобы измерительный орган угла успел вычислить разность между векторами напряжения и сформировать выходной сигнал срабатывания.

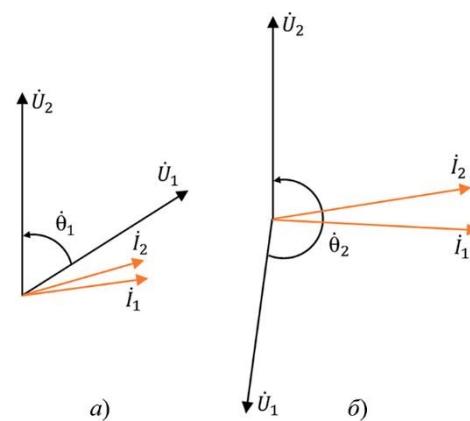


Рис. 2. Векторная диаграмма напряжений на ПС1 и ПС2

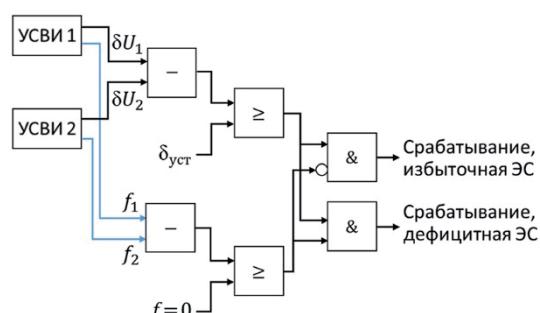


Рис. 3. Структурная схема алгоритма АЛАР с применением СВИ

Так как в результаты СВИ входят измерения частоты по обоим концам ЛЭП, то определение дефицитной и избыточной части ЭС сводится к простому сравнению измеренных значений частоты, как это показано на рис. 3.

Можно заключить, что в установившихся режимах работы сети и медленных электромеханических переходных процессах без нарушения симметрии сети СВИ могут эффективно использоваться в устройствах автоматики для контроля угла на электропередаче. В несимметричных режимах работы и при быстрых электромагнитных переходных процессах требуются дополнительные условия для обеспечения правильной работы устройств.

3. Применение СВИ в аварийных режимах работы ЭС

При апериодическом или колебательном нарушении устойчивости симметрия трехфазной системы напряжений не нарушается, отсутствуют скачкообразные изменения напряжения, измеряемые значения углов на электропередаче соответствуют взаимному положению роторов электрических машин. Принцип работы автоматики, описанный ранее, позволяет однозначно идентифицировать данный режим.

При внезапных нарушениях работы ЭС (КЗ, отключение оборудования, обрыв фазного провода) возникает сложный электромагнитный переходный процесс, и на корректность результатов векторных измерений влияют следующие факторы:

- амплитуда и фаза физических величин меняются скачком, из-за чего УСВИ кратковременно выходит из заданного класса точности;
- в электромагнитном переходном процессе фаза напряжения может меняться независимо от положения ротора электрической машины в определенных границах;
- векторы фазных напряжений могут двигаться с разной скоростью, т. е. иметь разную частоту и фазу.

В этом случае использование СВИ приведет к недостоверному определению угла на электропередаче и может вызвать неправильное срабатывание устройства РЗА.

Так как в стандарте АО «СО ЕЭС» [8] не предъявляется требований к работе устройств АЛАР при КЗ и в неполнофазных режимах, то для недопущения неправильного срабатывания устройство АЛАР может быть заблокировано на время такого переходного процесса.

Осуществить блокировку только с помощью дистанционных и токовых защит ЛЭП возможно не во всех случаях, так как в асинхронном режиме работы ЭС измеряемый импеданс электрической сети пересекает оси активного R и реактивного X сопротивлений электрической сети (рис. 4), а токи в асинхронном режиме существенно превышают токи в рабочих режимах. Вследствие этого характеристики срабатывания защит от КЗ могут частично пересекаться с годографом импеданса при асинхронном ходе.

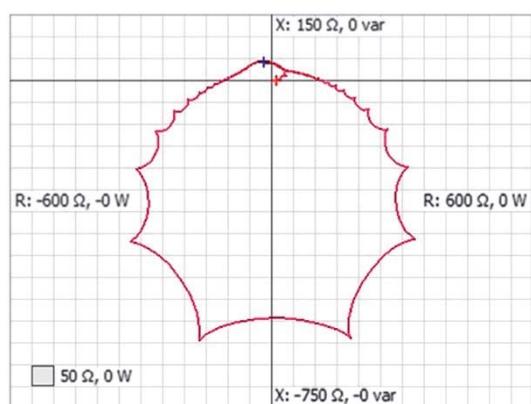


Рис. 4. Пример годографа импеданса электрической сети

В существующих устройствах АЛАР блокировка при КЗ осуществляется с помощью органа приращения импеданса dZ/dt . Для того, чтобы обеспечить надежную блокировку устройства АЛАР при КЗ, предлагается также передавать сигнал срабатывания релейной защиты по телекоммуникационному каналу.

Характеристики срабатывания при этом должны выбираться так, чтобы блокировать устройство АЛАР при КЗ в смежной сети. Нужно отметить, что уставка устройства АЛАР, использующего СВИ, будет составлять $\sim 180^\circ$ эл. Реальная величина угла на электропередаче при КЗ не может превысить это значение. Угол между напряжениями может быть больше уставки только из-за неправильного расчета направления векторов напряжений \dot{U}_1 и \dot{U}_2 в устройствах СВИ и РЗА. Это может происходить из-за погрешности цифровой обработки сигналов при КЗ, когда значения напряжения малы.

Следовательно, при выборе уставки блокировки при КЗ нужно учитывать, что напряжения в узлах схемы, где установлены СВИ, не должны снижаться ниже определенного порога точности измерений. Это необходимо проверять с помощью расчета уровня остаточных напряжений при расчете ТКЗ.

Для блокировки АЛАР также может применяться следующий алгоритм, который использует только данные, получаемые от УСВИ: устройство АЛАР действует только в случаях, когда угол между векторами напряжений монотонно нарастает, достигая при этом уставки срабатывания; одновременно с этим векторы тока должны совпадать по направлению и быть сдвинуты относительно напряжений на заданный угол, как это показано на рис. 2, б.

При организации АЛАР указанным способом с применением телеканала необходимо учитывать, что при отсутствии связи данная автоматика должна быть заблокирована и временно выведена из работы до восстановления канала связи. Функции АЛАР при этом должны выполнять другие резервирующие устройства, выполненные по принципу контроля импеданса. При текущем уровне развития телекоммуникационных сетей на объектах нового строительства может быть обеспечено наличие двух и более высокоскоростных каналов связи, поэтому время простоя АЛАР из-за отказа канала связи может быть сведено к минимуму.

Заключение

Применение технологии СВИ в устройствах релейной защиты и противоаварийной автоматики позволяет расширить объем информации, на основе которой выявляются аварийные режимы работы электрических сетей. При вычислении угла на электропередаче векторные измерения позволяют дать более надежную оценку, чем вычисления величин по результатам измерений только с одного конца ЛЭП. Использование векторных измерений в устройствах АЛАР, устанавливаемых на ЛЭП, позволяет однозначно идентифицировать наступление асинхронного режима работы ЭС.

Вместе с тем, при применении СВИ необходимо обеспечить наличие резервированного устойчивого высокоскоростного канала связи, что в настоящий момент возможно не для всех объектов электроэнергетики.

Применение СВИ в устройствах АЛАР для выявления асинхронного режима невозможно без использования локальных органов блокировки при КЗ и неполнофазном режиме.

Список литературы

1. Мокеев А. В. Применение технологии синхронизированных векторных измерений для выполнения функций управления, защиты и автоматики / А. В. Мокеев // Научно-практическая конференция «Релейная защита и автоматизация энергосистем. Совершенствование эксплуатации и перспективы развития». – Москва. – 2017.
2. Елкин С. В., Колобродов Е. Н., Климова Т. Г. Вопросы реализации комплекса АЛАР с использованием данных СВИ / С. В. Елкин, Е. Н. Колобродов, Т. Г. Климова // Релейщик. – 2021. – № 1. – С. 18–21.
3. Идентификация параметров силовых трансформаторов в адаптивных средствах их защиты и автоматики / В. К. Ванин, К. С. Горячевский, В. Н. Забойн [и др.] // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2018. – № 2(79). – С. 118–130.
4. Применение технологий промышленных сетей для цифровых подстанций / К. С. Горячевский, А. А. Лисицын, И. В. Рыбин, И. В. Синянский // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2019. – № 1(80). – С. 63–68.
5. Розенблум Ф. М. Измерительные органы противоаварийной автоматики энергосистем / Ф. М. Розенблум. Москва: Энергоиздат, 1981. – 160 с.
6. Глускин И. З., Иофьев Б. И. Противоаварийная автоматика в энергосистемах: Т. 2 / И. З. Глускин, Б. И. Иофьев. – Москва: Знак, 2009. – 267 с.
7. РМГ 29-2013. Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения : Рекомендации по межгосударственной стандартизации : дата введения 2015-01-01 / ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева»; Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. – М.: Стандартинформ, 2014.
8. СТО 59012820.29.020.008-2015. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования : стандарт АО «СО ЕЭС» : дата введения 2015-12-24 / АО «СО ЕЭС». – Москва. – 83 с.

Горячевский Константин Сергеевич, заведующий лабораторией отдела релейной защиты и автоматизированных систем управления Научно-технического центра Единой энергетической системы Противоаварийное управление (АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»).

E-mail: goryachevskiy_k@ntcees.ru

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

E-mail: sinyanskiy_i@ntcees.ru

Чечулина Нина Евгеньевна, инженер–математик группы разработки программного обеспечения и автоматизированных систем АО «Парма».

E-mail: chechulina.nina@mail.ru

УДК 621.311

**С. Л. Костоглодова, Д. С. Лоцман, Д. М. Максименко, В. Г. Неуймин,
А. Ю. Останин**

Интеграция системы мониторинга запасов устойчивости с технологическими инструментами рынка электроэнергии и мощности

Актуальность внедрения системы мониторинга запасов устойчивости при планировании в ОЭС Сибири обусловлена наличием существенных ограничений пропускной способности основной системообразующей сети 500 кВ и значительными избытками мощности ГЭС Ангарского и Енисейского каскадов. Отставание ввода энергоемких производств ОК РУСАЛ суммарной мощностью более 2650 МВт в условиях ввода в работу Богучанской ГЭС мощностью 3 000 МВт в восточной части ОЭС Сибири значительно изменило баланс мощности энергообъединения относительно проектного. Учет прогнозируемых сетевых ограничений, определенных с использованием технологии СМЗУ, на стадии краткосрочного планирования, позволяет более точно учитывать прогнозируемые режимы работы ОЭС Сибири при определении режима работы генерирующего оборудования. Разработанный АО «НТЦ ЕЭС» программный комплекс БАРС-МДП, использующий технологии системы мониторинга запасов устойчивости, позволяет определять прогнозные значения допустимых перетоков активной мощности с учетом прогнозируемых условий функционирования энергосистем.

Ключевые слова: планирование электроэнергетических режимов, контролируемое сечение, максимально допустимые перетоки активной мощности, система мониторинга запасов устойчивости.

Одной из важных задач оперативно-диспетчерского управления является краткосрочное планирование электроэнергетических режимов. На этапе краткосрочного планирования в составе планового диспетчерского графика (ПДГ) для каждого часа суток определяются значения генерации (график генерации) и межсистемных, межгосударственных перетоков активной мощности в контролируемых сечениях (графики перетоков), потребление (графики потребления), а также заданные объемы резервов активной мощности Единой энергетической системы, Объединенной энергетической системы, энергосистем и электростанций. Планирование диспетчерского графика осуществляется с использованием программного комплекса БАРС (ПК БАРС) [5].

ПК БАРС используется службой оперативного планирования АО «СО ЕЭС» для актуализации Единой расчетной модели ЕЭС России (ЕРМ) для целей выбора состава включенного генерирующего оборудования, рынка на сутки вперед, балансирующего рынка и формирования ПДГ с целью последующего проведения оптимизационных расчетов. Данные о потреблении, состоянии оборудования, значениях максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях (МДП), ограничениях генерации и т. п. формируются различными внешними программами (ПО «Система определения допустимых перетоков мощности в контролируемых сечениях ЕЭС», сайт АО «СО ЕЭС», ПК «Modes-terminal», ПК «Заявки» и т. д.) и передаются в ПК БАРС в согласованном формате в виде CSV-файлов.

ПК БАРС для хранения данных использует специальный контейнер режимных файлов (Мегаточка). В Мегаточке сохраняются базовый электрический режим и все

изменения параметров режима (состояния оборудования, потребления, генерации и т. д.) в течение суток. Для формирования электрических режимов внутри планируемых суток (как правило 24 режима, называемых «точками») используется специальная операция – актуализация. Сформированные в процессе актуализации электрические режимы также сохраняются внутри Мегаточки.

Для формирования планируемых электрических режимов в ходе актуализации в ПК БАРС выполняется:

1. Расчет поузловой нагрузки узлов электрической сети, на основе заявок потребителей и базового электрического режима.
2. Коррекция поузловой нагрузки на основе прогноза потребления по территориям.
3. Формирование графика ограничений активной мощности генераторов на каждый час планируемых суток.
4. Формирование графика сетевых ограничений в контролируемых сечениях на основании данных Положения по управлению режимами работы энергосистем (ПУР).
5. Формирование графика изменения состояния электросетевого и генерирующего оборудования.

После формирования исходных данных, выполняется расчет установившегося режима, после чего для актуализированной Мегаточки выполняется оптимизация режима по критерию минимизации совокупной стоимости плановых почасовых значений производства (поставки) электроэнергии с учетом заданных сетевых ограничений. Сформированный график генерации используется для формирования ЕРМ.

Базовый электрический режим в ПК БАРС формируется на основе результатов контрольного замера и корректируется несколько раз в год, но не чаще одного раза в месяц.

Оптимизация по указанному выше критерию при реализации регламентных процедур краткосрочного планирования выполняется путем загрузки наиболее экономичных электростанций с учетом ограничений пропускной способности электрической сети.

Количественным показателем ограничений пропускной способности электрической сети являются значения МДП, которые зависят от топологии электрической сети, состава и режима работы включенного генерирующего оборудования на электростанциях, состава включенных средств компенсации реактивной мощности, потребления энергосистем или отдельных энергорайонов и многих иных факторов.

МДП рассчитываются работниками служб электрических режимов АО «СО ЕЭС» и вносятся в ПУР. В общем случае, в связи с невозможностью учета всего многообразия схемно-режимных и режимно-балансовых ситуаций, МДП определяются для наиболее неблагоприятных условий функционирования энергосистем [1]. Такой подход позволяет гарантировать обеспечение нормируемых запасов устойчивости для всех возможных схемно-режимных и режимно-балансовых ситуаций, но вынужденно приводит к недоиспользованию фактической (прогнозируемой) пропускной способности электрической сети, поскольку фактические (прогнозируемые) условия функционирования энергосистем в большинстве случаев отличаются от наиболее тяжелых расчетных.

Если при формировании ПДГ с использованием ПК БАРС применяются значения МДП из ПУР, то недоиспользование пропускной способности электрической сети при планировании не позволит в полной мере использовать мощность наиболее экономичных электростанций для покрытия электропотребления. Для увеличения степени использования фактической (прогнозируемой) пропускной способности электрической сети необходимо определять МДП с учетом прогнозируемого значения всех влияющих на величину МДП факторов в каждый час планируемых суток.

Такую возможность предоставляет программный комплекс БАРС-МДП (ПК БАРС-МДП), использующий технологию системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) для контура оперативного управления электроэнергетическим режимом работы энергосистем и находящийся в промышленной эксплуатации в Филиале АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири.

При разработке ПК БАРС-МДП требовалось объединить информацию, используемую ПК БАРС, с информацией, использующейся для обеспечения возможности функционирования технологии СМЗУ. Для этого было необходимо:

1. Создать таблицы соответствия узлов, генераторов и ветвей расчетных моделей, используемых в ПК БАРС и ПК БАРС-МДП, так как расчетные модели в указанных ПК существенно отличаются.
2. На каждый час планируемых суток создавать оцененные режимы, содержащие значительно более точные узловые нагрузки, чем используемые в базовом режиме ПК БАРС, что обусловило целесообразность использования для актуализации расчетных моделей ПК БАРС-МДП данные СМЗУ по узловым нагрузкам характерных суток.
3. Существенно расширить состав информации необходимый для актуализации БАРС-МДП по сравнению с ПК БАРС (дополнительно использовать данные по допустимой токовой нагрузке, состоянию коммутационного оборудования, состоянию противоаварийной автоматики и т. д.).

Таким образом, общая схема взаимодействия ПК БАРС и ПК БАРС-МДП выглядит следующим образом:

1. Актуализация и последующая оптимизация режима ПК БАРС, выполненная по обычным правилам.
2. Формирование CSV-файла с предварительным графиком генерации.
3. Актуализация режима ПК БАРС-МДП с учетом:
 - ◆ выбранных характерных суток;
 - ◆ данных для ПК БАРС, в виде CSV-файлов, сформированных внешними программами с учетом таблицы соответствия;
 - ◆ дополнительных данных для расчета МДП сформированных внешними программами;
 - ◆ предварительного графика генерации, сформированного ПК БАРС.
4. Расчет МДП по технологии СМЗУ (МДП СМЗУ) для заданных сечений для каждого часа.
5. Формирование CSV-файлов с графиком ограничений по сечению (МДП СМЗУ) для повторного использования в ПК БАРС.
6. Повторная актуализация и оптимизация режима в ПК БАРС с использованием нового графика ограничений по сечениям (МДП СМЗУ).

Исходными данными для определения МДП СМЗУ с применением программного комплекса БАРС-МДП на планируемые сутки Х-1 являются:

- потребление энергосистемы;
- эксплуатационное состояние и загрузка генерирующего оборудования;
- эксплуатационное состояние электросетевого оборудования (ЛЭП, СШ, коммутационное оборудование РУ, СКРМ);
- допустимая токовая нагрузка ЛЭП и электросетевого оборудования (температуры условия);
- эксплуатационное состояние ПА;
- электроэнергетический режим за «характерные» сутки.

Электроэнергетический режим за «характерные» сутки выбирается технологом службы оперативного планирования режимов из ряда режимов, сохраненных программным комплексом СМЗУ по результатам выполнения расчетов в предыдущие периоды времени [2]. СМЗУ в ходе расчета формирует на каждом цикле расчета файлы, содержащие информацию об оцененном режиме по данным телеметрии и телесигнализации, и сохраняет их на сервере СМЗУ.

После окончания операционных суток БАРС-МДП автоматически, на основе сохраненных СМЗУ сбалансированных режимов, формирует исходную Мегаточку БАРС-МДП, содержащую 24 сбалансированных режима, и сохраняет ее в архив. Технолог службы оперативного планирования режимов АО «СО ЕЭС» выбирает из архива для выполнения расчетов исходную Мегаточку за ближайшие «характерные» сутки. При выборе «характерных» суток технолог руководствуется прежде всего характерными особенностями графика потребления (например, при необходимости подобрать «характерный» режим для выходного дня прежде всего будет рассмотрен режим предыдущего выходного дня).

Информация о прогнозном значении потребления, генерации, внешних перетоках, топологии сети передается в ПК БАРС-МДП в формате CSV-файлов из ПК БАРС.

Информация об актуальной допустимой токовой нагрузке ЛЭП и электросетевого оборудования формируется на основании данных о длительно допустимых и аварийно допустимых токовых нагрузках в зависимости от температуры, полученной из Единой информационной модели ЕЭС России (ЕИМ), и данных о температурных условиях на прогнозируемые сутки, поступающих из ПК АС-Метео.

Дополнительно из ПК Заявки в ПК БАРС-МДП передается информация о планируемом на расчетный период эксплуатационном состоянии устройств противоаварийной автоматики, ЛЭП, трансформаторов, автотрансформаторов, систем (секций) шин, коммутационного оборудования РУ, СКРМ, а также положении РПН трансформаторов и автотрансформаторов, которые отсутствовали в составе информации, полученной из ПК БАРС.

После получения полного объема исходных данных выполняется актуализация исходной Мегаточки БАРС-МДП, в результате чего формируется итоговая Мегаточка, содержащая всю необходимую и актуальную информацию для выполнения расчета МДП на каждый час планируемых суток.

Итоговая Мегаточка используется БАРС-МДП для формирования электроэнергетических режимов для каждого часа планируемых суток. Сформированные таким

образом электроэнергетические режимы являются аналогом оцененного режима в технологии СМЗУ и используются для определения прогнозных значений МДП в контролируемых сечениях для каждого из 24 часов планируемых суток с использованием технологии СМЗУ.

На этапе определения МДП необходимо выполнить расчеты нормальных и послеваварийных установившихся режимов для каждого из 24 планируемых часов для каждого контролируемого сечения. Например, при определении прогнозных значений МДП для 10 контролируемых сечений необходимо провести 240 серий расчетов по определению МДП. Так как краткосрочное планирование выполняется в строго регламентированное время, и последовательное выполнение расчетов для определения прогнозных МДП не обеспечивает соблюдение указанного времени, АО «НТЦ ЕЭС» в БАРС-МДП была реализована технология параллельных расчетов. Технология позволяет одновременно выполнять расчеты для 50 прогнозных значений МДП за счет распределения вычислительных процессов между вычислительными узлами. Данное решение позволило обеспечить регламентное время актуализации значений МДП в процедуре краткосрочного планирования.

Информация о прогнозных значениях МДП для каждого часа планируемых суток передается в БАРС из БАРС-МДП с использованием CSV-файла и далее используется в БАРС для выполнения оптимизационного расчета с учетом критерия минимизации совокупной стоимости плановых почасовых значений производства (поставки) электроэнергии.

Сравнение традиционной технологии краткосрочного планирования электроэнергетических режимов и технологии планирования с использованием ПК БАРС-МДП приведено на рис. 1.



Рис. 1. Сравнение традиционной технологии планирования и технологии планирования с использованием ПК БАРС-МДП

Результаты определения МДП с использованием БАРС-МДП для контролируемого сечения Красноярск, Кузбасс – Запад за 28.03.2021 приведены на рис. 2. Анализ статистики функционирования БАРС-МДП в Филиале АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири позволяет сделать вывод, что увеличение значений прогнозных максимальных допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, полученных по новой технологии, по отношению к значениям, указанным в ПУР, может достигать 800 МВт.

Таким образом, более точное (с учетом прогнозируемых условий функционирования энергосистем) определение сетевых ограничений позволило повысить эффективность краткосрочного планирования, обеспечивая возможность максимального использования в балансе мощности наиболее экономичных электростанций.

В настоящее время технология БАРС-МДП применяется для краткосрочного планирования в 11 контролируемых сечениях операционной зоны Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири. До конца 2021 г. в Филиале АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири планируется увеличить количество сечений, для которых применяется технология БАРС-МДП, до 24.

Учитывая положительный эффект от внедрения БАРС-МДП в Филиале АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, в АО «СО ЕЭС» в дальнейшем планируется внедрять БАРС-МДП и в других Филиалах. В 2021 году начато внедрение технологии БАРС-МДП в филиалах АО «СО ЕЭС» ОДУ Урала, ОДУ Юга, ОДУ Северо-Запада и ОДУ Средней Волги.

Выводы

В статье рассмотрены предпосылки создания и внедрения технологии планирования с использованием интеллектуальной системы анализа и учета прогнозируемых сетевых ограничений, применяемые алгоритмы определения актуальных значений сетевых ограничений, принципы и процедуры краткосрочного планирования с использованием рассматриваемой интеллектуальной технологии, а также выполнена оценка эффекта от внедрения новой технологии при краткосрочном планировании режимов работы энергосистемы.

Разработка БАРС-МДП представляет собой очередной этап развития технологии СМЗУ и является одним из важнейших проектов Системного оператора по развитию автоматизированных систем диспетчерского управления и реальным шагом к цифровой трансформации электроэнергетики.

БАРС-МДП позволяет в регламентные сроки планирования ПДГ, с учетом прогнозируемых условий функционирования энергосистем, определять значения МДП в заданных контролируемых сечениях для всех часов планируемых суток и использовать эту информацию для определения оптимальной нагрузки электростанций.

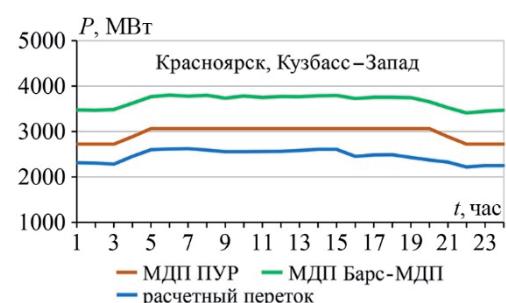


Рис. 2. Результаты определения МДП с использованием БАРС-МДП для контролируемого сечения Красноярск, Кузбасс – Запад за 28.03.2021

Внедрение цифровой технологии СМЗУ позволяет при планировании режимов работы энергосистемы более полно использовать прогнозируемую пропускную способность сети при сохранении нормируемого уровня надежности функционирования энергосистемы.

Список литературы

1. Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем» : Приказ № 630 от 03 авг. 2019 г. : утвержден Минэнерго России / Минэнерго России. – 2019.
2. Внедрение системы мониторинга запасов устойчивости при планировании и управлении электроэнергетическим режимом ОЭС Сибири / В. Г. Неуймин, А. Ю. Останин, А. А. Томалев // Энергия единой сети. – 2019. – № 6. – С. 32–36.
3. Регламент проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед. Приложение № 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка / АО «СО ЕЭС». – 2016. – 102 с.
4. Регламент внесения изменений в расчетную модель электроэнергетической системы. Приложение № 2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка / АО «СО ЕЭС». – 2015. – 12 с.
5. Оптимизация суточных режимов энергосистемы с адаптивным расчетом максимально допустимых перетоков / Н. Г. Шубин, В. Г. Неуймин, А. А. Багрянцев, Д. М. Максименко // Известия НИИ постоянного тока. – 2011. – № 65. – С. 135–146.

Костоглодова Светлана Леонидовна, главный специалист службы электрических режимов ОДУ Сибири Системного оператора Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»).

E-mail: Kostoglodova@osib.so-ups.ru

Лоцман Дмитрий Сергеевич, начальник службы электрических режимов ОДУ Сибири Системного оператора Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»).

E-mail: lotsman@osib.so-ups.ru

Максименко Дмитрий Михайлович, ведущий инженер-программист Центра моделирования и автоматизации управления энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы Противоаварийное управление (АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»).

E-mail: maksimenko@niipt-ems.ru

Неуймин Владимир Геннадьевич, канд. техн. наук, доцент, начальник центра моделирования и автоматизации управления энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы Противоаварийное управление (АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»).

E-mail: vlad@niipt-ems.ru

Останин Андрей Юрьевич, заместитель главного диспетчера по режимам ОДУ Сибири Системного оператора Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»).

E-mail: andrey@osib.so-ups.ru

ИЗ ОПЫТА МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 621.3.019

И. А. Бончук, М. А. Созинов, А. П. Шапошников

Обзор существующих подходов к регулированию частоты и выбору оперативных резервов активной мощности в изолированных электроэнергетических системах России

Анализируются подходы к регулированию частоты и определению требуемой величины оперативных резервов активной мощности в изолированно работающих электроэнергетических системах (ЭЭС) России.

Рассматриваются ЭЭС Калининградской, Магаданской и Сахалинской областей. Даётся их краткая характеристика в части:

- структуры и величины потребления;
- генерирующего оборудования, его характеристик, режимов работы;
- подхода к определению оперативных резервов активной мощности.

В заключительной части выявляются общие подходы и особенности рассмотренных изолированных ЭЭС.

Ключевые слова: изолированная энергосистема, оперативные резервы, первичный резерв, вторичный резерв, третичный резерв, регулирование, частота.

Введение

В России существуют изолированно работающие электроэнергетические системы (ЭЭС), которые не имеют электрических связей с Единой энергетической системой (ЕЭС) России и существуют временно изолированные ЭЭС, которые могут длительно работать изолированно при плановом выводе в ремонт линий электропередачи (табл. 1).

Таблица 1

Изолированные электроэнергетические системы России

Постоянно изолированные ЭЭС	Временно изолированные ЭЭС
Камчатский край	Республика Саха (Якутия)
Чукотский автономный округ	Республика Карелия
Норильский промышленный район Красноярского края	Республика Коми
Сахалинская область	Архангельская область
Магаданская область	Мурманская область

В статье рассматриваются ЭЭС Сахалинской, Магаданской и Калининградской областей. Планируется, что последняя ЭЭС после 2025 г. начнет работать изолированно от ЕЭС России, после выхода ЭЭС Литовской Республики, Латвийской Республики и Эстонской Республики из синхронной зоны электрического кольца Белоруссии, России, Эстонии, Латвии и Литвы.

Изолированные ЭЭС должны обладать повышенными требованиями к надежности их работы и должны быть обеспечены необходимым объемом резервов активной

мощности, который позволит поддерживать частоту электрического тока на требуемом уровне в нормальном и послеаварийном электроэнергетических режимах.

Цель исследования – анализ подходов к регулированию частоты и выбору оперативных резервов активной мощности в изолированных ЭЭС России.

Анализ изолированных энергосистем

1. Потребление

1.1. Калининградская область

Основным потребителем электрической энергии в ЭЭС Калининградской области является жилищно-бытовой сектор. В ЭЭС отсутствуют крупные промышленные потребители. Доля населения и объектов ЖКХ в структуре потребления – около 68 %. Исторический максимум потребления 843 МВт. Установленная мощность электростанций составляет 1 918,7 МВт.

1.2. Сахалин

Основным потребителем электрической энергии в ЭЭС Сахалина является жилищно-бытовой сектор (около 51 % потребления – население и объекты ЖКХ). Отсутствуют крупные промышленные потребители с единичной долей электропотребления выше 5 %. Исторический максимум потребления 453 МВт [1]. Установленная мощность электростанций ЭЭС Сахалина в рассматриваемом центральном энергорайоне составляет 634,7 МВт.

1.3. Магаданская область

Значительную часть энергопотребления (около 44 %) обеспечивают предприятия, занимающиеся добычей полезных ископаемых. Из-за роста таких предприятий, работающих круглосуточно, суточный график стал более ровный, со слабовыраженными пиками. Дополнительное влияние на равномерность суточного графика оказывает низкая доля жилищно-бытового сектора. Исторический максимум потребления 502 МВт [2]. Установленная мощность электростанций ЭЭС Магаданской области составляет 1 530,5 МВт.

Структура потребления электроэнергии по рассматриваемым ЭЭС приведена на рис. 1.

2. Электростанции

2.1. Калининградская область

В Калининградской области пять основных электростанций: Талаховская ТЭС, Маяковская ТЭС, Прегольская ТЭС, Приморская ТЭС и Калининградская ТЭЦ-2 [3].

Блоки Талаховской и Маяковской ТЭС выполнены на базе ГТУ. Обладают высокими маневренными характеристиками, большим регулировочным диапазоном и оснащены системой автоматического регулирования частоты и мощности (САРЧМ).

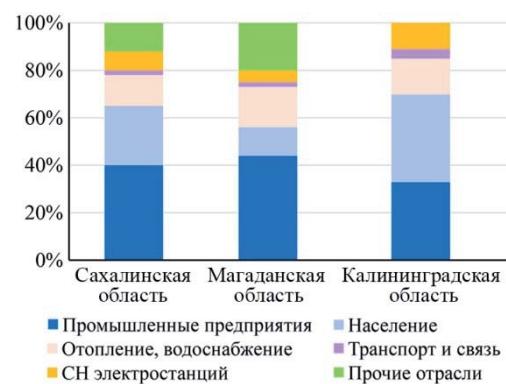


Рис. 1. Структура электропотребления изолированных ЭЭС

Данные блоки используются для регулирования частоты при изолированной работе ЭЭС.

Прегольская ТЭС состоит из четырех блоков ПГУ, каждый из которых включает одну ГТУ и одну ПТ. Блоки данной электростанции оснащены САРЧМ и при необходимости способны осуществлять регулирование частоты. Но стоит отметить, что блоки данной электростанции, по сравнению с блоками Талаховской и Маяковской ТЭС, имеют меньший регулировочный диапазон, больший технологический минимум и большее время пуска. Из-за этого электростанция чаще используется в полу-пиковой части графика для покрытия суточных неровностей графика нагрузок.

Приморская ТЭС построена на базе трех паросиловых установок (ПСУ), работающих на угле. Электростанция резервная и предназначена в первую очередь, для обеспечения энергобезопасности региона. Имеет низкий регулировочный диапазон, крайне низкую маневренность и самое долгое время пуска (12 часов).

В составе Калининградской ТЭЦ-2 два блока ПГУ по 450 МВт, каждый из которых включает себя две ГТУ и одну ПТ. Каждый из блоков может работать в режиме полублока (в работе одна ГТУ и одна ПТ), при этом максимальная мощность блока в таком режиме снижается в два раза. Несмотря на самую высокую маневренность среди всех электростанций, она имеет самый высокий технологический минимум, что значительно осложняет ее работу при изолированном режиме работы ЭЭС (из-за небольших нагрузок). При этом она должна обязательно находиться в работе в осенне-зимний период, так как обеспечивает теплом и горячим водоснабжением южную часть г. Калининграда. Как правило, летом при изолированном режиме работы электростанция будет отключена, а зимой и в межсезонье будут работать либо один, либо два полублока в базовой части нагрузок. Режим работы полного блока при изолированной работе не будет использоваться, так как технологический минимум блока составляет от 270 до 290 МВт в течение года. При таких мощностях доля блока (в зависимости от времени суток и времени года) может составлять от 40 до 95 % всего объема нагрузки, что может привести к тяжелым последствиям для всей ЭЭС Калининградской области в случае его отключения.

2.2. Сахалин

Состав генерирующего оборудования на о. Сахалин схож с оборудованием Калининградской ЭЭС: присутствуют маневренные ГТУ, ТЭЦ, и угольная электростанция. Но при этом на блоках электростанций отсутствует САРЧМ из-за чего вторичное регулирование частоты осуществляется оперативно диспетчером.

До 2013 г. генерирующее оборудование о. Сахалин находилось в сильно изношенном состоянии [4]. Большая часть оборудования исчерпала свой парковый ресурс, 80 % потребления покрывалось за счет Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 и Сахалинской ГРЭС (на текущий момент выведена из эксплуатации). При этом Южно-Сахалинская ТЭЦ работала в базовой части нагрузок.

Самой старой из всех электростанций являлась Сахалинская ГРЭС (на текущий момент выведена из эксплуатации). К 2014 г. у установленная мощность Сахалинской ГРЭС снизилась с 315 МВт до 84 МВт. Высокий износ оборудования связан со сложными режимами работы электростанции. До 2013 г. электростанция работала в полупиковой и пиковой части графика нагрузок с ежедневными пусками/остановами до двух единиц генерирующего оборудования в сутки. Ввод новых блоков ГТУ

на Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 в 2013 г. позволил перевести Сахалинскую ГРЭС в базовую часть нагрузок в зимний период. С апреля по октябрь электростанция находилась в холодном резерве. С 2019 г. после ввода в эксплуатацию Сахалинской ГРЭС-2 станция выведена из эксплуатации.

По состоянию на начало 2021 г. Южно-Сахалинская ТЭЦ-1 является самой мощной электростанцией о. Сахалин с установленной мощностью 455,24 МВт. Первые три блока выполнены на базе ПСУ были введены в работу с 1976 по 1984 г. На протяжении всего времени эксплуатации эти три блока работают преимущественно в базовой части нагрузок, обеспечивая при этом необходимую теплофикационную нагрузку.

В 2012 и 2013 гг. на электростанции были введены в эксплуатацию новые блоки № 4 и 5. Блоки состоят из трех и двух ГТУ соответственно. Ввод в работу данного оборудования позволил заместить выработку электроэнергии устаревшей Сахалинской ГРЭС и значительно упростить покрытие полупиковой и пиковой части нагрузок в ЭЭС. Их высокая маневренность позволяет эффективно реагировать на изменения нагрузки в центральном энергорайоне.

Новая Сахалинская ГРЭС-2 установленной мощностью 120 МВт состоит из двух ПСУ по 60 МВт каждая. Топливом для электростанции является бурый уголь и мазут. Электростанция была построена как замена Сахалинской ГРЭС.

Ногликская газовая электростанция была введена в эксплуатацию в 1999 г. На электростанции установлены четыре ГТУ общей установленной мощностью 48 МВт, производства ГП НПКГ «Зоря» – «Машпроект». Электростанция характеризуется низким уровнем надежности. При сбросе нагрузки более 50 % ГТУ аварийно останавливается технологической защитой «Сброс нагрузки», что приводит к частым посадкам электростанции «на ноль» с потерей собственных нужд [5]. Несмотря на относительно «молодой возраст» электростанции, ее оборудование находится в изношенном состоянии. Состояние ГТУ характеризуется высоким физическим износом – в среднем 89 % [6]. В связи с этим планируется вывод из эксплуатации данной электростанции и замена ее на оборудование Мобильных ГТЭС.

2.3. Магаданская область

На территории Магаданской области эксплуатируются четыре крупные электростанции общей мощностью 1530,5 МВт: две ГЭС (Колымская и Усть-Среднеканская) общей мощностью 1210,5 МВт и две тепловые электростанции (Арка-галинская ГРЭС и Магаданская ТЭЦ) общей мощностью 320 МВт. Более 90 % выработки электроэнергии в регионе обеспечивается ГЭС. Преобладание ГЭС является кардинальным отличием Магаданской ЭЭС от ЭЭС Сахалина и Калининградской области. Вторичное регулирование частоты осуществляется автоматически.

Магаданская ТЭЦ была построена в 1970-х годах и является основным источником тепла для г. Магадана. Основным топливом является уголь. Зимой электростанция работает в базовой части с нагрузкой не более 30 МВт. Летом электростанция останавливается в холодный резерв. За это время пополняются необходимые запасы угля. На электростанции установлена дизельная электростанция для возможности разворота с «нуля». Также при разделении ЭЭС электростанция способна регулировать частоту.

Аркагалинская ГРЭС самая старая станция Магаданской ЭЭС. Основным топливом является уголь. Нагрузка зимой зависит от теплофикационной нагрузки и составляет не более 10 МВт. В настоящее время практически не работает.

Колымская ГЭС начала свою работу в 1980-х годах. Оснащена пятью мощными гидроагрегатами. В работе и зимой и летом находятся от двух до трех генераторов. Включение большего количества агрегатов нежелательно из-за уменьшения фактической нагрузки на каждом из них, что ведет к их попаданию в зону нерекомендованной работы [7]. Данная электростанция осуществляет регулирование частоты в ЭЭС. Для этого один из агрегатов назначается ответственным за регулирование частоты и на нем снижается значение статизма. На электростанции установлен ГРАМ который в настоящий момент проходит процесс модернизации с заменой на микропроцессорное оборудование.

Электростанция оснащена автоматическим частотным вводом резерва (АЧВР) под который заводится генератор, находящийся в резерве.

Усть-Среднеканская ГЭС самая новая электростанция, на которой еще продолжается процесс строительства. В настоящий момент на электростанции смонтированы три гидроагрегата, на двух из которых установлены временные турбины, а на одном в 2020 г. временную турбину заменили на постоянную. К строительству планируется еще один блок.

3. Резервы

3.1. Калининградская область

В ЭЭС Калининградской области (при изолированном режиме) поддерживаются вторичные и третичные резервы активной мощности. Согласно локальным инструкциям величины резервов определяются в соответствии с требованиями, приведенными в табл. 2.

Таблица 2

Требования по резервам в ЭЭС Калининградской области

Вид резерва	Способ определения необходимой величины резерва
Резерв вторичного регулирования на загрузку/разгрузку (совпадают), МВт	$R = 3 \cdot \sqrt{P_{\text{потр}}}$, где $P_{\text{потр}}$ – активная мощность потребления, МВт.
Резерв третичного регулирования на загрузку (PTP_3), МВт	$\text{PTP}_3 = 2,5 \% \cdot P_{\text{потр}} + P_{\text{раб. макс}} + R$, где $P_{\text{раб. макс}}$ – наибольшая рабочая мощность генерирующего оборудования, МВт
Резерв третичного регулирования на разгрузку (PTP_p), МВт	$\text{PTP}_p = P_{\text{н. макс}} + R$, где $P_{\text{н. макс}}$ – расчетный (прогнозируемый) небаланс мощности, связанный с отключением нагрузки потребителя с наибольшей мощностью потребления

Третичные резервы обеспечиваются в полном объеме в соответствии с вышеуказанными требованиями.

Вторичные резервы невозможно удовлетворить при высоких нагрузках (более 695 МВт). Требуемая величина резервов на загрузку и разгрузку при таком потреб-

лении суммарно составляет более 158 МВт (согласно табл. 2). Это больше максимального регулировочного диапазона блоков, оснащенных САРЧМ.

Высокие требования по резервам приводят к частым перепускам генерирующего оборудования в течение суток. В часы максимума требуются большие резервы на загрузку, для чего необходимо включать большее количество оборудования. В часы минимума невысокая нагрузка и необходимость поддержания резерва на разгрузку приводит к необходимости отключения этого же оборудования в холодный резерв. Это ведет к повышенному исчерпанию паркового ресурса оборудования. С другой стороны, для покрытия флюктуаций потребления и большинства возможных аварийных небалансов достаточно меньшего объема резервов. Данный вопрос был исследован авторами в работе [8].

3.2. Сахалин

Вопросы поддержания резервов мощности на о. Сахалин тесно связаны с вопросами минимизации стоимости электроэнергии, в отличие от Калининградской и Магаданской областей. Резерв на загрузку стараются поддерживать на величине максимальной фактической мощности среди включенного оборудования. При таком подходе максимальное значение требуемого резерва на загрузку может составить 110 МВт, которое будет равно установленной мощности генератора Г-3 на Южно-Сахалинской ТЭЦ-1. Такой объем резерва не всегда удается выдерживать.

Требования к резервам на разгрузку отсутствуют. В случае отключение нагрузки резервов на разгрузку до технологического минимума будет всегда достаточно.

3.3. Магаданская область

Из-за наличия в ЭЭС больших мощностей ГЭС, поддержание необходимого объема резервов не представляет трудностей. К функции частотного пуска на постоянной основе подключен один из генераторов Колымской ГЭС. При необходимости персонал электростанции может в короткий срок включить оставшиеся гидроагрегаты в работу.

Резерв на загрузку определяется из условия возникновения небаланса при отключении самого нагруженного генератора. Для удовлетворения этого резерва всегда хватает гидроагрегата Колымской ГЭС, подключенного к функции частотного пуска, так как электростанция имеет самые мощные агрегаты в ЭЭС, а их мощность одинакова относительно друг друга.

Резерв на разгрузку не определяется, но из-за наличия в работе от трех до четырех гидроагрегатов на разных ГЭС при их малом техническом минимуме, объема резерва всегда хватает для покрытия любых возможных небалансов на разгрузку.

Выводы

По результатам вышеприведенного анализа выявлено:

1. Отличительной особенностью каждой ЭЭС является организация вторичного регулирования частоты. В рассмотренных энергосистемах применяются различные способы: установка САРЧМ на блоках, изменение статизма на регулирующем блоке или оперативное вторичное регулирование.

2. В изолированных ЭЭС отсутствуют требования к первичным резервам. При осуществлении первичного регулирования станции будут изменять свою нагрузку с учетом фактически имеющихся резервов в конкретный момент времени.

3. В ЭЭС Сахалина и Магаданской области оперативные резервы не классифицируются на вторичные и третичные, подразделяясь лишь на резервы на загрузку и разгрузку.

4. Объем резервов в изолированных ЭЭС сильно зависит от следующих факторов:

- исторически сложившегося состава генерирующего оборудования в ЭЭС;
- стоимости выработки электрической энергии на различных станциях, которая зависит от вида, доступности и стоимости топлива;
- технического состояния станции.

При определении требуемого объема оперативных резервов активной мощности общим для рассмотренных ЭЭС является стремление поддерживать величину резервов, обеспечивающую покрытие максимального аварийного небаланса.

При модернизации или создании изолированных ЭЭС с точки зрения генерирующего оборудования всегда особое внимание уделяется созданию необходимого объема резервов на случай ремонтов и аварийных ситуаций. С этой точки зрения кажется, что весь вопрос заключается лишь в выборе правильного баланса между увеличением установленной генерирующей мощности в энергосистеме и экономическими факторами от строительства и последующего неполного использования данных мощностей.

На самом деле обеспечение надежной работы изолированно работающих энергосистем зависит от куда больших факторов, таких как тип электростанции, единичная установленная мощность каждого агрегата, маневренные характеристики каждого из агрегатов, регулировочный диапазон, вид топлива и обеспечение топливом, время пуска из холодного резерва каждого агрегата, отсутствие ограничений по выдаче мощности, состояние оборудования электростанции, наличие противоаварийной и режимной автоматики, качество регулирования частоты различными блоками/электростанциями.

Список литературы

1. Годовой отчет публичного акционерного общества энергетики и электрификации «САХАЛИНЭНЕРГО» по результатам работы за 2019 год: сайт. – URL: http://sakhalinenergo.ru/files/GO_2019+otchet_o_zainteres_sdelkakh.pdf (дата обращения 20.03.2021).
2. Схема и программа развития электроэнергетики Магаданской области на 2019–2023 годы (утверждена приказом Министерства строительства, жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Магаданской области от 08.05.2019 г. № 108-од): сайт. – URL: https://economy.49gov.ru/common/upload/28/editor/file/Programma_razvitiya_energetiki_utv._2019.pdf (дата обращения 20.03.2021).
3. Оптимизация режимов работы электростанций в изолированных электроэнергетических системах / И. А. Бончук, А. П. Шапошников, П. М. Ерохин, М. А. Созинов // Электрические станции. – 2021. – № 4. – С. 16–25.
4. Об утверждении государственной программы Сахалинской области «Развитие энергетики Сахалинской области» (с изменениями на 19 августа 2020 г.) : Постановление № 808 от 31 дек. 2013 года : утвержден Правительством Сахалинской области / Правительство Сахалинской области. – 2013.

5. Схема и программа развития электроэнергетики Сахалинской области на период 2018–2022 гг.: сайт. – URL: <https://minenergo.sakhalin.gov.ru/elektroenergetika/shema-i-programma/shema-2018-2022/> (дата обращения 01.03.2021).
6. ПАО «САХАЛИНЭНЕРГО»: сайт. – URL: <http://sakhalinenergo.ru/press-tsentr/Novosti-kompanii/sakhalinenergo-22012021/> (дата обращения 20.03.2021).
7. ГОСТ Р 56969-2016 Обеспечение согласованной работы централизованных систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности и автоматики управления активной мощностью гидравлических электростанций : национальный стандарт Российской Федерации : дата введения 2017-01-01 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. – Изд. официальное. – Москва : Стандартинформ, 2016.
8. Определение нерегулярных отклонений мощности и динамической погрешности регулирования баланса активной мощности в региональных изолированных электроэнергетических системах / И. А. Бончук, А. П. Шапошников, М. А. Созинов, Д. С. Горбатов, Д. Е. Петрушин // Промышленная энергетика. – 2021. – № 2. – С. 2–11.

Бончук Илья Александрович, ведущий специалист службы энергетических режимов, балансов, развития и сопровождения рынка Филиала АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ.

E-mail: ilyabonchyk@mail.ru

Созинов Михаил Алексеевич, главный специалист службы электрических режимов Филиала АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ.

E-mail: m.sozinov@bk.ru

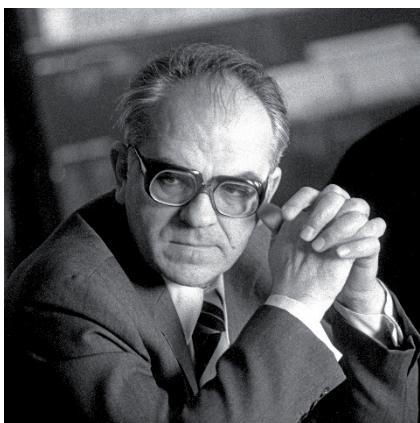
Шапошников Александр Петрович, ведущий эксперт службы электрических режимов Филиала АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ.

E-mail: shaposhnikoff@mail.ru

ИМЕНА И ДАТЫ

Н. И. Воропай, Г. А. Федотова

Юрий Николаевич Руденко – ученый, организатор науки, человек



30.08.1931–7.11.1994

Настоящая статья посвящена выдающемуся ученому-энергетику – академику Юрию Николаевичу Руденко и подготовлена к 90-летию со дня его рождения.

Директор Сибирского энергетического института СО АН СССР (1973–1988), академик-секретарь Отделения физико-технических проблем энергетики РАН (1988–1994), специалист в области электроэнергетики Ю. Н. Руденко способствовал развитию системного подхода к управлению развитием и функционированием больших систем энергетики. Главное дело его

жизни – создание теории и методов исследования надежности и живучести систем энергетики и топливно-энергетического комплекса России, ее энергетической безопасности. Он является основоположником и признанным лидером научных школ в этих областях.

Из воспоминаний авторов статьи – учеников Ю. Н. Руденко

Н. И. Воропай: Впервые с Юрием Николаевичем я встретился в Ленинградском политехническом институте зимой 1965 г. на кафедре электрических сетей и систем, где я на предпоследнем, пятом курсе бывал уже достаточно регулярно и даже имел свое рабочее место. Незадолго до этого заведующий кафедрой профессор Олег Владимирович Щербачев, еще до официального и даже предварительного распределения, предложил мне выбрать СЭИ – новый, быстро растущий и имеющий уже всесоюзную известность институт. Я согласился.

И вот тогда, имея уже мое заочное согласие распределиться в СЭИ, Юрий Николаевич, будучи в командировке в Ленинграде, зашел на кафедру познакомиться и поговорить о предстоящей работе. Он, конечно, расписывал перспективы роста и развития института, электроэнергетического направления, за которое он тогда отвечал. Детали этого разговора подзабылись, да это и не так важно, более важны те первые впечатления о Юрии Николаевиче как о человеке, которые крепко запомнились.

Помнится его улыбка – не широкая, а несколько как бы вроде смущенная, но доброжелательная, располагающая к себе. Этой улыбке соответствовали и глаза, их выражение. Может быть, некоторая совсем небольшая доля застенчивости проступала сквозь эту улыбку и это выражение глаз. И абсолютно никакой суровости, о которой вспоминают старожилы СЭИ.

Я, конечно, позже, уже в СЭИ довольно скоро увидел эту суровость, которой многие боялись. Но первое впечатление было совсем другим, и потом уже я понял,

что на самом деле на работе у Юрия Николаевича видимая суворость не была проявлением жесткости или, тем более, грубости – он был по натуре очень мягким и ранимым человеком. Просто-напросто Юрий Николаевич был предельно собранным, предельно организованным и чрезвычайно работоспособным человеком, предельно педантичным в хорошем смысле этого слова; правда, эта предельность все-таки внешне имела выражение вот этой видимой жесткости, суворости.

В следующий раз я встретился с Юрием Николаевичем уже в Иркутске, 6 августа 1966 г., приехав по распределению на работу. Но это уже, как говорят, совсем другая история.

Г. А. Федотова: Я пришла в СЭИ сразу после окончания математического факультета Иркутского госуниверситета в августе 1966 г. Юрий Николаевич был в то время заведующим лабораторией управления динамическими процессами в системах и заместителем директора института. Тема моей дипломной работы была из области оптимальных управлений, что сыграло решающую роль, и Юрий Николаевич взял меня в свою лабораторию после собеседования в присутствии наших ведущих математиков А. П. Меренкова и В. П. Булатова.

С самого первого дня в СЭИ я работала непосредственно с Юрием Николаевичем. Задания на работу он обычно формулировал четко и давал в письменном виде после основательного разговора о том, что нужно сделать.

Мне, как и всем сотрудникам лаборатории, были отведены день недели и час, когда мы с Юрием Николаевичем обсуждали, что сделано за неделю, какие возникли трудности и проблемы и что делать дальше. Он был умелым и требовательным руководителем, всегда четко ставил задачу и не мешал в поисках методов ее решения.

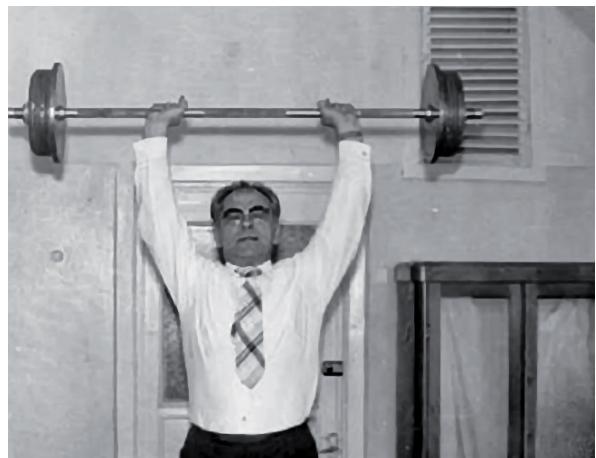
Работая с людьми, он уважал их мнение, позволял переубедить себя, если оказывался неправ. Чрезмерно доверяя людям, порой в них ошибался и был беспомощен перед наглостью и хамством, которые портили ему жизнь. В решении самых разных житейских проблем был всегда справедлив, честен и принципиален. Будучи обязательным человеком, Юрий Николаевич всегда выполнял свои обещания, не забывал отметить достижения и успехи каждого.

Юрий Николаевич умел сплачивать вокруг себя людей, бывал вместе со своими сотрудниками и вне работы, будь то субботник, пикник, праздничный вечер, спортивные соревнования или что-то другое. Он инициировал коллективную утреннюю зарядку и обязательно приходил в зал главного щита управления электродинамической модели для ее проведения, что заставляло и других сотрудников лаборатории не пропускать занятия. Сдавал вместе со всеми нормы ГТО, участвовал в лыжных соревнованиях, любил петь под гитару у костра.

Вхождение в науку

Перед поступлением в аспирантуру Ю. Н. Руденко приобрел шестилетний опыт работы на производстве, имея дело с электросетевым и трансформаторным хозяйством крупного Орско-Халиловского металлургического комбината и получив собственное представление о проблемах промышленной электроэнергетики.

Кандидатская диссертация Ю. Н. Руденко была посвящена вопросам математического моделирования и исследования асинхронных режимов явнополюсных синхронных машин. Это было актуальным для того времени направлением по ряду причин.



Ю. Н. Руденко сдает нормы ГТО

Во-первых, пятидесятые годы были периодом активного использования аналоговых вычислительных машин (АВМ) в научных исследованиях, в том числе, в электроэнергетике, и появления первых цифровых вычислительных машин (ЦВМ). Эти вычислительные средства позволяли на новой основе достаточно детально моделировать сложные объекты, какими являются мощные синхронные генераторы явнополюсного типа, устанавливаемые на гидроэлектростанциях. Юрий Николаевич ставил свою научную проблему по-системному: есть некая детальная математическая модель явнополюсного генератора, подробно описывающая процессы в элементах этого сложного объекта, где есть факторы существенные, а есть – несущественные, не влияющие заметным образом на результаты моделирования, требуется выявить возможности пренебрежения ими. При этом исследования влияния разных факторов проводились на АВМ.

Второй причиной была практическая важность таких исследований: тогда строились и проектировались крупные гидроэлектростанции Волжского и Ангаро-Енисейского каскадов, на которых устанавливались мощные синхронные агрегаты явнополюсного типа. При больших единичных мощностях ГЭС их асинхронные режимы могли приводить к тяжелым последствиям для самой электроэнергетической системы и для потребителей. Эти проблемы были новыми и требовали исследований. Нужно еще отметить, что Юрий Николаевич учился в аспирантуре Ленинградского политехнического института, в котором в конце двадцатых – начале тридцатых годов сформировалась передовая научная школа в области электромеханических переходных процессов и устойчивости электроэнергетических систем (ЭЭС) – школа профессора А. А. Горева, ученики которого О. В. Щербачев, М. Л. Левинштейн, И. А. Груздев продолжали активно развивать это научное направление. Несомненно, дух научной школы А. А. Горева наложил отпечаток на научное направление исследований Юрия Николаевича Руденко.

Кемеровский период

После защиты диссертации в мае 1960 г. начинается новый этап в жизни Юрия Николаевича – он работает в Кемерово, в Объединенном диспетчерском управлении (ОДУ) энергосистемами Западной Сибири.



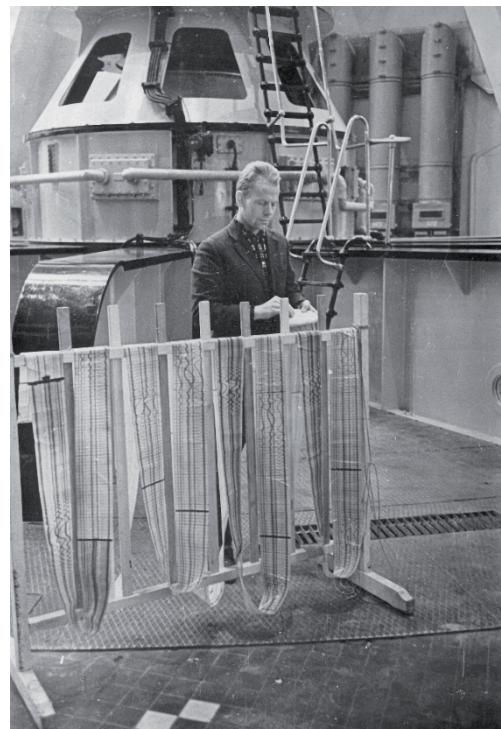
Ю. Н. Руденко за пультом управления.
ОЭС Сибири (Кемерово, 1979)

Из характеристики 1963 г.: «Ю. Н. Руденко работал в ОДУ в период его формирования. Он поставил работу службы режимов, включая организацию двухлетних курсов повышения квалификации работников служб ОДУ и контактов с НИИ и вузами. Ю. Н. Руденко является инициатором научно-исследовательских работ в ОДУ, в частности, по параллельной работе крупных энергосистем, размещению и использованию резервов, учету

колебаний нагрузки, по методам расчета статической и динамической устойчивости, оптимизации режимов работы энергосистем Сибири и др. С его участием был создан вычислительный центр с ЭВМ Урал-2, аналоговыми машинами и расчетными моделями. Был партгрупогром, редактором стенгазеты, членом добровольной народной дружиной...».

Из всего перечисленного видно, насколько широк был круг интересов Юрия Николаевича. Проблемы, с которыми он имел дело, выдвигались самой практикой эксплуатации энергообъединения Западной Сибири. Энергообъединение еще только создавалось, связи между отдельными системами были слабыми, начинала формироваться сеть напряжением 500 кВ. И поэтому, естественно, возникало множество вопросов. Юрию Николаевичу пришлось на практике постигать особенности автоматического регулирования и ограничения перетоков мощности по ЛЭП с низкой пропускной способностью, исследовать устойчивость энергообъединения при нерегулярных колебаниях нагрузки. Здесь фактически была заложена основа разрабатывавшихся им затем в СЭИ подходов к анализу надежности, выбору резервов в электроэнергетических системах со слабыми связями.

Одной из интересных и серьезных задач этого периода были испытания автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) сильного действия (СД) на гидрогенераторах Братской ГЭС. Это были только



Испытания на Братской ГЭС цифрового регулятора возбуждения (конец 1960-х)

что разработанные принципиально новые регуляторы, которые обеспечивали режимы работы гидрогенераторов в нормальных и аварийных условиях. Таких АРВ в мире еще не было, а системные стабилизаторы, работающие на похожих принципах, за рубежом появились намного позже. Конечно, АРВ СД исследовались на моделях электроэнергетических систем. Но модели моделями, а важно было посмотреть, как эти новые регуляторы ведут себя в реальных условиях. Юрий Николаевич вместе со специалистами Центрального диспетчерского управления (ЦДУ), ВНИИЭ и своими сотрудниками подолгу работал на Братской ГЭС, изучая тонкости новых регуляторов.

Опыт эксплуатации энергообъединений того времени и специальные исследования, которые проводили диспетчерские управление и институты, позволили в 1964 г. подготовить и опубликовать нормативный документ – Временные руководящие указания по устойчивости энергосистем. Несмотря на определение «временные», эти руководящие указания просуществовали почти двадцать лет. Этот факт говорит о глубокой и всесторонней проработке этого уникального документа, одним из авторов которого был Ю. Н. Руденко.

Три с половиной года работы в ОДУ стали для Юрия Николаевича прекрасной школой производственной работы в органичном сочетании с научной и обеспечили ему прочный фундамент для последующей деятельности.

Развитие работ по проблемам устойчивости ЭЭС

С декабря 1963 г. начался почти 25-летний период работы Юрия Николаевича в Сибирском энергетическом институте СО АН СССР в Иркутске, куда он приехал по приглашению Льва Александровича Мелентьева, тогда директора СЭИ и члена-корреспондента АН СССР. Сначала заведовал лабораторией электроэнергетики и электроэнергетических систем, с мая 1965 г. был заместителем директора института, а с апреля 1973 г. и по август 1988 г. (т. е. более 15 лет) – директором института. Именно в СЭИ произошло становление его как выдающегося ученого-энергетика с мировым именем, крупного организатора науки и общественного деятеля.

В 1960-е годы и первую половину 1970-х годов во многом благодаря работам Ю. Н. Руденко произошло существенное развитие и расширение области исследований по проблемам устойчивости и надежности электроэнергетических систем и крупных энергообъединений. В части проблем устойчивости в это время под руководством Юрия Николаевича велись активные исследования средств противоаварийного управления, электрического торможения для гашения ускорения роторов генераторов крупных электростанций (главным образом ГЭС) при коротких замыканиях, новых эффективных методов численного интегрирования систем дифференциальных уравнений, моделирующих поведение электроэнергетических систем в аварийных ситуациях. Юрий Николаевич инициировал исследования в СЭИ по статической устойчивости электроэнергетических систем и по эквивалентированию, в том числе для математических моделей динамики электроэнергетических систем. В конце 1960-х – начале 1970-х годов в лаборатории управления динамическими процессами в системах, которой руководил Юрий Николаевич, были разработаны первые программные комплексы для исследований электромеханических переходных процессов и устойчивости сложных многомашинных электроэнергетических систем. С помощью этих программных комплексов выполнялись не только

прикладные исследования, в частности, совместно с институтом «Энергосетьпроект» для перспективных схем развития Единой электроэнергетической системы (ЕЭС) СССР. На основе этих программных комплексов был выявлен ряд новых интересных свойств крупных протяженных энергообъединений, велись исследования влияния характеристик структуры системы на ее поведение, зоны влияния возмущений и устройств управления в протяженном энергообъединении и ряд других.

Интересным и неожиданным было развитие и применение метода функций Ляпунова для оценки устойчивости электроэнергетических систем. Метод функций Ляпунова к этому времени уже был известен в электроэнергетике, появились многие публикации, связанные с его использованием для оценки области устойчивости электроэнергетических систем, был предложен ряд аналогов этого метода, один из них – еще в 1930-е годы А. А. Горевым, так называемый энергетический метод. Область устойчивости с помощью функции Ляпунова определяется в пространстве переменных состояния системы, которыми для ЭЭС являются, прежде всего, положения роторов синхронных генераторов в пространстве и скорости их вращения.

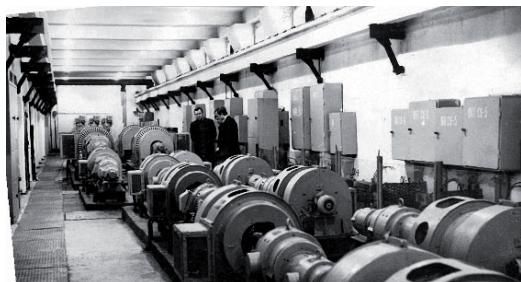
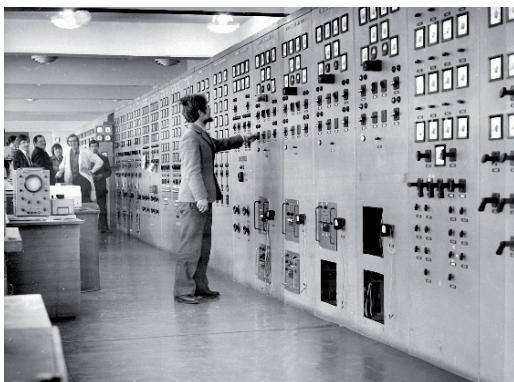
Необходимо заметить, что в классическом математическом методе функций Ляпунова предполагается, что система уже получила некоторое возмущение, а далее происходит так называемое свободное движение системы, переходный процесс при неизменных ее параметрах. Функция Ляпунова как раз и оценивает область, внутри которой изменения переменных состояния в результате возмущения не приводят к нарушению устойчивости, а если переменные состояния выходят за пределы этой области, то устойчивость системы нарушается.

Эти подробности приводятся здесь для того, чтобы подчеркнуть оригинальность решения, предложенного Ю. Н. Руденко. Дело в том, что специфика процессов в ЭЭС такова, что до момента, когда движение системы можно считать свободным, обычно происходит целый ряд событий, в результате которых изменяются параметры элементов системы. Сначала, например, это короткое замыкание на ЛЭП, затем отключение поврежденной цепи ЛЭП, потом могут быть многократные действия автоматики для обеспечения устойчивости системы, в результате которых происходят отключения генераторов, нагрузок, линий. А с помощью классического метода функций Ляпунова эти многократные изменения параметров системы учесть не удается.

Ю. Н. Руденко строго математически обосновал новый подход, позволяющий решить задачу с помощью серии состыкованных друг с другом функций Ляпунова, где каждая строится для своего конечного интервала времени, в течение которого параметры системы не меняются. Этот подход был новым и оригинальным не только в электроэнергетике, но и в математическом плане.

Электродинамическая модель

1950–1960-е годы характеризуются активным развитием и использованием таких специфических моделирующих установок для исследования режимов и устойчивости электроэнергетических систем, как электродинамические модели (ЭДМ). ЭДМ по существу является физической копией реальной системы, только в уменьшенном масштабе. Некоторые реальные элементы, правда, не воспроизводятся в виде точных аналогов, а моделируются, но физически реальными элементами. Например, ЛЭП представляется набором индуктивностей и емкостей, соединенных определенным образом, чтобы смоделировать ее реальные параметры.



Большая электродинамическая модель:
главный щит управления (слева), машинный зал (справа)

Инициатива в создании ЭДМ в СЭИ принадлежит В. А. Веникову, тогда заведующему кафедрой электроэнергетических систем Московского энергетического института (МЭИ). Этой же кафедрой был выполнен проект большой ЭДМ для СЭИ, которая разместилась в подвале и на первом этаже нынешнего здания института, куда коллектив переехал из центра города весной 1966 г. Надо сказать, что во временном здании на улице Киевской уже к тому времени работала ЭДМ (ее потом называли малой).

В 1960-е годы наладка и запуск ЭДМ выполнялись многими сотрудниками лаборатории Ю. Н. Руденко. К началу 1970-х годов с помощью ЭДМ – сначала малой, потом большой – удалось решить ряд важных практических задач, связанных, в том числе, с проблемами устойчивости в Иркутской энергосистеме после ввода Братской ГЭС. Во второй половине 1970-х – начале 1980-х годов ЭДМ продолжала работать, совершенствоваться и использоваться, превратившись в автоматизированный цифроаналого-физический комплекс. К сожалению, в конце 1980-х – начале 1990-х спрос на исследования с помощью ЭДМ пропал, сдерживать и поддерживать ее в работоспособном состоянии стало нецелесообразно, и ЭДМ пришлось законсервировать, а затем и демонтировать.



В зале главного щита управления ЭДМ,
Ю. Н. Руденко с сотрудниками своей лаборатории

Надежность электроэнергетических систем

Проблема надежности ЭЭС интересовала Юрия Николаевича еще во время его работы в ОДУ Западной Сибири, она инициировалась реальными, весьма непростыми условиями работы формирующегося энергообъединения. Фактически на основе

этого опыта Юрий Николаевич сформулировал впервые задачу распределения резервов мощности в электроэнергетических системах со слабыми связями. Эта новая для того времени задача была проиллюстрирована реальным примером на основе информации по электрообъединению Западной Сибири, в результате чего в 1964 г. в журнале «Электрические станции» вышла статья Юрия Николаевича с постановкой упомянутой задачи, методом ее решения и иллюстрацией его работы.

Во второй половине 1960-х – начале 1970-х годов Ю. Н. Руденко разворачивает в своей лаборатории широкий комплекс исследований по проблемам надежности ЭЭС. Это задачи сбора и обработки статистической информации о показателях надежности оборудования ЭЭС, являющейся основой для решения системных задач: планирования ремонтов оборудования ЭЭС и распределения резервов мощности, расчета надежности сложных ЭЭС на основе аналитических методов и статистического моделирования.

Важным, рубежным событием в этом направлении была публикация в 1974 г. в Сибирском отделении издательства «Наука» книги Ю. Н. Руденко и М. Б. Чельцова «Надежность и резервирование в электроэнергетических системах. Методы исследования». В книге не только отражены результаты исследований, полученные Юрием Николаевичем и его учениками, но обобщены и структурированы фактически все известные к тому времени подходы и методы исследования надежности ЭЭС, выбора и распределения резервов мощности в сложных электрообъединениях. Эта книга до настоящего времени не утратила своего энциклопедического значения для специалистов, работающих по этой проблеме.

Признанием безусловных заслуг Юрия Николаевича в области надежности ЭЭС была блестящая защита им в 1971 г. докторской диссертации в совете Ленинградского политехнического института. Защита была достаточно быстро утверждена ВАК в начале 1972 г. Фактически это была первая докторская диссертация по проблеме надежности в электроэнергетике, она открывала период новых, современных подходов к комплексному решению разнообразных задач исследования и обеспечения надежности ЭЭС.

Автоматизированная система диспетчерского управления Единой электроэнергетической системой (ЕЭЭС) СССР

В 1950-е – 1960-е годы в СССР происходило интенсивное развитие электроэнергетики: строились мощные электростанции уже не только в европейской части страны, но и в Сибири, были введены в работу первые ЛЭП напряжением 400 кВ, которые затем были переведены на 500 кВ, развивалась основная электрическая сеть на этом напряжении. Созданные к концу 1950-х годов объединенные ЭЭС европейской части СССР были переведены на параллельную работу, и сформировалась Единая электроэнергетическая система европейской части страны. Последнее вызвало необходимость создания в 1957 г. Объединенного диспетчерского управления (ОДУ) ЕЭЭС европейской части СССР.

В первой половине 1960-х годов, после присоединения к ЕЭЭС европейской части СССР энергообъединений Урала, Северного Казахстана и Сибири, Северного Кавказа и Закавказья, фактически была сформирована ЕЭЭС СССР (энергообъединения Средней Азии и Востока так и остались работающими изолированно), что

послужило основанием для создания в 1969 г. Центрального диспетчерского управления (ЦДУ) ЕЭС СССР. Тем самым окончательно сложилась эффективно действующая до сих пор иерархическая трехуровневая система диспетчерского управления электроэнергетическими системами страны: ЦДУ ЕЭС СССР (сейчас – Системный оператор (СО) ЕЭС России) – ОДУ энергообъединений – региональные диспетчерские центры (РДЦ) региональных ЭЭС (сейчас филиалы СО ЕЭС).

Диспетчерское управление таким сложным энергообъединением, как ЕЭС СССР, было немыслимо без применения передовых по тому времени алгоритмических разработок на основе ЭВМ, по которым СЭИ был уже признанным лидером. Поэтому в 1967 г. в СЭИ начинается активная проработка принципов построения структуры и алгоритмов автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) ЕЭС СССР. Была организована инициативная бригада, работой которой руководил Ю. Н. Руденко, состоявшая из ведущих электроэнергетиков института и работавшая по принципам мозгового штурма. Результатом этой активной деятельности была логично изложенная концепция иерархической АСДУ ЕЭС СССР, которая обсуждалась в Москве и обнародована в серии статей в журнале «Известия АН СССР. Энергетика и транспорт» в 1969 г.

Ю. Н. Руденко проявил себя в этой непростой работе как идеолог и блестящий организатор. Конечно, некоторые положения концепции, как видится с позиций сегодняшнего опыта, были немного наивными, но не нужно забывать, что такая концепция создавалась практически впервые в мире (зарубежные, менее масштабные аналоги АСДУ начали появляться чуть позже), и кроме того, тогда еще вытаптывало общее представление о безграничных возможностях ЭВМ. Тем не менее, концепция АСДУ ЕЭС СССР опиралась на вполне реалистичную методическую и техническую базу, поэтому приказом министра энергетики был назначен главный конструктор АСДУ ЕЭС СССР (начальник ЦДУ ЕЭС СССР) и началась активная реализация АСДУ, к которой были привлечены лучшие научные силы страны.

По мере развития методических разработок и совершенствования технической базы (средств сбора и обработки информации, ЭВМ) концепция АСДУ корректировалась, но основные ее идеи сохранялись.

Значимым государственным и общественным признанием успехов в разработке АСДУ ЕЭС СССР была Государственная премия 1986 г. в области науки и техники авторскому коллективу под руководством Ю. Н. Руденко, куда вошли пять сотрудников СЭИ. Это, без сомнения, подчеркивало ведущую роль института и самого Юрия Николаевича в разработке проблемы.

Надежность систем энергетики

Очень показательной с точки зрения организации и координации комплексных исследований была работа Ю. Н. Руденко в области надежности систем энергетики. Фактически это направление, будучи его детищем, так и осталось главной областью его научных интересов до конца жизни.

Работая над докторской диссертацией по проблемам надежности электроэнергетических систем, Юрий Николаевич уловил те главные свойства, по которым близки системы энергетики различной природы – электроэнергетические, газо- и нефтеснабжающие, тепло- и водоснабжающие. Эта общность, похожесть свойств систем энергетики в рамках топливно-энергетического комплекса (ТЭК) привели Ю. Н. Ру-

денко к выводу о необходимости постановки комплексной проблемы надежности систем энергетики (СЭ).

Далее, в течение 1973 г. события развивались активно и стремительно:

- постановочный доклад Юрия Николаевича на Научном совете АН СССР по комплексным проблемам энергетики, руководимом тогда Л. А. Мелентьевым;
- рекомендация Научного совета о создании на базе СЭИ под председательством Ю. Н. Руденко Всесоюзного научного семинара «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики»;
- проведение в Иркутске первых пяти заседаний созданного научного семинара;
- публикация в журнале «Известия АН СССР. Энергетика и транспорт» серии основополагающих постановочных статей по методическим проблемам надежности СЭ.

Г. А. Федотова: В этом же году при СЭИ под руководством Ю. Н. Руденко начал работу Всесоюзный научный семинар «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». Семинар носит межотраслевой характер и объединяет специалистов в области надежности различных отраслей энергетики. Объектами научных исследований семинара являются топливно-энергетический комплекс (ТЭК) и входящие в него специализированные системы энергетики: электроэнергетические, нефте-, газо-, угле-, теплоснабжающие и другие. Цели создания семинара, задачи, которые он должен решать, и формы работы сформулировал Ю. Н. Руденко в Положении о семинаре, следование его установкам обеспечило популярность и успех семинара. За период работы семинара с 1973 по 2020 г. проведено 92 заседания, изданы более 70 тематических сборников докладов, более 10 монографий и книг, четыре тома справочника по надежности СЭ, сборники рекомендуемых терминов по надежности СЭ и энергетической безопасности. В 1994 г. по инициативе академика Ю. Н. Руденко был создан фонд «Надежность энергетических систем», одним из направлений деятельности которого в первые годы его работы была научно-техническая и финансовая поддержка работы семинара.

Семинар регулярно работает до сих пор, практически без перерывов – был всего один сбой в начале 90-х годов из-за финансовых проблем. Фактически это единственный научный форум, сохранившийся от прежних времен в России и СНГ. Сейчас он международный и носит имя Ю. Н. Руденко. Семинар имеет крепкое ядро, авторитетный Международный программный комитет, он стал отличной школой для многих специалистов в области надежности систем энергетики, десятки молодых исследователей получили на семинаре путевку в проблему надежности.

Молодым ученым на семинаре уделяется особое внимание. Среди участников семинара на его заседаниях часто присутствуют аспиранты и студенты. Два заседания семинара в 1989 и 2004 годах, посвященных методическим и практическим задачам надежности систем энергетики, были проведены в форме школ. Цель таких школ – дать представление широкому кругу молодых научных сотрудников, ведущих исследования в области надежности СЭ, о наиболее важных проблемах надежности в энергетике и современных методах их решения, т. е. обеспечить передачу знаний тем специалистам, которые в этом заинтересованы, повысить интерес к проблеме и к осмыслению методов решения сложных задач.

Работа с молодежью всегда занимала важное место в жизни Ю. Н. Руденко. Работая в СЭИ, он всегда возглавлял школьную комиссию Академгородка. По инициативе Юрия Николаевича совместно с профессором факультета кибернетики Иркутского политехнического института (ИПИ) Евгения Иосифовича Попова в 1978 г. был создан Учебно-научно-производственный комплекс (УНПК) СЭИ – ИПИ. Это не случайно, так как они постоянно работали вместе: первый – председатель межведомственного координационного совета по внедрению вычислительной техники в народное хозяйство Иркутской области при ОК КПСС, второй – один из его заместителей. Вот что об этом когда-то написал Е. И. Попов.

Когда возник замысел о создании УНПК, Юрий Николаевич со свойственным ему обращением как бы к самому себе говорил: «Каждому из нас необходимо общение с молодежью, нельзя творить, не передавая результаты творчества молодым в живом общении с ними..., значит, исследовательскому институту жизненно необходима учебная аудитория». Конечно, он не забывал о главном, о том, что все интеллектуальные силы общества в той или иной форме должны участвовать в образовании, те же, кто занимается наукой, – обязательно.

УНПК – это еще одна грань созидательной деятельности Ю. Н. Руденко для науки – подготовка высококвалифицированных специалистов, он был председателем совета УНПК около 10 лет. Комплекс позволил обеспечить вовлечение студентов в активную научно-исследовательскую работу, привлечь их к творческим методам научного поиска, углубить ознакомление студентов с перспективными направлениями развития технологии производства, науки и техники.

Цель создания УНПК была достигнута, затраты оправдались очень быстро. Пять кафедр УНПК при СЭИ выпустили более 300 специалистов для организаций энергетического профиля с хорошей подготовкой в области использования вычислительной техники, многие пошли в аспирантуру, став впоследствии кандидатами и докторами наук. А главное, были подготовлены высококвалифицированные кадры для себя.

Важной вехой, определенным образом подытоживающей тему надежности СЭ, стала книга «Надежность систем энергетики», написанная Ю. Н. Руденко совместно с И. А. Ушаковым, широко известным специалистом по общей теории надежности. Юрий Николаевич «втянул» его в энергетические проблемы, и этот дуэт оказался весьма продуктивным. Книга вышла в 1986 г., затем была переиздана в 1989 г., а в 1993-м ее авторам была присуждена премия РАН им. Г. М. Кржижановского.

В области надежности СЭ Юрий Николаевич организовал активное международное сотрудничество. Первый международный семинар по теоретическим и методическим вопросам надежности СЭ был проведен в 1983 г. в Иркутске с участием ученых и специалистов социалистических стран Восточной Европы, второй – в Польше (Яблона) в 1986 г. В это же время была организована координация исследований по надежности СЭ в рамках программы многостороннего сотрудничества академий наук соцстран. Регулярно проводились рабочие семинары и совещания. Первое координационное совещание состоялось в Иркутске в 1986 г. В 1988 г. коллективом ученых из ВНР, НРБ, СССР и ЧССР была подготовлена и издана в СССР книга «Резервы мощности в электроэнергетических системах стран-членов СЭВ», которая явилась итогом первого этапа совместных научных исследований стран-членов СЭВ по надежности ЭЭС.

Следующим международным семинаром по вопросам надежности ЭЭС, но уже с участием и западных специалистов (из Германии, Канады, Австрии и др.), был семинар, проведенный под эгидой Международного института прикладного системного анализа (Лаксенбург, Австрия) в Шопроне (Венгрия) в 1990 г. В числе участников семинара был один из классиков теории надежности в электроэнергетике профессор Д. Эндрени (Канада), книга которого по надежности электроэнергетических систем была издана в СССР на русском языке под научной редакцией Ю. Н. Руденко.

В последующем совместно с профессором Х.-Ю. Хаубрихом (Университет Аахена, Германия) была запланирована серия российско-германских семинаров по проблемам надежности электроэнергетических систем, которые должны были проводиться поочередно в России и в Германии. Первый такой семинар был проведен в 1993 г. в Плесе (Россия), а второй – в 1994 г. в Аахене (Германия). Он привлек очень большое внимание западных специалистов: в Аахене собрались более 100 участников не только из Германии, но и из других европейских стран (Франции, Нидерландов, Италии, Словении и др.), а также из США и Канады. Российская делегация была внушительной – около 20 человек. К сожалению, после смерти Ю. Н. Руденко эта запланированная серия российско-германских семинаров по надежности не была далее продолжена. В 1998 г. в Петергофе (Санкт-Петербург) состоялся третий российско-германский семинар, но уже по более широкой тематике, связанной с глобализацией и либерализацией европейской электроэнергетики.



Второй российско-германский семинар.
В центре Ю. Н. и Ф. В. Руденко, Х.-Ю. Хаубрих (Аахен, 1994)

Н. И. Воропай: *О международной деятельности Юрия Николаевича нужно сказать особо. Он долгое время был членом СИГРЭ, был знаком со многими крупными западными учеными и специалистами, видел, что на Западе не знают и не*

ценят нашу науку, и глубоко переживал эту ситуацию. Этим, собственно, были продиктованы его стремления организовать ряд международных семинаров по надежности систем энергетики, о которых говорилось выше. В этом же ряду стоит организация международной энергетической исследовательской лаборатории в Будапеште при спонсорской поддержке академика Капойи.

Помнится страстное выступление Юрия Николаевича на одном из заседаний докторантурного совета СЭИ в конце 1980-х годов, лейтмотивом которого был призыв: пишите статьи в зарубежные журналы, выступайте с докладами на международных конференциях, активно сотрудничайте с зарубежными учеными. Он видел, что отношение к науке в стране коренным образом меняется в худшую сторону, и только международное признание, международная активность могут как-то поддержать коллектив института, не позволяя растерять наработанный потенциал и кадры в условиях растущей невостребованности науки в стране. Время показало, что Юрий Николаевич был абсолютно прав: сегодняшние позиции института во многом определяются тем, что нас знают и высоко оценивают за рубежом.

Венцом усилий Ю. Н. Руденко в области надежности систем энергетики явилось издание справочника по надежности СЭ. Фактически все четыре тома справочника были подготовлены при жизни Ю. Н. Руденко и отредактированы им самим. Однако Юрий Николаевич увидел только первый том – по общим вопросам надежности СЭ и сигнальный экземпляр третьего тома – по вопросам надежности систем газо- и нефтеснабжения, который вышел сразу же после его кончины. Второй том – по надежности ЭЭС – и четвертый – по надежности систем теплоснабжения «зависли» в издательствах из-за финансовых проблем и были изданы только в 2000 г.

Проблемы формирования и развития ЕЭЭС СССР и ЕЭЭС России

Исследования в этом направлении занимали важное место в сфере научных интересов Ю. Н. Руденко. Сотрудничество с институтом «Энергосетьпроект» по рассматриваемым проблемам началось в 1968 г. Юрий Николаевич придавал очень большое значение необходимости глубокого понимания сотрудниками СЭИ, имеющими дело с данной проблемой, технологии проектирования ЕЭЭС СССР, к тому времени уже достаточно полно сложившейся в стране. Именно поэтому он в свое время отправил на месячную стажировку в «Энергосетьпроект» своих сотрудников. Первые серьезные публикации Ю. Н. Руденко по вопросам развития ЕЭЭС СССР, комплексно рассматривающие эту проблему, появились в 1974–1976 гг.

В 1978–1982 гг. под руководством Л. А. Мелентьева был проведен комплекс работ по разработке концепции и программ развития ТЭК СССР и составляющих его систем энергетики, в том числе ЕЭЭС СССР. Работами по развитию электроэнергетики и ЕЭЭС СССР руководил Ю. Н. Руденко. Работа была организована исключительно по-руденковски: в институте «Энергосетьпроект» был выделен специальный кабинет, на двери которого появилась табличка «Чл.-корр. АН СССР Ю. Н. Руденко»; была организована «вахтовая» работа групп сотрудников СЭИ в Москве с обеспечением «рабочих мест» и жилья в четвертом корпусе гостиницы «Академическая» вблизи одноименной станции метро.

В 1980-е годы исследования по этому направлению не ослабевали, многие вопросы обсуждались на регулярных заседаниях секции электроэнергетики научного совета по комплексным проблемам энергетики АН СССР (РАН). Последней рабо-

той по этим проблемам была книга «Единая электроэнергетическая система. Концепция развития», изданная Международной топливно-энергетической ассоциацией в 1992 г. под редакцией Ю. Н. Руденко.

Н. И. Воропай: Юрий Николаевич очень глубоко переживал развал ЕЭЭС СССР, последовавший после распада СССР. Он профессионально гордился действительно эффективной электроэнергетикой страны, которая создавалась десятилетиями. Реально оценивая достоинства и недостатки централизованного государственного управления электроэнергетикой, он осознавал важность внедрения рыночных механизмов управления при сохранении достаточно эффективного государственного регулирования. Юрий Николаевич понимал и правильно оценивал перспективы создания РАО «ЕЭС России» в процессе реструктуризации и разгосударствления электроэнергетического сектора России, как возможность сохранения технологической целостности ЕЭЭС во время «парада суверенитетов» регионов России в 1992–1993 годах. Тем не менее, он не воспринимал новые преобразования, проведенные без серьезных обосновывающих исследований, хотя понимал, конечно, что в условиях дефицита времени такие исследования провести было нереально. Да и возможность этих обосновывающих исследований была в то время не востребована властными структурами.

Юрий Николаевич старался сохранять тесные и активные контакты с электроэнергетическими организациями России и СНГ: с РАО «ЕЭС России», Исполнительным комитетом электроэнергетического совета СНГ. Он был инициатором ряда новых работ в области электроэнергетики, в частности, по проблемам живучести ЕЭЭС России и электроэнергетической безопасности страны (для РАО «ЕЭС России»), по восстановлению и модернизации технологии проектирования электроэнергетических систем, в том числе в СНГ.

Организация работ по энергетике СССР, России

Будучи директором СЭИ, а затем – академиком-секретарем Отделения физико-технических проблем энергетики (ОФТПЭ) АН СССР, Ю. Н. Руденко не мог не заниматься серьезно энергетикой в целом на разных уровнях. В конце 1970-х – начале 1980-х годов он объективно осознал необходимость активных исследований проблем развития энергетики на уровне регионов. В результате в СЭИ был создан отдел региональной энергетики. Таким образом, окончательно оформилась иерархическая структура исследований института: верхний уровень – ТЭК страны, два нижних равноценных уровня – отраслевой (системы энергетики) и территориальный (региональные ТЭК). Такая структура соответствовала реальному разделению уровней принятия решений на практике и поэтому была жизненной.

Конечно, организация и координация работ по энергетике СССР, а затем России и СНГ стали одним из главных направлений деятельности Ю. Н. Руденко в его московский период жизни, после того как он был избран в 1988 г. академиком-секретарем ОФТПЭ. Ю. Н. Руденко выполнял огромный объем работ по совершенствованию деятельности ОФТПЭ в новых условиях, по налаживанию конструктивных контактов с Минтопэнерго РФ, РАО «ЕЭС России», РАО «Газпром», Советом безопасности РФ, Международной топливно-энергетической ассоциацией, по расширению международных связей. Одновременно он продолжал и активную научную работу, а также руководил научными советами, семинарами и т. д.

Большой заслугой Ю. Н. Руденко в этот период его жизни является формирование новых направлений системных исследований в энергетике с учетом изменившихся условий и требований. Это относится, прежде всего, к таким проблемам: создание межнациональных и глобальных энергетических систем; энергетическая безопасность России и ее регионов; научно-организационное обеспечение разработок и сопровождение энергетических стратегий и программ различного уровня.

Юрий Николаевич остро переживал потерю позиций российской энергетики в результате перестройки, а затем экономического кризиса после распада СССР. Он отчетливо понимал, что в рыночных условиях западные энергокомпании будут отводить нашей стране роль сырьевого приданка.

Н. И. Воропай: *Юрий Николаевич до последнего дня своей жизни оставался коммунистом в самом лучшем смысле этого понятия. Но его негативное отношение к происходившим в 1990-х годах трансформациям в России – в экономике, в энергетике, в обществе – мне кажется, объясняется не его партийными убеждениями, а несколько другими категориями. Как предельноциальному человеку со сложившимся мировоззрением, ему было исключительно трудно, практически невозможно и неприемлемо кардинальным образом менять его. Как-то в разговоре он высказал в этом плане примерно такие мысли: «Я понимаю, что прежняя система имела свои недостатки, иногда принципиальные, но нужно и можно было ее улучшать и совершенствовать, а не ломать через колено. Я понимаю, что происходящие преобразования, наверное, неизбежны, но я в них участвовать не буду».*

Драматизм ситуации для Юрия Николаевича в последние годы его жизни, мне кажется, как раз и заключался в том, что весь его жизненный опыт, сложившееся цельное мировоззрение в широком смысле, жизненная позиция вошли в противоречие с реальной действительностью начала 1990-х годов. Я совсем не хочу сказать, что Юрий Николаевич не знал теневых сторон партийно-номенклатурной системы или отмахивался от них. Вовсе нет, но он видел, как ему казалось, какие-то возможности, какие-то хотя бы минимальные рычаги борьбы с такими теневыми сторонами, прежде всего личным примером. В этом, конечно, проявлялся определенный романтизм Юрия Николаевича, его уверенность, что в целом система правильная, и хотя в ней есть отрицательные моменты, но они устранимы. Новую действительность Юрий Николаевич воспринять, а тем более принять не мог.

Все, кто работал с Ю. Н. Руденко, попадали под обаяние личности этого человека, его системного мышления, огромной работоспособности, высочайшей ответственности и обязательности и в то же время – мягкости и интеллигентности в общении, сочетавшихся с твердостью в отстаивании принципиальных позиций.

Воропай Николай Иванович, д-р техн. наук, член-корреспондент РАН, научный руководитель Института систем энергетики им. Л. А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН). E-mail: voropai@isem.irk.ru

Федотова Галина Алексеевна, канд. техн. наук, старший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л. А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН). E-mail: fedotova@isem.irk.ru

Л. А. Кощев

Мои воспоминания о Ю. Н. Руденко

Я познакомился с Юрием Николаевичем в то время, когда он был аспирантом Ленинградского политехнического института (ЛПИ), а я – НИИПТ. Нужно сказать, что со времени образования в ноябре 1953 г. лаборатория электрических систем НИИПТ постоянно сотрудничала с кафедрой электрических систем и сетей ЛПИ. Практиковались совместные обсуждения результатов научно-исследовательских работ. Устанавливались и связи между отдельными сотрудниками кафедры и лаборатории.

Мы с тогда еще Юром обменивались материалами, участвовали в обсуждении промежуточных результатов докторских работ. Между нами установились товарищеские, дружеские отношения.

Еще в то время я обратил внимание на особенности его характера – исключительную самодисциплину и целеустремленность. Неудивительно, что он защитил докторскую в отведененный для аспиранта срок, чего нельзя сказать обо мне.

Впервые по прошествии нескольких лет мы встретились в Кемерово в ОДУ Западной Сибири, где Ю. Н. Руденко был то ли начальником, то ли заместителем начальника службы электрических режимов. Юрий Николаевич проводил совещание по внедрению мероприятий, направленных на повышение устойчивости и надежности быстро развивающейся энергосистемы Сибири, в котором участвовали представители разных организаций. По ходу совещания Юрий Николаевич обращался ко мне по имени-отчеству и на Вы. В перерыве он подошел ко мне, и мы поговорили как Юра–Лева. Интересно, что на всю последующую жизнь у нас с ним установился своеобразный порядок: в присутствии других людей мы обращались друг с другом на Вы и по имени-отчеству, а оставаясь одни, переходили на ты и по имени. Даже разговаривая с ним по телефону, я точно знал, есть ли кто-нибудь рядом.

При всем том при каждой встрече я чувствовал его дружеское отношение ко мне. Я участвовал, к сожалению, нерегулярно, в семинаре по надежности, которым Ю. Н. Руденко руководил в течение многих лет. Эти семинары проходили в деловой и одновременно непринужденной обстановке, с интересными, иногда весьма жесткими, дискуссиями. Проходили семинары в самых разных местах, мне особенно запомнились – на острове Ольхон, в Тюмени, в Плесе.

Много внимания Ю. Н. Руденко уделял международным связям. Организовал несколько международных конференций и семинаров. В некоторых пришлось участвовать и мне. В частности, в советско-американском симпозиуме по дальним передачам переменного и постоянного тока в Новгороде, в конференциях по надежности энергосистем в Будапеште и Аахене.

Юрий Николаевич был официальным оппонентом при защите мною докторской диссертации, выступил с инициативой выдвижения работы по централизованной системе противоаварийной автоматики на соискание Государственной премии СССР. Он принимал активное участие в подготовке и проведении Всесоюзных совещаний по устойчивости и надежности энергосистем СССР, которые проводились раз в четыре года. Ответственность за организацию этих совещаний возлагалась

на лабораторию электроэнергетических систем НИИПТ. На этих совещаниях обсуждался широкий круг вопросов. При этом основные теоретические положения по оценке надежности энергосистем представляли, как правило, сотрудники Ю. Н. Руденко и участники его семинара.

В моей памяти Юрий Николаевич остался бесконечно преданным своему делу ученым и руководителем, исключительно доброжелательным, глубоко интеллигентным человеком.

Кощеев Лев Ананьевич, д-р техн. наук, профессор, заместитель генерального директора – научный руководитель АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление».

E-mail: ntc@ntcees.ru

Памяти Юрия Гевондовича Шакаряна



23.10.1933 – 28.03.2021

Ушел из жизни Юрий Гевондович Шакарян, доктор технических наук, профессор, действительный член Академии электротехнических наук РФ, член Международной энергетической академии, заслуженный деятель науки России, крупный ученый в области электроэнергетики.

Теоретические и практические результаты, полученные Ю. Г. Шакаряном, во многом значительно опережали мировой уровень исследований в электроэнергетике.

Разработки Ю. Г. Шакаряна стали фундаментальной основой создания асинхронизированных генераторов, не имевших аналогов в мировой практике. Под его руководством были созданы новые типы электрических машин – асинхронизированные турбо- и гидрогенераторы, электродвигатели.

Под научным руководством Ю. Г. Шакаряна разработано новое направление инновационно-технологического развития Единой энергетической системы России по созданию управляемых (гибких) линий электропередачи, позволяющих существенно повысить их пропускную способность и устойчивость энергосистем.

Под руководством Юрия Гевондовича были проведены исследования по созданию для ГЭС и ГАЭС агрегатов, работающих с переменной частотой вращения, на базе асинхронизированных гидрогенераторов.

В 1995 г. Ю. Г. Шакаряну была присуждена премия им. П. Н. Яблочкива РАН за цикл работ «Теория, проектирование и моделирование управляемых машиновентильных систем».

Перу Юрия Гевондовича принадлежит более 300 научных трудов, в том числе 11 книг и монографий, учебные пособия. Ю. Г. Шакарян является автором около 100 изобретений.

Опубликованные им монографии «Управляемая машина переменного тока» (1968 г.), «Управляемые электрические генераторы переменной частоты» (1979 г.) «Асинхронизированные синхронные машины» (1984 г.), «Управление переходными процессами в электрических машинах переменного тока» (1986 г.) широко используются специалистами в повседневной работе.

Ю. Г. Шакаряном создана научная школа. Среди его учеников 5 докторов и 22 кандидата технических наук.

Ю. Г. Шакарян много лет являлся председателем секции НТС НП ЕЭС по электротехническому оборудованию, заместителем председателя НТС «НТЦ Россети ФСК ЕЭС», председателем докторского совета при «НТЦ Россети ФСК ЕЭС».

Нас связывали Юрием Гевондовичем не просто деловые отношения, но и отношения творческие и дружеские, совместные публикации и изобретения, участие в российских и международных проектах.

Мы всегда ценили Юрия Гевондовича и как члена редколлегии нашего журнала «Известия НТЦ Единой энергетической системы».

Наша совместная работа неизменно сопровождалась взаимопониманием и взаимоподдержкой. В этом была немалая заслуга Юрия Гевондовича как специалиста, руководителя, человека.

В наших сердцах навсегда останется светлый и яркий образ прекрасного человека и ученого.

Коллектив «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»

CONTENT, ABSTRACTS, KEY WORDS

RESEARCHES OF POWER SYSTEM OPERATING CONDITIONS

The demand of the UPS of Russia power plants for the usage of phase-shifting complexes.

Brilinskiy A. S., Evdokunin G. A., Kritskiy V. A., Odintsov M. V., Chernyakova L. B.

The positive experience of operating the Phase Shifting Complex (PSC) at the Volzhskaya HPP triggered the large-scale search for the new places of PSC installation at other hydroelectric power plants of the Unified Power System (UPS) of Russia. The main purpose of the Phase Shifting Transformer (PST) installation is to remove the existing restrictions on the output of HPP power or to significantly reduce the volume of power grid measures planned with an purpose to increase in their installed capacity. As a result, there were identified hydroelectric power plants, where the installation of PST might have a significant technical and economic effect.

Key words: *electric power mode, phase shifting transformer, hydroelectric power plant, power distribution scheme.*

Use of a static synchronous series compensator to increase the efficiency of parallel operation of power grid.

Denisenko A. I., Liamov A. S., Smolovik S. V., Chudny V. S.

The article considers the use of a static synchronous series compensator (SSSC) for solving problems of optimal power distribution over parallel electric networks of various voltage classes and limiting current overloads of power transmission lines, and provides considerations for choosing the rated power of the SSSC in an equivalent design scheme containing parallel overhead lines of 500 and 220 kV. Based on the calculations of the steady-state modes, it is shown that due to the introduction of an additional regulating EMF of the SSSC, a redistribution of power flows between the 500 and 220 kV networks can be achieved, leading to a reduction in losses. Based on the calculations of transients under various perturbations, it is shown that the appropriate control of the SSPC can be used to ensure the exclusion of current overload of power transmission lines in post-accident modes. The following disturbances are considered: short circuits on the 500 kV lines with their subsequent disconnections, and weakening of parallel connections.

Key words: *electric power system, power transmission line, static synchronous series compensator.*

Method for calculating the current transformer saturation time using piecewise linear approximation of the average magnetization curve.

Budovskiy V. P., Vorobjev V. S., Ivanchenko A. N., Moskalenko V. V., Rasshcheplyayev A. I., Rybalkin A. D.

A new, more accurate method of calculating the time to saturation of the current transformer (CT) is being considered. For the case of a linear relationship between the magnetic induction B and the magnetic field strength H , the authors obtained analytical expressions for $H(t)$ and $B(t)$ as a result of solving the well-known system of nonlinear equations describing the processes in CT. For the practical use of these expressions, it is proposed to use piecewise linear approximation (CLA) of the average magnetization curve. The algorithm for the optimal CLA and the algorithm for calculating the time to saturation of the CT are described in detail. The algorithms are implemented in the form of computer programs, the performance of which, as well as the adequacy of the obtained analytical expressions, are confirmed by numerical experiments.

Key words: *measuring current transformer, magnetizing current, saturation time, short circuit phase, average magnetization curve, piecewise linear approximation.*

POWER SYSTEMS MODELLING

Development of models for power consumption medium-term forecasting in isolated power systems based on ensemble methods of machine learning.

Asanova S. M., Ahyoev J. S., Dmitriev S. A., Matrenin P. V., Safaraliev M. H.

The paper considers the problem of constructing a model for medium-term forecasting of power consumption load graphs in an isolated power plant. The model is based on ensemble methods of machine learning using the approach of identifying the most significant features. The studies of such models as linear regression, regression based on the SVR, regression decision tree, Random Forest, XGBoost, AbaBoost over decision trees, AbaBoost over linear regression were performed. The selection of features from the time series allows you to apply models simpler and more resistant to retraining. Calculations and analysis of the total prediction error were performed. The results of the study are intended to increase the reliability of forecasting in the planning, control and operation of isolated power systems.

Key words: medium-term forecasting, electric power system, ensemble methods, isolated power system.

Mathematical model of a twelve-phase brushless machine with PMG excitation.

Adalev A. S., Kuchinskiy V. G., Pershikov G. A., Popkov E. N., Feshin A. O.

A mathematical model of a twelve-phase brushless machine in a phase coordinate system is proposed, which allows to simulate stationary modes of the machine operation taking into account the saturation of the magnet core. The macromodel of the machine is presented by the equivalent circuits of the power and mechanical subsystems, which provide the ability to connect the necessary additional equipment to the external terminals of the macromodel. As a result of modeling of the power supply system of the machine with PMG excitation, the parameters of its elements were selected to ensure the fulfillment of the established requirements on the level of impacts. The control system for the semiconductor devices were tuned. The nominal operation mode for the machine was obtained for $n = 185$ rpm.

Key words: mathematical model, macromodel, simulation model, twelve-phase brushless machine, PMG excitation, phase coordinate system, accounting the magnet core saturation.

Equivalent model of brushless excitation system and method of experimental determination of its parameters in factory environment.

Triandofilidy I., Yurganov A. A.

A simple and accurate method of experimental parameters determination for brushless exciter models in the process of factory tests of head samples is suggested and described.

Key words: excitation control of synchronous machines, brushless exciter, modeling, frequency behavior.

DEVELOPMENT AND IMPROVEMENT OF CONTROL, AUTOMATION AND REGULATION SYSTEMS

Intelligent control of isolated power system operating conditions.

Andranovich B., Gerasimov A. S., Koshcheev L. A., Kritskiy V. A., Lisitsyn A. A.

The isolated operation of local power systems, which are relatively small in terms of capacity, has a number of features associated, first of all, with the processes of regulation of frequency and power flows. There are also peculiarities in the solutions of a task of ensuring of power system's reliability and survivability in case of various disturbances in its operation.

Fluctuation in operating parameters in such a power system appearing due to the rated and non-rated emergency imbalances of active and reactive power in the conditions of the absence of

mutual assistance from adjacent power systems occur much more intensively. Accordingly, special requirements are imposed on the systems of regime and emergency control functioning in an isolated power system related to the need to ensure that the parameters of the electrical mode are within the permissible margins. In addition, in such power systems there is an acute problem of ensuring a sufficient level of reserves for primary and secondary frequency control.

Key words: Power system, Emergency control, Frequency control, Isolated operation, Gas turbine, Protection.

Investigation of asynchronous operation elimination algorithm for microprocessor system in MATLAB Simulink.

Eliseev D. A., Zelenin A. S., Kasyanov S. E.

An algorithm for eliminating the asynchronous operation for microprocessor systems is developed in the MATLAB Simulink. The developed algorithm is installed on an UEISIM microprocessor device with analog and discrete input and output. The model of the automatic device for eliminating the asynchronous operation is tested on a test model of the power system on a hardware and software complex for modeling power systems in real time (PAK RV, RTDS) in accordance with the certification test methodology given in the standard of JSC «SO UPS» STO 59012820.29.020.008-2015 Relay protection and automation. Automatic emergency control of power systems regimes. Automatic elimination of asynchronous operation. Norms and requirements.

Key words: asynchronous operation, asynchronous run, emergency control automatics, automatics for elimination of asynchronous operation, algorithm, microprocessor system, certification tests, RTDS, UEISIM, Matlab, Simulink, Simulink Embedded Coder, code generation.

Features of the discrete outputs of microprocessor relay protection devices in a modern operational DC system.

Rybin I. V., Sinyanskii I. V.

The conditions of operation of discrete outputs of microprocessor relay protection devices in a branched network of a modern operational direct current system are considered, options for constructing an operational direct current system, taking into account the interaction of discrete inputs / outputs of MP devices, are proposed.

Key words: relay protection, microprocessor device, discrete input, discrete output, operational direct current system.

Application of PMU to improve the efficiency of power system control.

Goriachevskii K. S., Sinyansky I. V., Chechulina N. E.

Protection devices eliminating the asynchronous modes are designed to divide the power system into parts when detecting asynchronous rotation of electrical machines. The existing devices measure electrical parameters at the installation site. In a number of cases, it is impossible to unambiguously determine the position of the electric swing center only from these data. The ubiquitous distribution of devices for phasor measurements in electric power systems makes it possible to use the data of PMU for the implementation of such automation. PMU application in the protection system allow to directly calculate the angle on electric transmission, thereby providing direct control of the position of the electric swing center without performing calculations in complex resistances.

Key words: power system, relay protection, emergency automation, phasor measurements.

Integration of the stability margin monitoring system with technological instruments of the electricity and power market.

Kostoglodova S. L., Lotsman D. S., Maksimenko D. M., Neuimin V. G., Ostanin A. Y.

The relevance of introducing a system for monitoring stability reserves during planning in the IES of Siberia is due to the presence of significant restrictions on the throughput of the main backbone

network of 500 kV and significant excess capacity of hydroelectric power plants located on the Yenisei and Angara rivers. The backlog of commissioning of energy-intensive production facilities of UC RUSAL with a total capacity of more than 2,650 MW in the context of the commissioning of the Boguchanskaya HPP with a capacity of 3,000 MW in the eastern part of the IES of Siberia has significantly changed the power balance. Taking into account the predicted network constraints, determined using the technology of the stability margin monitoring system, at the stage of short-term planning, makes it possible to more accurately take into account the predicted operating modes of the IES of Siberia when determining the operating mode of the generating equipment. The BARS-MAPF software complex developed by JSC «STC UPS», which uses the technologies of the stability margin monitoring system, makes it possible to determine the predicted values of the admissible active power flows, taking into account the predicted conditions for the functioning of power systems. The problem of the most complete use of the capacity of the electric network at the stage of short-term planning was solved using modern advances in information technology and the possibilities of using computational algorithms.

Key words: *planning of electric power modes, controlled cross-section, maximum admissible active power flows (hereinafter referred to as MAPF), stability margin monitoring system.*

FROM THE INTERNATIONAL POWER-ENGINEERING EXPERIENCE

Review of the use of approaches to frequency regulation and the choice of operational power reserves in the efficiency of the Russian system.

Bonchuk I. A., Sozinov M. A., Shaposhnikov A. P.

The article analyzes approaches to frequency regulation and determination of the required amount of operational reserves of active power in isolated operating electric power systems of Russia.

Electric power systems of the Kaliningrad, Magadan and Sakhalin regions are considered. A brief description of them is given in the part:

- structure and amount of consumption;
- generating equipment, its characteristics, operating modes;
- approach to determining the operational reserves of active power.

In the final part, general approaches to frequency regulation and the choice of operating reserves among the considered isolated electric power systems are revealed.

Key words: *isolated power system, operational reserves, primary reserve, secondary reserve, tertiary reserve, regulation, frequency.*

NAMES AND DATES

Yuri N. Rudenko – scientist, organizer of science, person.

Voropai N. I., Fedotova G. A.

My memories of Yu. N. Rudenko

Koscheev L. A.

In memory of Yuri G. Shakaryan

Content, Abstracts, Key words

Instruction for manuscript submission



НТЦ ЕЭС
Противоаварийное управление
официальный информационный
партнер РМЭФ 2021

Долгожданная офлайн-встреча специалистов ТЭК зарядила энергией на все 100 %

21–23 апреля 2021 г. в «Экспофоруме» прошел IX Российской международный энергетический форум – одно из ключевых деловых событий в сфере ТЭК. В этом году РМЭФ привлек более 900 делегатов, мероприятие посетили 5 000 человек, в том числе участники из Франции, Италии, Словакии, США, Украины, Казахстана и Республики Беларусь. С докладами выступили более 200 спикеров.

Мероприятия РМЭФ-2021 прошли в очном формате, часть спикеров присоединилась к Форуму онлайн.

За три дня работы было проведено 18 деловых событий, среди них состоялись 2 международные конференции.

Открывая Форум, вице-губернатор Санкт-Петербурга Сергей Дрегваль заметил: «В российской экономике ТЭК занимает существенное место и играет роль базовой инфраструктуры, основная задача которой – оказывать максимальное содействие социально-экономическому развитию страны. Считаю, что деловая программа Форума в полной мере отражает ключевые приоритеты развития российской энергетики. Уверен, что крупнейшие игроки отрасли, международные эксперты, производители оборудования и представители органов власти на площадке Форума смогут обсудить важнейшие задачи, стоящие сегодня перед ТЭК».

Переход Евросоюза к климатически нейтральному уровню к 2050 г., введение трансграничного углеродного регулирования и сокращение объема экспорта российских производителей обсудили участники пленарного заседания «Российская энергетика – основа долгосрочного устойчивого развития России». Модератором мероприятия выступила председатель Наблюдательного совета Ассоциации «Совет производителей энергии» Александра Панина. В дискуссии приняли участие генеральный директор «Евросибэнерго» Михаил Хардиков, генеральный директор ООО «Сибирская генерирующая компания» Степан Солженицын, директор Ассоциации развития возобновляемой энергии Алексей Жихарев, президент ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» Михаил Андронов, руководитель «Инфраструктурного центра» Энерджинет НТИ Холкин Дмитрий, заместитель генерального директора АО «Концерн Росэнергоатом» Александр Хвалько, заместитель Министра энергетики Российской Федерации Павел Сниккарс, генеральный директор ПАО «Квадра» Семен Сazonov, первый заместитель генерального директора – директор по экономике и финансам АО «Татэнерго» Айрат Сабирзанов.

В рамках круглого стола «Интеллектуальный учет и информационная безопасность в электросетевом комплексе» эксперты обсудили особенности защиты информации в интеллектуальных системах учета электроэнергии, представили предложения по усовершенствованию законодательства в области учета, сформированные по итогам правоприменения подзаконных нормативных актов к 552-ФЗ.

Применение инноваций и технологии французских компаний в России обсудили специалисты в ходе «Франко-российского форума: зеленая энергетика», посвященного теме возобновляемых источников энергии. Участники определили потенциал сотрудничества в сфере «зеленой» энергетики, экологии и энергоэффективности между Россией и Францией. Спикерами форума выступили генеральный консул Франции в Санкт-Петербурге Паскаль Сливански, директор по правовым вопросам и взаимодействию с органами власти Saint-Gobain в России Рафаэль Зохрабян, директор по корпоративным отношениям LafargeHolcim в России

Виталий Богаченко, коммерческий директор B2B Michelin в Восточно-Европейском регионе Николай Мазаев, директор по развитию бизнеса АО «Электрощит – ТМ Самара» Алексей Паршиков, генеральный директор ООО «Хевел Ритейл» Николай Попов.

Планы по взаимодействию в области энергетики между Россией и Казахстаном обсудили эксперты в рамках конференции «Сотрудничество Россия–Казахстан: общая энергетическая стратегия в условиях вызовов посткоронавирусной эпохи». Председатель Российско-Казахстанского делового совета, президент Ассоциации инновационных предприятий в энергетике «ЭнергоИнновация» Михаил Смирнов обратился к ежегодному Посланию Президента РФ, которое было озвучено накануне: «*Экологическая повестка была поддержана три раза. Владимир Путин неоднократно подчеркнул важность новых технологий. Многое сегодня зависит от властей на местах. Такая же ситуация и на Западе. Все идет от стратегии самих городов, управленческих подходов. Очень важно, чтобы в наших городах – Казахстана и России – мы могли реализовать такие проекты, на которые бы равнялись другие.*

В ходе круглого стола «Цели устойчивого развития и долгосрочное влияние факторов ESG на будущее российской энергетики» участники оценили готовность отечественной энергетики к глобальному энергопереходу, возможности «зеленого финансирования», развитие возобновляемой энергетики.

Об интересе к «собственной генерации энергии» и тарифном регулировании в 2021 г. говорили эксперты на круглом столе «Тарифное регулирование в отраслях ТЭК». Как отметил заместитель директора практики по работе с компаниями сектора энергетики и коммунального хозяйства КПМГ в России и СНГ Сергей Роженко, прошедший год стал поворотным не только для различных сфер экономики, но и для электроэнергетики. И речь идет не только о пандемии. По его словам, отчетливо прослеживается тренд «зеленой энергетики»: «*В прошлом году наши компании только слышали о экологических темах, теперь многие начинают всерьез об этом задумываться. В первую очередь, это экспортёры. На зарубежных рынках наметилась тенденция глобализации тарифов и, соответственно, отказ кого-либо от использования «зеленых технологий» скажется на тарифной составляющей. Такие вопросы все чаще будут выходить на первый план.*

На международной специализированной выставке «Энергетика и Электротехника» оборудование, технологии и достижения ТЭК представили ведущие компании из российских регионов, республики Беларусь и Польши.

На стенде Правительства Санкт-Петербурга гости Форума могли ознакомиться с разработками ГУП «ТЭК СПб», СПб ГБУ «Ленсвет», ГУП «Водоканал Санкт-Петербурга» участникам были продемонстрированы образцы новейших решений в области мониторинга тепловых сетей и сохранности оборудования, а также современные светодиодные светильники наружного освещения с возможностью интеллектуального управления.

Компания AIRTIME (МЕГА-ТЭК) презентовала единственную в своем роде тягодутьевую машину для удаления продуктов горения от котельной установки, обеспечивающую максимальное КПД по сравнению с аналогичным оборудованием других компаний.

Крупные промышленные производители продемонстрировали решения для автоматизации подстанций и распределительных электрических сетей (многофункциональные контроллеры), разработки по релейной защите и противоаварийной автоматике, кабеленесущие системы для сложных промышленных объектов, промышленное взрывозащищенное электрооборудование, а также решения, направленные на повышение эффективности автоматизированного управления энергообъектами и энергосистемами.

Российский международный энергетический форум состоялся при поддержке и участии Министерства промышленности и торговли Российской Федерации, Правительства Санкт-Петербурга, Ассоциации «Совет производителей энергии», Франко-российской торгово-промышленной палаты, Ассоциации «Гидроэнергетика России».

РМЭФ-2021 прошел одновременно с Петербургской технической ярмаркой и Выставкой инновационных проектов НИ-TECH.

Противоаварийное управление

АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление» является центром компетенций по вопросам цифрового и физического моделирования энергосистем, исследованию статической и динамической устойчивости.

НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

- Решение задач в области надежности, живучести и управляемости электроэнергетических систем и систем внутреннего электроснабжения промышленных предприятий
- Развитие технологий производства, накопления и передачи электрической энергии
- Разработка и проектирование устройств и систем релейной защиты, режимного и противоаварийного управления для энергообъектов и энергосистем
- Математическое, цифровое и физическое моделирование энергосистем, генерирующих и энергопринимающих устройств, объектов электросетевого хозяйства, систем управления агрегатного, станционного и системного уровней
- Анализ текущих и перспективных электрических режимов и устойчивости электроэнергетических систем
- Развитие технологий оперативно-диспетчерского управления энергосистемами
- Испытания и настройка систем управления агрегатного, станционного и системного уровней
- Сертификация оборудования и устройств в Системе добровольной сертификации АО «СО ЕЭС»
- Независимая оценка квалификаций в электроэнергетике



НАУЧНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ

7 докторов и 24 кандидата наук

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ БАЗА

- Цифро-аналого-физический комплекс
- Программно-аппаратный комплекс реального времени

С использованием данных комплексов НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление проводит сертификацию, проверку на функционирование и соответствие техническим требованиям нормативных документов, а также настройку для конкретных схемно-режимных условий эксплуатации цифровых устройств регулирования, управления, режимной и противоаварийной автоматики и релейной защиты агрегатного, станционного и системного уровней.

www.ntcees.ru

194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова,
д. 1, лит. А, этаж 2, офис 202

Телефон: (812) 297 54 10
E-mail: ntc@ntcees.ru

КОМПЕТЕНЦИИ АО «НТЦ ЕЭС ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ»

Решение задач в области надежности, живучести и управляемости электроэнергетических систем

- Разработка, отладка и настройка алгоритмов и законов регулирования цифровых автоматических систем управления, устройств и систем мониторинга агрегатного, станционного и системного уровня
- Разработка методик и технологий для оценки и обеспечения надежности и управляемости энергосистем
- Анализ надежности и живучести систем внутреннего электроснабжения промышленных предприятий

Развитие технологий производства, накопления и передачи электрической энергии

- ТЭО применения в энергосистемах новых технологий передачи электроэнергии, устройств и систем активно-адаптивных сетей, в том числе ФПТ, ТОР, ТОУ ВТСП, СТК, СТАТКОМ, БСК, СК, ВПТ, УШР, ШР, УПК, накопителей электрической энергии различного типа и т.п.
- Разработка проектов нормативно-технических документов

Разработка и проектирование устройств и систем РЗ, режимного и противоаварийного управления

- Разработка, проектирование и внедрение систем:
 - автоматического мониторинга режима работы и диагностики энергосистемы и энергоблоков электростанций
 - автоматического вторичного и третичного управления частотой и мощностью энергоблоков электростанций
 - централизованных систем автоматического противоаварийного управления
- ТЭО реконструкции и модернизации, а также разработка проектов устройств и систем релейной защиты, режимного и противоаварийного управления энергосистем и отдельных энергообъектов

Математическое, цифровое и физическое моделирование энергосистем и энергообъектов

- Ежегодная актуализация перспективной расчетной модели ЕЭС России на основе программ развития ЕЭС
- Разработка математического описания элементов энергосистем, устройств релейной защиты, устройств и систем регулирования, противоаварийного и режимного управления, элементов активно-адаптивных сетей
- Разработка цифровых моделей энергосистем и ее элементов, систем внутреннего электроснабжения потребителей для последующего внедрения в программные комплексы, в том числе – в RTDS
- Создание физических моделей энергосистем и ее элементов с использованием ЦАФК

Анализ текущих и перспективных электрических режимов и устойчивости ЭЭС

- Разработка разделов проектной документации по электрическим режимам, устойчивости, релейной защите и противоаварийной автоматике для проектов энергопринимающих устройств и энергообъектов
- Разработка технических решений по повышению уровней статической и динамической устойчивости, обеспечению допустимых уровней параметров электроэнергетических режимов
- Экспертиза качества выполнения работ и технических решений при разработке СВМ, СВЭ, СИПР, КПР, ТЭО строительства и реконструкции объектов электроэнергетики

Развитие технологий оперативно-диспетчерского управления энергосистемами

- Разработка программного обеспечения для:
 - проведения расчетов установившихся режимов – ПК «RastrWin3»
 - анализа динамической устойчивости – ПК «RuStab»
 - проведения расчетов токов короткого замыкания и выбора уставок устройств релейной защиты и автоматики – ПВК «АРУ РЗА»
- Разработка и внедрение специализированных и других систем контроля и наблюдаемости энергосистем

Испытания и настройка систем управления агрегатного, станционного и системного уровней

- Оценка корректности функционирования систем управления, регулирования и автоматики
- Проверка и настройка для условий конкретных энергообъектов регуляторов возбуждения синхронных генераторов и систем регулирования турбин электростанций
- Проверка и настройка для условий конкретных энергообъектов систем ГРАМ электростанций, а также отдельных подсистем – ГРАМ и ГРНРМ

Сертификация оборудования и устройств в Системе добровольной сертификации АО «СО ЕЭС»

- Сертификация автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов, устройств АЛАР, ЛАПНУ, АЧР, АРПМ, АОПЧ, АРКЗ и ФТКЗ, АОПО, УСВИ, ФОЛ, ФОДЛ, ФОТ, ФОДТ, ФОБ, ФОСШ и АУВ с функцией ФОВ, концентраторов синхронизированных векторных данных

ЦИФРО-АНАЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС

Состав ЦАФК

- Самая большая в мире электродинамическая модель**, включающая физические модели 66 синхронных генераторов, первичных двигателей и систем возбуждения всех типов, 150 силовых трансформаторов, 700 линий электропередачи, 8 передач постоянного тока, ШР, УПК, СТК, СТАТКОМ, 166 моделей комплексной нагрузки.



Зал управления



Генераторы и первичные двигатели



Силовые трансформаторы и линии электропередачи



Модели комплексной нагрузки

- Цифровые модели турбин** и их систем регулирования; автоматических регуляторов возбуждения, устройств, моделирующих аварийные возмущения и технологические нарушения в энергосистемах и действия комплексов ПА.
- Система измерений**, включающая аналоговые и цифровые датчики параметров электрического режима.
- Система осциллографирования**, включающая 64-канальные цифровые осциллографы с частотой опроса 2 кГц.

На ЦАФК выполняются:

- Проверка функционирования и оценка эффективности нового электротехнического оборудования на соответствие нормативным документам
- Наладка и настройка под ключ устройств и систем режимного и противоаварийного управления, автоматики и защиты агрегатного, стационарного и системного уровней

Основные исследования, выполненные на ЦАФК

- Испытания и сертификация автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) сильного действия синхронных генераторов. Проведено 90 официальных испытаний 42 АРВ отечественных (22) и зарубежных (20) производителей, по результатам которых оформлено 29 сертификатов соответствия
- Настройка АРВ генераторов для конкретных энергообъектов и проверка выбранных параметров настройки в физических моделях объединенных энергосистем по методикам, утвержденным АО «СО ЕЭС» (Приказ Минэнерго РФ от 13.02.2019 №98). С 2001 по 2020 год проведено 54 испытания для 35 АЭС, ГЭС, ГРЭС и ТЭЦ
- Испытания по проверке, корректировке алгоритмов и настройке групповых регуляторов активной и реактивной мощности (ГРАПМ) – для 8 гидроэлектростанций
- Испытания цифровых регистраторов SMART-WAMS – для 9 устройств
- Испытания устройств быстрого аварийного ввода резерва – для 6 устройств
- Испытания устройств автоматической ликвидации асинхронного режима (АЛАР) – для 3 устройств

ЦАФК обеспечивает адекватное моделирование энергосистемы практически любой сложности с учетом несимметрии сети, оборотных частот и искажений синусоидальной формы токов и напряжений

ПРОГРАММНО-АППАРАТНЫЙ КОМПЛЕКС РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

В АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление» функционирует один из самых производительных в России программно-аппаратных комплексов реального времени (RTDS). Комплекс RTDS позволяет подключать к реализуемым на нем цифровым моделям ЭС реальные устройства управления, регулирования, релейной защиты и автоматики.

Основные количественные характеристики:

- 2 стойки RTDS, включающие 7 расчетных плат PB5 и полностью настроенные на совместную работу
- 1 стойка RTDS на платформе NOVACOR с 6 процессорами
- Устройства, обеспечивающие GPS-синхронизацию, реализацию протоколов SV (МЭК 61850-9-2), GOOSE (МЭК 61850-8-1), C37.118.1, IEC-104 (МЭК-60870-5-104) и проверку устройств, работающих по этому протоколу
- Подключение внешнего оборудования с помощью дискретных и аналоговых сигналов:
 - 120 каналов по напряжению (вывод $\pm 10\text{B}$)
 - 36 каналов по напряжению (ввод $\pm 10\text{B}$)
 - 42 канала по напряжению (вывод 100B или более)
 - 39 каналов по току (вывод 1/5 A)
 - 96+48/96+48 дискретных сигнала (ввод/вывод)
 - 32 сигналов типа «сухой контакт» (ввод/вывод)



НА ПАК РВ ВЫПОЛНЯЮТСЯ:

- Испытания и сертификация автоматических регуляторов возбуждения (АРВ), устройств ПА и элементов системы мониторинга переходных режимов (СМПР)
- Настройка АРВ синхронных генераторов для конкретных энергообъектов и проверка и корректировка выбранных параметров настройки в математических моделях объединенных энергосистем (при необходимости, выявленной в процессе проверки) по методикам, утвержденным АО «СО ЕЭС» (Приказ Минэнерго РФ № 98 от 13.02.2019)
- Настройка устройств БАВР для конкретных энергообъектов
- Разработка отраслевых стандартов в области релейной защиты и противоаварийной автоматики
- Испытания и корректировка алгоритмов работы устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики
- Разработка алгоритмов и устройств локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости, низовых устройств в составе ЦСПА и локальных устройств ПА
- Разработка и внедрение нетиповых алгоритмов работы релейной защиты и противоаварийной автоматики

ПАК РВ обеспечивает адекватное моделирование энергосистем, включающих современные источники энергии (ГТУ/ПГУ, ВИЭ), средства компенсации и системы управления всех уровней

НТЦ ЕЭС

Противоаварийное управление

НАСТРОЙКА АВТОМАТИЧЕСКИХ РЕГУЛЯТОРОВ ВОЗБУЖДЕНИЯ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ ДЛЯ КОНКРЕТНЫХ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ

В АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление» разработаны расчетные методики выбора параметров настройки АРВ сильного действия отечественной и зарубежной структуры, обеспечивающие надежную работу синхронных генераторов во всем многообразии схемно-режимных и возможных аварийных условий эксплуатации.

Настройка, выбранная по этим методикам, удовлетворяет действующим критериям эффективности и обеспечивает устойчивую параллельную работу электростанции с энергосистемой.

Проверка и корректировка (при необходимости, выявленной в процессе проверки) выбранных параметров настройки АРВ сильного действия выполняется на физической (с использованием цифро-аналогового-физического комплекса) или математической (с использованием RTDS) моделях энергосистемы по методикам, утвержденным АО «СО ЕЭС» (Приказ Минэнерго РФ № 98 от 13.02.2019).

АРВ сильного действия, настройка которых выполнена в АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление», успешно эксплуатируются в составе статических и бесщеточных систем возбуждения 157 синхронных генераторов на 12 атомных, 14 гидравлических и 9 тепловых электростанциях в ЕЭС России и за рубежом.

Проверка параметров настройки AVR-ЗМТК генератора блока №1 Ленинградской АЭС-2 на физической модели энергосистемы Северо-Запада (пример оценки эффективности настройки)

График проверки параметров настройки AVR-ЗМТК генератора блока №1 Ленинградской АЭС-2 на физической модели энергосистемы Северо-Запада (пример оценки эффективности настройки)

Энергообъекты, проверка параметров настройки АРВ которых выполнена в АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»

www.ntcees.ru

194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, этаж 2, офис 202

Телефон: (812) 297 54 10
E-mail: ntc@ntcees.ru

НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление

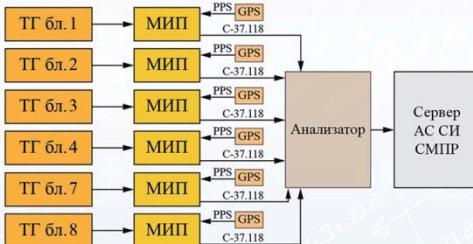
СИСТЕМА МОНИТОРИНГА КОРРЕКТНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМНЫХ РЕГУЛЯТОРОВ

СМСР предназначена для оперативного контроля функционирования АРВ синхронных генераторов в части выполнения требований ГОСТ-21558-2018 «Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов» и Приказа Минэнерго РФ от 13.02.2019 № 98.

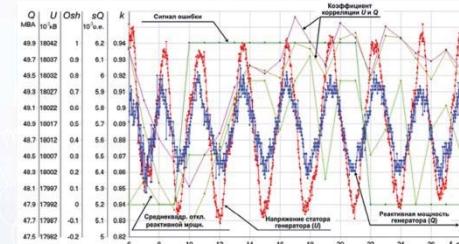
СМСР выявляет генератор, являющийся источником незатухающих синхронных колебаний, выполняет контроль правильности работы релейной форсировки возбуждения, системных функций АРВ и его основных ограничителей.

Опытная эксплуатация СМСР проведена на энергоблоке № 1 Северо-Западной ТЭЦ. Выявлены факты некорректного функционирования АРВ генераторов газовых турбин энергоблока, после чего законы управления АРВ этих генераторов были скорректированы.

В 2016 г. СМСР введена в эксплуатацию на Краснодарской ТЭЦ и обеспечивает оперативный контроль АРВ шести генераторов. С помощью СМСР неоднократно выявлялись случаи некорректного функционирования АРВ.



Структура СМСР Краснодарской ТЭЦ



Пример выявления некорректной работы АРВ генератора блока № 3

СМСР и ее отдельные элементы защищены 6 патентами



№ 017981 № 2508591 № 2521768 № 132637 № 2509333 № 2563031

В настоящее время СМСР внедрена на Нововоронежской АЭС, Бугачанской и Волжской ГЭС, Казанской ТЭЦ-3, Пермской, Нижневартовской, Череповецкой, Уренгойской и Рефтинской ГРЭС, Южноуральской ГРЭС-2.

www.ntcees.ru

194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, этаж 2, офис 202

Телефон: (812) 297 54 10
E-mail: ntc@ntcees.ru

НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление

ИСПЫТАНИЯ ПОДСИСТЕМ ГРАМ И ГРНРМ

Испытания макетов подсистем группового регулирования активной мощности (ГРАМ) и группового регулирования реактивной мощности и напряжения (ГРНРМ) отечественных и зарубежных производителей проводятся с 2006 года на цифро-аналогово-физическом комплексе и программно-аппаратном комплексе реального времени (RTDS) в схемах, адекватно отображающих условия работы конкретной электростанции в энергосистеме по программе, согласованной заказчиком.

Испытания подсистем ГРАМ и/или ГРНРМ проведены для:

- Саяно-Шушенской ГЭС
- Нижегородской ГЭС
- Зейской ГЭС
- Новосибирской ГЭС
- Усть-Каменогорской ГЭС (Казахстан)
- Усть-Илимской ГЭС
- Богучанской ГЭС
- Братской ГЭС
- Сургутской ГРЭС-2



Испытания ГРАМ Братской ГЭС



Испытания ГРАМ Усть-Илимской ГЭС



Испытания ГРАМ Усть-Каменогорской ГЭС

При испытаниях выполнены:

- проверка соответствия подсистем ГРАМ и ГРНРМ заявленным техническим характеристикам и техническим требованиям заказчика
- корректировка технологических алгоритмов и программного обеспечения всех подсистем ГРАМ и ГРНРМ, представленных на испытания
- настройка подсистем ГРАМ и ГРНРМ для конкретных схемно-режимных условий эксплуатации
- проверка правильности согласования подсистем ГРНРМ с системами регулирования возбуждения агрегатного уровня (АРВ)
- проверка правильности согласования подсистем ГРАМ с системами автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (АРЧМ) и автоматического управления гидроагрегатом (САУ ГА)

Испытания и настройка подсистем ГРАМ и ГРНРМ на физической модели энергосистемы – эффективный способ повышения надежности функционирования ЕЭС России

www.ntcees.ru

194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, этаж 2, офис 202

Телефон: (812) 297 54 10
E-mail: ntc@ntcees.ru



Противоаварийное управление

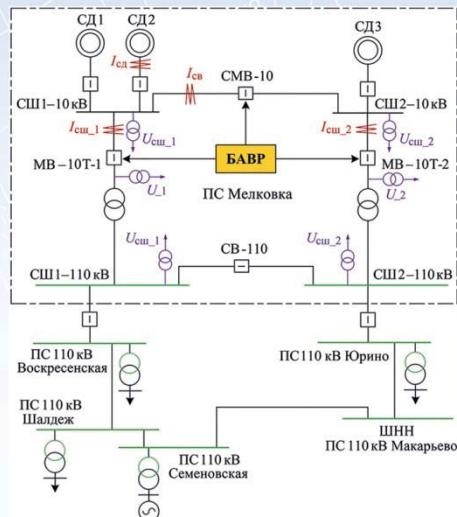
ИСПЫТАНИЯ И НАСТРОЙКА УСТРОЙСТВ БАВР

ПАО «Транснефть» применяет устройства быстродействующего автоматического ввода резерва (БАВР) для надежного и бесперебойного энергоснабжения нефтеперекачивающих станций (НПС). Компания разработала технические требования к БАВР, выполнение которых обеспечивает быстрый и селективный перевод на резервные шины электроприводных агрегатов магистральных насосов НПС при перерывах питания синхронных электродвигателей от внешней сети.

Проверка выполнения требований ПАО «Транснефть» к устройствам БАВР, выпускаемых ООО «НПП «Бресплер», ООО «Релематика», ООО «ТЭЛ ТЭК» (БМРЗ-БАВР ООО «НТЦ «Механотроника»), АО «ЧЭАЗ» и ООО НПП «ЭКРА», проведена на цифро-аналогово-физическом комплексе в физической модели НПС «Мелковка», принятой в качестве тестовой схемы, по программе, согласованной заказчиком.

Испытания выявили несоответствие всех образцов устройств БАВР техническим требованиям ПАО «Транснефть», в том числе:

- ложные срабатывания при удаленных коротких замыканиях, не приводящий к нарушению устойчивости электродвигателей, а также при проходящих КЗ в сети 10 кВ
- сверхнормативные временные задержки отключения поврежденного ввода и/или включения секционного выключателя
- превышения допустимого угла между векторами напряжений прямой последовательности поврежденной и резервной секций шин при замыкании секционного выключателя
- невыдачу команд или необеспечение требуемого быстродействия при выдаче команд на гашение поля электродвигателей при возникновении необходимых пусковых условий



Анализ параметров аварийных режимов, выполненный по осциллограммам переходных процессов, позволил большинству разработчиков устройств БАВР устранить выявленные алгоритмические и программные ошибки, что было подтверждено результатами повторных испытаний на физической модели. Это обеспечило возможность применения устройств БАВР на НПС ПАО «Транснефть».

Испытания устройства БАВР ООО «Релематика»

Испытания устройств БАВР на функционирование в условиях физической модели – необходимый элемент проверки их соответствия техническим требованиям

Настройка устройств БАВР, допущенных к применению на НПС ПАО «Транснефть» по результатам комплексных испытаний на ЦАФК, выполнена в настоящее время на RTDS АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление» для 6 нефтеперекачивающих станций ПАО «Транснефть» в схемах, адекватно отображающих условия их работы в энергосистемах.

Настройка рекомендованных к применению устройств БАВР для конкретного энергообъекта на RTDS – эффективный способ обеспечения надежного энергоснабжения НПС

НТЦ ЕЭС

Противоаварийное управление

ЦЕНТРАЛИЗОВАННАЯ СИСТЕМА ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ ТРЕТЬЕГО ПОКОЛЕНИЯ

ЦСПА – программно-аппаратный комплекс, осуществляющий выполнение расчетов управляющих воздействий (УВ) для заданных пусковых органов на основе текущих значений параметров электрического режима.

Расчет УВ производится для:

- предотвращения нарушения статической и динамической устойчивости
- установления послеаварийного режима с учетом допустимой токовой загрузки оборудования
- обеспечения нормативного коэффициента запаса по напряжению

Расчет УВ может быть выполнен для компенсации аварийного небаланса активной мощности и обеспечения допустимых уровней частоты в изолированно работающей энергосистеме

```

graph TD
    SCADA[SCADA] --> UU[Управляющая система «Супервизор»]
    CEP[СМПР] --> UU
    UU --> TC[Технологический цикл]
    TC --> NR[Новый режим]
    NR --> ZIS[Заполнение из SCADA]
    ZIS --> O[Оценка]
    O --> RD[Расчет УВ по динамике]
    RD --> RSS[Расчет УВ по статике]
    RSS --> PTS[Передача ТУВ контроллеру связи]
    PTS --> KK[Контроллер связи]
    KK --> KZ[Конец цикла]
    KK --> S[Сервисы]
    S --> CC[Чистка старых файлов]
    S --> AD[Архивация данных]
    CC --> BD[База данных]
    BD --> LOG[LOG-file]
    LOG --> S
    AD --> BD
    AD --> AB[Архивная БД]
    AB --> OB[Оперативная БД]
    OB --> BD
    BD --> S
    BD --> SO[Система оповещения]
    SO --> KPP[Клиентские приложения]
    SO --> UO[Удаленный объект УПАЗ]
    KPP --> IM[Иниатор ЦСПА]
    KPP --> CK[Конструктор ЦСПА]
    KPP --> KS[Консоль ЦСПА]
    UO --> KPP
  
```

- Внедрена в промышленную эксплуатацию в пяти ОЭС ЕЭС России
- Обеспечивает определение УВ для недопущения каскадных аварий
- Использует современные принципы построения сложных расчетных вычислительных комплексов, функционирующих в непрерывном режиме
- Использует векторные измерения параметров режима от СМПР
- Имеет типовые технологические алгоритмы и универсальную модульную структуру

Технология может быть применена на крупных энергообъектах и в изолированно работающих энергосистемах

www.ntcees.ru

194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, этаж 2, офис 202

Телефон: (812) 297 54 10
E-mail: ntc@ntcees.ru

НТЦ ЕЭС

Противоаварийное управление

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ЗАПАСОВ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

СМЗУ рассчитывает в режиме on-line текущие значения максимально-допустимых и аварийно-допустимых перетоков в выявленных опасных и заданных контролируемым сечениях по условиям статической и динамической устойчивости с учётом:

- критерия $n - 1$
- обеспечения допустимой токовой загрузки электросетевых элементов
- обеспечения допустимых уровней напряжения
- текущих настроек локальных комплексов ПА

```

    graph TD
      A[Расчет МДП] --> B[Режим off-line  
(технолог)]
      A --> C[Режим on-line  
(СМЗУ)]
      B -- "Наиболее неблагоприятное сочетание  
режимно-балансовых условий  
функционирования энергосистем  
с учетом требований НТД" --> D[Требования к устойчивости энергосистем]
      C -- "Фактические режимно-  
балансовые условия  
функционирования энергосистем" --> D
      D --> E["Отсутствие учета фактических  
режимно-балансовых условий"]
      D --> F["Максимальное использование  
фактической пропускной  
способности сети"]
  
```

- Внедрена в промышленную эксплуатацию в шести диспетчерских центрах АО «СО ЕЭС»
- Повышает степень использования пропускной способности электрических сетей энергосистемы
- Обеспечивает диспетчера необходимой информацией для управления режимом энергосистемы
- Обеспечивает выдачу результатов расчётов в автоматические системы регулирования (АРЧМ)

Пример расчетов МДП в контролируемом сечении

Время, мин	P _{MDP} , рассчитанное СМЗУ, МВт	P _{MDP} , базовый, МВт	P _{факт} , МВт
0	3200	3000	2700
5	3100	3000	2700
10	3000	3000	2700
15	3100	3000	2700
20	3000	3000	2700
25	3100	3000	2700
30	3200	3000	2700

Технология может быть применена в диспетчерских центрах системных операторов, энергосистем, крупных энергообъектов

НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление

СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ

САРЧМ используется для:

- автоматического регулирования суммарного перетока мощности в заданных сечениях с коррекцией по частоте, в том числе по интерфейсам связи энергообъектов с энергосистемой
- оптимизации загрузки объектов малой и распределенной генерации, в том числе солнечных и ветровых электростанций
- ограничения перетоков мощности, недопущения и/или устранения токовой перегрузки связей
- регулирования частоты

Интерфейс подключения к энергосистеме

Энергосистема

Переток, МВт

Время

Задание по мощности

Эл.режим

Энергосистема

Применение систем APCM позволяет увеличить переток по интерфейсу

САРЧМ реализована в виде иерархической распределенной системы управления, на верхнем уровне которой производится расчет значений заданий мощности энергоблокам. Индикация внутренних расчетных параметров САРЧМ реализуется путем встраивания в SCADA, что позволяет использовать привычные интерфейсы отображения актуального состояния работы системы и изменения уставок ее алгоритмов.

www.ntcees.ru

194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, этаж 2, офис 202

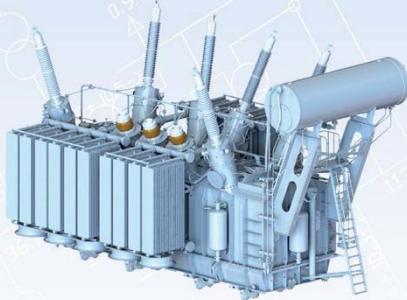
Телефон: (812) 297 54 10
E-mail: ntc@ntcees.ru



Противоаварийное
управление

ОБОСНОВАНИЕ И ВНЕДРЕНИЕ ФАЗОПОВОРОТНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ДЛЯ КОМПЛЕКСНОГО РЕШЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ЗАДАЧ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

- Технико-экономическое обоснование мест установки, параметров конструкции и требований к системе управления ФПТ
- Разработка решений по регулированию потоков активной мощности в электрических сетях 110 кВ и выше с одновременным ограничением токов короткого замыкания за счёт использования фазоповоротных комплексов
- Полное научно-техническое сопровождение проекта до момента его реализации

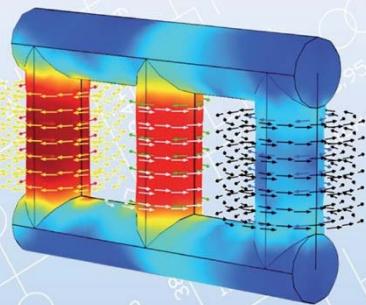
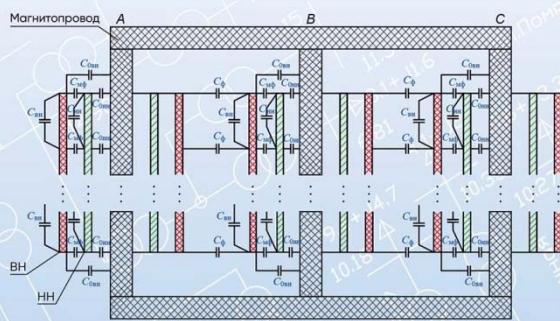


Решена задача по увеличению располагаемой мощности Волжской ГЭС **до 2744,5 МВт.**

АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление» совместно с ПАО «РусГидро» и ООО «СМТТ. Высоковольтные решения» принимало непосредственное участие во внедрении ФПТ в схему выдачи мощности Волжской ГЭС.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ РАЗЛИЧНЫХ КЛАССОВ НАПРЯЖЕНИЯ

- Обоснование режима заземления нейтрали электрических сетей 6–35 кВ и экспертиза уже выполненных проектов
- Исследование причин повреждения силового и измерительного оборудования
- Математическое моделирование измерительных и силовых устройств с магнитопроводом любой конфигурации (в том числе исследование насыщения трансформаторов тока), а также токоограничивающих устройств на основе явления ВТСП
- Проведение расчётов с использованием собственной математической модели каналовой цилиндрической симметричной вертикальной дуги, стабилизированной восходящими конвективными потоками газа



www.ntcees.ru

194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова,
д. 1, лит. А, этаж 2, офис 202

Телефон: (812) 297 54 10
E-mail: ntc@ntcees.ru

НТЦ ЕЭС

Противоаварийное управление

ПВК «АРУ РЗА»: ОТЕЧЕСТВЕННАЯ РАЗРАБОТКА МИРОВОГО УРОВНЯ

Программно-вычислительный комплекс (ПВК) «АРУ РЗА» для расчета токов короткого замыкания, выбора уставок релейной защиты и проверки электротехнического оборудования ориентирован на специалистов служб РЗА АО «СО ЕЭС», сетевых и генерирующих компаний, проектных организаций.

ПВК «АРУ РЗА» включен в Единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных.

В ПВК РЕАЛИЗОВАНЫ СЛЕДУЮЩИЕ МОДУЛИ И ФУНКЦИИ:

- графический редактор с возможностью работы с несколькими изображениями одной сети
- табличный редактор
- модуль Команд Управления и Расчёта Сети (К.У.Р.С)
- модуль импорта данных из ПВК АРМ СРЗА (всех параметров и графических изображений сети) в ПВК «АРУ РЗА»
- расчёт электрических величин при любых типах множественных повреждений
- расчёт повреждения вдоль линии
- расчёт эквивалентной схемы электрической сети
- расчёт параметров многообмоточных трансформаторов и автотрансформаторов с расцеплением обмоток, а также одинарных и сдвоенных реакторов
- групповая коррекция сетей
- вывод результатов расчётов в файлы форматов TXT, DOC, XLS, HTML
- сохранение графического изображения сети в файлы форматов: PNG, SVG, PDF
- автоматический расчёт параметров схемы замещения элементов сети по паспортным данным оборудования
- функция поиска элементов, входящих в заданное число поясов для узла
- каталог силового оборудования с заданными параметрами и возможностью редактирования и создания собственных образцов
- автоматический расчёт параметров схемы замещения двухобмоточного трансформатора с учетом заданных пользователем схем соединений обмоток
- контроль исходных данных и топологии электрической сети
- сравнение сетей
- проверка классов напряжений в узлах
- библиотека нормативных документов
- расчёт параметров воздушных и кабельных линий
- модуль РЗА
 - расчёт уставок релейной защиты с относительной (ТЗНП, ТЗОП, МТЗ, ДЗ) и абсолютной (ДФЗ, ДЗЛ, ДЗШ, НВЧЗ) селективностью, с функцией формирования протокола расчётов уставок в формате MS Word
 - автоматическое формирование бланков параметрирования микропроцессорных защит
- анализ срабатывания защит для обеспечения ближнего и дальнего резервирования с проверкой корректности работы устройств РЗ



СВИДЕТЕЛЬСТВО
о государственной регистрации программы для ЭВМ
№ 2020662535

Программно-вычислительный комплекс для автоматизированного расчета уставок релейной защиты и автоматики. Версия 6.0 (ПВК АРУ РЗА 6.0)

Правообладатель: Акционерное общество «Научно-технический центр Единой энергетической системы Противоаварийное управление» (АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление») (РУ)

Авторы: см. на обороте

Заявка № 2020661541
Дата поступления 01 октября 2020 г.
Дата государственной регистрации и Реестре программ для ЭВМ 15 октября 2020 г.
Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности
Геннадий Геннадьевич Ильин

www.ntcees.ru

194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, этаж 2, офис 202

Телефон: (812) 297 54 10
E-mail: ntc@ntcees.ru



Противоаварийное управление

ПВК «АРУ РЗА»: ОТЕЧЕСТВЕННАЯ РАЗРАБОТКА МИРОВОГО УРОВНЯ

- взаимодействие с ПВК по расчёту динамической устойчивости и электрических режимов (расчёт производной схемы прямой последовательности)
- проверка оборудования на термическую и динамическую стойкость току КЗ с расчётом ударного тока и теплового импульса
- определение места повреждения
- расчёт электрических величин при любых типах множественных повреждений с учетом нелинейных элементов
- модуль FACTS (вставка постоянного тока, статический тиристорный компенсатор, нелинейный элемент и др.)
- определение минимального состава генерирующего оборудования по условиям функционирования устройств РЗ
- автоматизированный расчёт уставок устройств РЗА

В БЛИЖАЙШЕЕ ВРЕМЯ БУДУТ ДОСТУПНЫ:

- сетевая многопользовательская версия ПВК
- шаблоны типовых электрических принципиальных схем РУ электрических станций и подстанций
- расчёт ТКЗ в сетях, питающих тяговые подстанции с разработкой подробных моделей тяговой электрической сети и тяговой нагрузки
- учет возобновляемых источников энергии – солнечных и ветряных электростанций

ПВК «АРУ РЗА» введён в промышленную эксплуатацию в АО «СО ЕЭС», активно используется в проектных институтах России и Казахстана, организациях и компаниях нефтегазовой отрасли, включен в учебный процесс вузов: ПЭИПК, НГТУ, КГЭУ, АлтГТУ.

ПВК «может работать с различными операционными системами, в том числе отечественного производства на базе ядра Linux.

По вопросам приобретения ПВК «АРУ РЗА» обращаться:
тел.: +7 (383) 328-12-51, 328-12-54, e-mail: info@arurza.ru



С демонстрационной и
полной версией программы
можно ознакомиться на сайте
www.arurza.ru



Канал на YouTube:
www.youtube.com/channel/UCayCAkSCYmLdkErvjCetzw/

www.ntcees.ru

194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова,
д. 1, лит. А, этаж 2, офис 202

Телефон: (812) 297 54 10
E-mail: ntc@ntcees.ru

ПРАВИЛА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РУКОПИСЕЙ АВТОРАМИ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Журнал «Известия НТЦ Единой энергетической системы» является периодическим печатным научным рецензируемым журналом.

В журнале публикуются статьи, содержащие новые результаты научных исследований в электроэнергетике по направлениям: развитие и моделирование энергосистем, регулирование, противоаварийная автоматика и автоматизированные системы управления, передача электроэнергии переменным и постоянным током, преобразовательная техника, техника высоких напряжений.

Также в журнале публикуются научные обзоры, научные рецензии и отзывы.

Периодичность выхода журнала – 2 раза в год.

Статью в редакцию журнала «Известия НТЦ Единой энергетической системы» можно направить по адресу: Российская Федерация, 194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, этаж 2, офис 202, АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление» 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, В, 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 jpg (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

Представленные в редакцию материалы первоначально рассматриваются редакционной коллегией и передаются для рецензирования. После одобрения материалов, согласования различных вопросов с автором (при необходимости), редакционная коллегия сообщает автору решение об опубликовании статьи. В случае отказа в публикации статьи редакция направляет автору мотивированный отказ.

При отклонении материалов из-за нарушения сроков, требований оформления или не отвечающих тематике журнала материалы не публикуются и не возвращаются.

Редакционная коллегия не вступает в дискуссию с авторами отклоненных материалов.

Публикация материалов осуществляется бесплатно.

Более подробную информацию можно получить по телефонам редакции:

Тел. 8 (812) 297-54-10, доб. 210, 213.

E-mail: nto@ntcees.ru

СПРАВКА

предоставляется в редакцию каждым автором/соавтором статьи

В соответствии с Законом Российской Федерации об авторских правах, сообщаю,
что я, _____

автор (соавтор) статьи _____

уведомлен об ответственности за использование в статье материалов, защищенных
авторским правом, включая цитаты, воспроизведенные данные, иллюстрации и
иные материалы, и о том, что ответственность за нарушение авторских прав ложится
на автора статьи.

Я сообщаю, что данная статья не опубликована и не представлена для опубликования
в другие периодические издания.

Подавая статью в редакцию журнала «Известия НТЦ Единой энергетической си-
стемы», я передаю редакции право на ее опубликование и дальнейшее распро-
странение и сообщаю, что при этом не нарушаются авторские права других лиц и
организаций.

Подпись автора _____ «___» ____ 20__ г.

Ф.И.О. _____

Ученая степень _____

Ученое звание _____

Место работы _____

Должность _____

Адрес служебный _____

Телефон _____

E-mail _____