

Научно-технический центр Единой энергетической системы

**ИЗВЕСТИЯ
НТЦ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
СИСТЕМЫ**

№ 1 (70)

Издаётся с февраля 1957 г.

Санкт-Петербург
2014

УДК 621.311; 621.314

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

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

Известия НТЦ Единой энергетической системы в Интернете

Общие сведения о научном журнале «Известия НТЦ Единой энергетической системы», условия подписки на него, содержание вышедших номеров можно найти по адресу: <http://www.ntcees.ru/departments/proceedings.php>

Журнал включен в базу данных «Российский индекс научного цитирования» (РИНЦ), размещенную на платформе Научной электронной библиотеки на сайте: <http://www.elibrary.ru>

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

Адрес редакции:

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

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

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	5
-----------------------	---

НАБЛЮДАЕМОСТЬ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Фролов О. В.

Наблюдаемость и средства мониторинга режимных параметров энергосистем	6
---	---

Александров А. С., Максименко Д. М., Неуймин В. Г.

Расчет максимально допустимых перетоков в системе мониторинга запасов устойчивости	13
--	----

Герасимов А. С., Гущина Т. А., Есипович А. Х.

Динамические испытания регистраторов СМПР на ЦАФК ОАО «НТЦ ЕЭС»	24
--	----

Герасимов А. С., Есипович А. Х., Кабанов Д. А., Шескин Е. Б., Штефка Й.

Результаты эксплуатации пилотной системы мониторинга системных регуляторов	33
---	----

Гайдамакин Ф. Н., Кисловский А. А., Теплоухов Р. П., Эдлин М. А.

Выявление источника низкочастотных колебаний в Единой энергосистеме России	43
---	----

Горелик Т. Г., Кабанов П. В., Кириенко О. В.

Гармонизация стандартов МЭК 61850 и МЭК 61970 для повышения наблюдаемости электроэнергетических систем	51
---	----

Горелик Т. Г., Кабанов П. В., Кириенко О. В.

Подходы к повышению структурной надежности систем релейной защиты	56
--	----

Гайдамакин Ф. Н., Теплоухов Р. П.

Оперативный мониторинг топливообеспечения электростанций Единой энергосистемы России	64
---	----

Есипович А. Х., Смирнов А. Н.

Анализ результатов мониторинга режимных параметров ЕЭС России с помощью СМПР в различных схемно-режимных условиях	70
--	----

Кутузова Н. Б.

Информационная система для организации данных о генерирующем и сетевом оборудовании ЕЭС России	84
---	----

СТРАНИЦЫ ИСТОРИИ

Научная школа НИИПТ – НТЦ ЕЭС	104
<i>Васильев Ю. С.</i>	
Выдающийся ученый и инженер Игорь Алексеевич Глебов (к 100-летию со дня рождения)	111
<i>Гуревич М. К.</i>	
Памяти Леонида Леонидовича Балыбердина	117

ПРЕДИСЛОВИЕ

Уважаемый читатель!

Данный номер журнала посвящен различным аспектам наблюдаемости энергосистем.

«Наблюдаемость» и «управляемость» (англ. – observability и controllability) прочно вошли в терминологию специалистов, занятых в различных областях управления энергосистемами. Эти понятия тесно связаны между собой, причем качество управления (управляемость) существенно зависит от наблюдаемости – возможности учитывать состояние энергосистемы и ее отдельных элементов. В электроэнергетике характеристика наблюдаемости имеет ряд специфических особенностей, связанных с особенностями самой энергосистемы, процессы в которой протекают в разных временных рамках – от долей секунды до часов и дней, причем, строго говоря, захватывают энергосистему в целом. А если учесть также связь режимов энергосистемы с состоянием отдельных ее элементов, то и контроль технического состояния оборудования, систем управления, регулирования, автоматики и защиты характеризует в определенной степени уровень наблюдаемости энергосистемы. Очевидно, что наблюдаемость зависит от средств измерения и контроля, передачи, обработки и представления информации. Все эти информационные системы в последние годы интенсивно развиваются.

В журнале помещены статьи, относящиеся к разным аспектам наблюдаемости. Очевидно, что они лишь фрагментарно освещают эту весьма многогранную проблему. Материалы, относящиеся к этой проблеме, будут публиковаться и в последующих номерах журнала. Пользуясь случаем, приглашаем читателей журнала предлагать свои статьи по данной тематике.

В рубрике «Страницы истории» помещены некоторые материалы из истории становления и развития научной школы по системной тематике Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (НИИПТ).

К 100-летию со дня рождения академика Игоря Алексеевича Глебова приведена статья академика Ю. С. Васильева, посвященная жизни и творчеству этого прекрасного человека, ученого и организатора науки. На протяжении многих лет И. А. Глебов сотрудничал с НИИПТ. В годы становления научной школы по системной тематике Игорь Алексеевич участвовал в обсуждениях проектов развития этого направления, в течение некоторого времени возглавлял секцию электрических систем НИИПТ.

В этой же рубрике публикуется статья о жизненном и творческом пути старейшего сотрудника НИИПТ, лауреата Государственной премии СССР Леонида Леонидовича Балыбердина, крупного ученого и специалиста в области преобразовательной техники и электропередач и вставок постоянного тока.

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

УДК 621.311

О. В. Фролов

Наблюдаемость и средства мониторинга режимных параметров энергосистем

Определены цели мониторинга и контроля режимов и переходных процессов в энергосистемах.

Сформированы требования к развитию и повышению уровня наблюдаемости и средства ее обеспечения применительно к различным процессам в энергосистеме.

Ключевые слова: наблюдаемость, управляемость, мониторинг, энергосистема, режимы, переходный процесс.

Введение

Электроэнергетическая система является одной из наиболее сложных искусственных технических систем. Элементы энергосистемы могут разделяться сотнями и тысячами километров и при этом в любой процесс вовлекаются, строго говоря, в той или иной мере все элементы энергосистемы. Процессы в энергосистеме описываются нелинейными дифференциальными уравнениями высокого порядка. Приходится считаться и с тем, что значительная часть энергосистемы недостаточно защищена от внешних воздействий, что обуславливает огромное количество возмущений, которым она подвергается. При этом протекающие в энергосистеме процессы носят, как правило, индивидуальный характер, имея в виду многообразие вариантов схем, типов и видов оборудования, разнообразие исходных режимов, диктуемых потребителями электроэнергии. Наконец, изменение режимов может происходить и достаточно плавно, и чрезвычайно резко.

Энергосистема благодаря физической природе своих элементов обладает некоторым саморегулированием, обеспечивающим некоторый уровень устойчивости, позволяющий энергосистеме функционировать при незначительных изменениях параметров режима ее работы. В то же время стремление обеспечить надежную работу энергосистемы при значительных изменениях параметров электрического режима и возникающих технологических нарушениях обуславливают большие капитальные и эксплуатационные затраты на ее содержание. Надежная работа энергосистемы достигается за счет применения различных устройств и систем регулирования, автоматики и защиты, а также иерархической системы оперативного управления: от отдельных ее элементов до энергосистемы в целом.

Возможности и эффективность управления в значительной степени определяются возможностями контроля состояния оборудования, непрерывного мониторинга текущего режима и результатов тех или иных воздействий оперативного персонала и автоматических устройств. Совокупность всех этих возможностей и определяет наблюдаемость энергосистемы, под которой понимается совокупность условий, обеспечивающих получение полной и достоверной информации о текущих параметрах режима работы энергосистемы. Наблюдаемость можно рассматривать наряду с идентифицируемостью и прогнозируемостью как одно из информационных свойств электроэнергетической системы (если в понятие ЭЭС включить и ее измерительное

обеспечение), которое определяется как возможность системы предоставлять необходимую для управления информацию о текущем ее состоянии [1].

В условиях ЕЭС России и входящих в ее состав энергосистем наблюдаемость обеспечивается решением следующих основных задач:

- мониторинг текущего режима энергосистемы (в том числе задача оценивания состояния);
- контроль состояния оборудования и эффективности функционирования устройств регулирования и автоматики;
- отображение и мониторинг энергосистем в процессе их развития.

1. Контроль текущего режима и технические средства его обеспечения

Контроль текущего состояния (режима) является неизменной составляющей управления любым техническим объектом. Как правило, этот контроль осуществляется с использованием технических средств мониторинга некоторого комплекса параметров, обеспечивающего необходимую полноту восприятия текущего состояния объекта управления.

Текущий режим энергосистемы контролируется по условиям экономического потокораспределения с обеспечением требуемого уровня устойчивости и надежности, а также наличия необходимых запасов топлива и гидроресурсов и оптимального распределения ресурсов генерации с учетом ограниченной пропускной способности электрической сети. Все эти показатели отслеживаются в темпе (с частотой обращения), соответствующем условиям изменения тех или иных показателей режима энергосистемы.

Одна из основных особенностей энергосистемы как объекта управления заключается в необходимости оценки текущего режима с учетом возможных последствий аварийных возмущений. Для оперативного персонала практически не представляется возможным постоянно решать задачу сопоставления показателей режимных параметров в условиях текущего и возможных послеаварийных режимов. Это тем более выглядит невыполнимым, если учесть разнообразие возможных аварийных ситуаций в каждом данном схемно-режимном состоянии энергосистемы.

Для преодоления этой трудности контроль текущего режима осуществляется посредством сопоставления значений определенного количества основных параметров с их заранее определенными заданными граничными значениями. Последние определяются как ограничениями в нормальном режиме (максимально допустимые токи, минимальные и максимальные значения напряжения и частоты), так и ограничениями, возникающими в аварийных ситуациях. Основная проблема заключается в оценке требований к граничным значениям параметров режима, исключающим возможность развития аварийного процесса, с одной стороны, и неоправданно завышенного резервирования – с другой. Кроме того, необходимо свести количество контролируемых параметров к значению, реально воспринимаемому оператором, но в то же время достаточному для оценки допустимости режима.

Одним из современных способов решения этого комплекса задач является так называемый мониторинг запаса устойчивости, т. е. контроль наличия минимально необходимого запаса устойчивости в текущем режиме с учетом расчетных аварийных

возмущений. При этом наряду с запасом устойчивости контролируется и запас по условиям возможной перегрузки по току и недопустимых отклонений напряжения в электрической сети. С точки зрения этих ограничений наиболее существенное значение имеют так называемые «опасные сечения». Контроль параметров режима в этих сечениях позволяет практически полностью контролировать состояние энергосистемы в целом.

При этом, однако, следует иметь в виду, что то или иное сечение энергосистемы может быть «опасным» в зависимости от схемно-режимных условий для определенной группы аварийных возмущений.

Следующая проблема заключается в том, что контроль наличия минимально необходимого запаса устойчивости по опасному сечению должен производиться с учетом действия системы противоаварийной автоматики. Эта проблема может быть решена путем использования методики и алгоритмов централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА) [2]. В определенной степени по этим причинам системы мониторинга запаса устойчивости (СМЗУ) стали разрабатываться после появления ЦСПА и с использованием в той или иной мере алгоритмов ЦСПА. В настоящее время СМЗУ находится на начальной стадии применения в энергосистемах. Однако эти системы постоянно развиваются.

Эффективность диспетчерского контроля режима, в том числе с использованием СМЗУ, в большой степени зависит от уровня развития систем телесвязи, а также от совершенствования системы измерения параметров в данной энергосистеме. Эффективность СМЗУ в максимальной степени зависит от объема и качества исходной информации о составе схемы и текущих параметрах режима контролируемой части энергосистемы. Известно, что предоставляемая для СМЗУ исходная информация не может рассматриваться как абсолютно надежная. В процессе измерений и передачи сигналов могут иметь место различные сбои: исчезновение того или иного сигнала, неточные измерения, регистрация ложного показания сигнала (например, вместо положения «включено» поступает сигнал «отключено») и т. п. Очевидно, что вероятность сбоев возрастает при увеличении объема используемой информации, который, в свою очередь, зависит от количества контролируемых элементов схемы и уровня эквивалентирования энергосистемы, используемых при решении соответствующих задач. Очевидно также, что степень влияния того или иного информационного сбоя на результат решения определенной задачи может быть весьма различной – от неточности, которой можно пренебречь, до принципиально неправильного результата. В задаче СМЗУ и других управляющих и информационных комплексов исходная информация используется не непосредственно, а после прохождения через ту или иную систему достоверизации – так называемые программы оценивания состояния. Важнейшей задачей, которую призваны решать такие программы, является максимально возможная компенсация сбоев в системе измерения и передачи информации за счет использования избыточной (превышающей минимально необходимый для воспроизведения режима объем) информации и специальных математических приемов замещения, исключения ложной информации.

Появившиеся в последнее время векторные измерители используют технологию глобального позиционирования (Global Positioning System, GPS), которая позволила не только синхронизировать измерения, получаемые из географически удаленных точек энергосистемы, но и измерять относительные значения параметров электрическо-

го режима. Большинство векторных измерителей позволяют регистрировать частоту, напряжение, активную и реактивную мощность с дискретностью до 20 мс. При этом запись процесса производится обычно в двух режимах: самописца и аварийного регистратора. Это позволяет при возникновении аварийного возмущения обеспечить регистрацию как предаварийного режима, так и процесса, возникающего после возмущения.

Технология синхронизированных по времени векторных измерений параметров режима стала одним из приоритетов развития технологий диспетчерского управления в крупнейших энергосистемах мира. В ЕЭС России подобная система, получившая название Система мониторинга переходных режимов (СМПР), начала развиваться с 2005 г. [3]. По состоянию на конец 2013 г. сбор данных с измерителей СМПР производится с 50 энергообъектов ЕЭС (240 измерителей), из них в режиме реального времени – с 28 энергообъектов.

Все большее распространение приобретают новые электронные устройства измерения, в частности, оптоэлектронные трансформаторы тока и напряжения, обеспечивающие точные измерения при исключении искажения результатов измерения в зависимости от режима, что достаточно характерно для обычных измерительных трансформаторов.

Наконец, высококомпьютеризованные диспетчерские пункты предоставляют операторам необходимый объем текущей информации в наиболее удобном и легко воспринимаемом виде.

Все вышеперечисленные аспекты мониторинга нуждаются в дальнейшем совершенствовании. Пока еще далеко не исчерпаны все возможности такого контроля текущего режима, который обеспечивал бы возможность ведения режима энергосистемы с минимально необходимым запасом при заданном уровне надежности, т. е. с обеспечением наивысших экономических показателей функционирования энергосистемы.

2. Мониторинг состояния оборудования и эффективности устройств управления и регулирования

Надежность функционирования энергосистемы в значительной степени зависит от состояния оборудования и элементов электрической сети. Мониторинг состояния оборудования осуществляется путем периодических проверок и постоянного контроля соблюдения необходимых регламентных работ. Кроме того, контролируется изменение режима некоторых видов оборудования в зависимости от внешних условий – например, загрузка ВЛ в зависимости от температуры окружающего воздуха. В последнее время появились устройства, контролирующие непосредственно параметры элементов сети.

Современные устройства управления и регулирования, используемые в эксплуатации, решают достаточно сложные задачи при изменяющихся в широком диапазоне исходных условиях функционирования [4]. Это существенно затрудняет выбор универсальной настройки устройств. При этом, даже располагая специальными моделями энергосистемы и исследуемых устройств или самими устройствами, не удается проверить и оценить действие устройств во всех возможных ситуациях.

Корректировка предварительно выбранной настройки устройств возможна при организации мониторинга поведения устройства в нормальных режимах и при возникновении переходных процессов.

Очевидно, что такой мониторинг должен осуществляться автоматически, в лучшем случае – не ограничиваясь простой фиксацией реакции устройства на происходящий процесс, а выполняя и некоторый предварительный анализ причин недостаточно эффективной реакции устройства на те или иные изменения схемы и режима.

Примером такого решения является система мониторинга системных регуляторов (СМСР), предназначенная для оценки в автоматическом режиме правильности функционирования любых типов систем возбуждения и автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов в эксплуатационных и аварийных режимах работы энергосистемы. Основной функцией созданной СМСР является своевременное выявление незатухающих низкочастотных синхронных колебаний в эксплуатационных и аварийных режимах работы энергосистемы с определением генератора, являющегося их источником. Алгоритмы СМСР позволяют также своевременно идентифицировать неисправности в системе возбуждения генератора. Первый опыт использования такой системы выявил высокую ее эффективность и целесообразность ее воспроизведения на электростанциях, качество регулирования генераторов которых оказывает наиболее заметное влияние на поведение энергосистемы в целом.

С развитием рынка услуг по обеспечению системной надежности (рынке системных услуг) стали развиваться системы мониторинга участия субъектов электроэнергетики в различных видах регулирования частоты, напряжения и реактивной мощности. Примером такой системы мониторинга может являться система мониторинга участия генерирующего оборудования электростанций в первичном, вторичном и третичном регулировании частоты и перетоков мощности.

Как показывает опыт расследования системных аварий, и в настоящее время остается необходимость в совершенствовании как устройств мониторинга состояния оборудования и поведения отдельных наиболее сложных автоматических устройств, так и комплекса основных параметров при переходных процессах энергосистемы.

3. Задачи математического моделирования энергосистем при разработке и совершенствовании системы мониторинга и контроля

Представление режима и оценка в процессе мониторинга соответствия контролируемых характеристик энергосистемы допустимым базируется на сопоставлении их с расчетными характеристиками, которые определяются с использованием математических моделей энергосистемы. В тех или иных формах эти модели используются и непосредственно в системах мониторинга и контроля.

При современном уровне развития программно-технических средств можно было бы создать модель, отображающую все процессы в энергосистеме. Однако в настоящее время, как правило, для решения задач, характеризующихся разными временными интервалами, используются специализированные модели. Каждая такая модель развивается и совершенствуется в соответствии с методикой, отражающей суть решаемой задачи. Например, в НТЦ ЕЭС ведется разработка новой методики и программных средств решения задачи распределения резервов генерации с учетом ограничений пропускной способности электрической сети. С использованием результатов этих разработок будут осуществляться как собственно решения задач распределения резервов в текущем режиме и при планировании развития энергосистем, так и контроль реализации этих решений.

В еще меньшей степени совместимо с решением задачи мониторинга процессов в электрической части энергосистемы решение задачи мониторинга и контроля резервов топлива и гидроресурсов на электростанциях.

Совершенствование математических моделей энергосистем идет по пути учета в системе уравнений, описывающих нормальные и переходные режимы, все более тонких параметров и характеристик оборудования и устройств управления и регулирования. Эта тенденция подкрепляется развитием технических и программных средств исследования режимов сложных энергосистем. К настоящему времени уровень устройств вычислительной техники и техники программирования решения уравнений, описывающих поведение энергосистем, достаточны, чтобы обеспечить возможность математического представления и проверки соответствующих расчетов для энергосистем практически любой сложности. Это не исключает необходимости определенного эквивалентирования реальной схемы энергосистемы. Последнее определяется не столько требованиями ускорения процесса вычисления (хотя и это актуально), сколько условиями восприятия характера процесса оператором энергосистемы.

Скоростные возможности вычислительной техники сохраняют свою значимость при выполнении расчетов в цикле оперативного управления, и тем более в цикле расчетов для выбора управляющих воздействий в ЦСПА (СМЗУ). В этих случаях скорость расчета должна соотноситься со скоростью изменения нормального режима энергосистемы при обеспечении требуемого для устройства противоаварийной автоматики уровня надежности.

Предварительные расчеты и анализ результатов, необходимые для последующего мониторинга и контроля в реальном времени, не требуют столь высокой производительности и надежности вычислительной техники. Однако эти расчеты проводятся при варьировании в широких пределах схемно-режимных условий энергосистемы и рассматриваемых аварийных возмущений. При этом во многих ситуациях требуется учесть и проанализировать режимы энергосистемы в ее развитии на некотором интервале планирования. Для ускорения таких расчетов и придания результатам этих расчетов большей наглядности вместо универсальных вычислительных устройств (ЭВМ) в ряде случаев используются специальные средства, представляющие сочетание цифровых вычислительных средств с элементами физического моделирования. Эти устройства, предназначенные для исследования процессов в энергосистемах, позволяют включать в расчетный процесс модели устройств или сами устройства регулирования, автоматики и защиты, которые в настоящее время, как правило, выполняются на базе элементов вычислительной техники.

Высокий уровень развития математического моделирования позволяет обеспечить наблюдаемость не только режимов в текущем состоянии энергосистемы, но и наблюдаемость изменения характеристик режимов в процессе развития энергосистемы. Очевидно, что качество результатов расчетов зависит от точности отображения состава и основных параметров оборудования и систем управления на каждом этапе развития энергосистем. Учитывая необходимость отображения энергосистем при всем многообразии отображаемых элементов, создаются так называемые базы данных энергосистемы. Эти базы, представляющие собой информационные системы, обеспечивают организованное соответствующим образом описание и хранение элементов энергосистем и их параметров, а также выдачу по запросу данных в нужном

формате. Базы данных могут быть действенным инструментом, гарантирующим правильный подбор исходных данных для включения в вычислительную программу расчета режимов, только в том случае, если организованы регулярное обновление данных с учетом планируемых изменений энергосистемы в заданном интервале времени и постоянный контроль выполнения этих планов.

Заключение

Наблюдаемость является важнейшим фактором, обеспечивающим высокие экономические показатели управления энергосистемой и вместе с тем требуемый уровень ее надежности. К настоящему времени разработаны методики, алгоритмы, измерительные средства и специальные устройства для мониторинга состояния энергосистемы и отдельных ее элементов. Однако устройства и системы, обеспечивающие наблюдаемость энергосистемы, нуждаются в дальнейшем совершенствовании практически по всем составляющим – от моделирования энергосистемы до разработки новых и модернизации действующих устройств и систем мониторинга и контроля.

Список литературы

1. Гамм А. З., Голуб И. И. Наблюдаемость электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1990.
2. Кощеев Л. А., Шульгинов Н. Г. ЦСПА на базе алгоритмов нового поколения – очередной этап в развитии противоаварийного управления в энергосистемах // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2013. № 68.
3. Аюев Б. И., Ерохин П. М., Куликов Ю. А. Система мониторинга переходных режимов ЕЭС/ОЭС // Международная научно-практическая конференция «Мониторинг параметров режимов электроэнергетической системы». – Новосибирск, НГТУ, 2006.
4. Павлушко С. А. Автоматическое регулирование возбуждения синхронных генераторов как эффективный инструмент обеспечения надежности параллельной работы генерирующего оборудования и ЕЭС в целом // Электрические станции. 2012. № 7.

Фролов Олег Валерьевич, канд. техн. наук, генеральный директор Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: ntc@ntcees.ru

Frolov O. V.

Observability and tools for monitoring parameters of power system operating conditions.

The purposes of control and monitoring of operating conditions and transients in power systems are stated.

The requirements for increasing of the observability level are formulated and the means of observability supporting in case of various processes in power system are described.

Key words: observability, controllability, monitoring, power system, operating conditions, transient.

УДК 621.314

А. С. Александров, Д. М. Максименко, В. Г. Неуimin

Расчет максимально допустимых перетоков в системе мониторинга запасов устойчивости

Представлен алгоритм определения максимально допустимых перетоков и опасных сечений для аварийных режимов работы энергосистем с учетом действия локальной противоаварийной автоматики.

Ключевые слова: максимально допустимый переток, опасное сечение, RastrWin3.

Введение

Система мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) предназначена для определения максимально допустимых перетоков (МДП) в реальном времени на основе телеметрии и оцененного по ним установившегося режима.

Первая версия СМЗУ разработана по заказу Системного оператора (СО) для северных районов Тюменской области и введена в промышленную эксплуатацию в 2008 г. Она позволяет на основе оцененного режима по заданному перечню векторов изменения режима (ВИР) рассчитывать предельные режимы, выделять опасные сечения и затем определять в них МДП.

В 2012–2014 гг. СО был инициирован проект модернизации данной системы с целью расширения ее функций, а именно: предоставление возможности учета заданных контролируемых сечений, аварийных событий ($N - 1$), ограничений по току и напряжению и действий локальной противоаварийной автоматики (ЛАПНУ).

В 2014 г. система была введена в опытную эксплуатацию в ОДУ Северо-Запада и Кольском РДУ. В статье приводятся основные результаты работы над проектом.

1. Алгоритм расчета МДП

Для работы алгоритма расчета МДП требуются следующие исходные данные:

- 1) оцененная расчетная модель;
- 2) набор ВИР и связанных с ними контролируемых сечений (КС);
- 3) список аварий ($N - 1$);
- 4) набор ограничений по току и напряжению;
- 5) модели противоаварийной автоматики.

Алгоритм определения опасных сечений (ОС) и МДП состоит из четырех основных этапов [1, 2]:

1. Утяжеление исходного режима до предельного в направлении ВИР.
2. Формирование ОС. Анализ полученного ОС на соответствие контролируемому сечению и ВИР.
3. Ослабление предельного режима до допустимого перетока, соответствующего 20%-му запасу устойчивости по данному ОС и отсутствию перегрузок по току и нарушений ограничений по напряжению в контрольных точках.
4. Проверка режима, полученного в предыдущем пункте, по критерию $N - 1$ с учетом ЛАПНУ на наличие 8%-го запаса устойчивости и при необходимости дополнительное ослабление режима по антиВИР.

Общий алгоритм работы модуля МДП реализует следующие функции:

- **Инициализация и проверка исходного режима**

- ◆ проверка отсутствия перегрузок по току и нарушений ограничений по напряжению в контрольных точках;
- ◆ проверка исходного режима по критерию $N - 1$: проверка существования установившегося послеаварийного режима (УР);
- ◆ коррекция исходного режима при появлении несуществующего режима по $N - 1$.

- **Цикл по ВИР**

- ◆ утяжеление исходного режима до предельного;
- ◆ выявление ОС, идентификация признака достижения предельного режима (по активной мощности в сечении (по углу), по напряжению в узлах нагрузки);
- ◆ проверка соответствия найденного ОС и КС для данного ВИР;
- ◆ ослабление на 20 % + нерегулярные колебания (НК) по антиВИР от ОС;
- ◆ проверка наличия перегрузок по току и нарушений ограничений по напряжению в контрольных точках. При необходимости – ослабление по антиВИР до устранения перегрузок по току и нарушений ограничений по напряжению;
- ◆ фиксация модуля ВИР (k_{mdp} , соответствующего найденному режиму);
- ◆ **цикл по всем аварийным ситуациям ($N - 1$):**
 - расчет управляющих воздействий ЛАПНУ, соответствующих данной аварийной ситуации;
 - расчет послеаварийного УР, соответствующего текущей аварийной ситуации и найденным управляющим воздействиям;
 - если послеаварийный режим не существует:
 - ослабление режима по текущему антиВИР до получения сбалансированного режима с запасом 8 %;
 - коррекция модуля ВИР, расчет УР;
 - если режим существует:
 - утяжеление послеаварийного режима по текущему ВИР по критерию 8%-го запаса, т. е. окончание утяжеления при соблюдении одного из условий:
 - найден предельный режим по текущему ВИР;
 - найден режим, по отношению к которому послеаварийный УР имеет запас, превышающий 8 %;
 - если найден предельный режим (т. е. запас послеаварийного режима меньше 8 %):
 - ослабление послеаварийного режима по текущему антиВИР до получения режима с требуемым запасом;
 - коррекция модуля ВИР (k_{mdp}), расчет УР;
 - опциональная проверка режима, полученного с учетом возможного его ослабления, выполненного в предыдущем пункте, на отсутствие перегрузок по току и нарушений ограничений по напряжению в контрольных точках. Если перегрузка по току и нарушения ограничений по напряжению существуют:

- ослабление послеаварийного режима по текущему антивИР до получения режима с отсутствием перегрузок и нарушений ограничений по напряжению;
- коррекция модуля ВИР (k_{mdp}), расчет УР;
- ◆ конец цикла по ПОр;
- ◆ запоминается:
 - найденный модуль ВИР (k_{mdp});
 - выявленное ОС;
 - соответствующий ОС МДП, полученный на основе найденного k_{mdp} .
- Конец цикла по ВИР.
- Выбор наименьшего МДП из всех МДП по ВИР, связанных с одним сечением.
- Формирование отчета о работе.
- Запись результатов в базу данных.

Рассмотрим более детально ключевые особенности алгоритма.

Для **утяжеления** используется ВИР с учетом ограничений по величине составляющих:

$$P_{\text{ген}} = P_{\text{исх_ген}} + k \Delta P_{\text{ген}},$$

$$P_{\text{наг}} = P_{\text{исх_наг}} + k \Delta P_{\text{наг}},$$

$$P_{\text{ген_мин}} \leq P_{\text{ген}} \leq P_{\text{ген_макс}},$$

$$P_{\text{наг_мин}} \leq P_{\text{наг}} \leq P_{\text{наг_макс}},$$

где k – модуль ВИР;

$\Delta P_{\text{наг}}$, $\Delta P_{\text{ген}}$ – ВИР;

$P_{\text{исх_наг}}$, $P_{\text{исх_ген}}$ – векторы исходных узловых генераций и нагрузок.

Составляющие вектора изменения режима представляют собой безразмерные коэффициенты по нагрузке ($\Delta P_{\text{наг}}$) и генерации ($\Delta P_{\text{ген}}$), задаваемые пользователем для отдельных узлов и (или) районов электрической сети.

Как правило, вектор изменения режима должен быть сбалансирован по мощности:

$$\sum \Delta P_{\text{наг}} + \sum \Delta P_{\text{ген}} = 0.$$

Если задан несбалансированный ВИР, то в него неявно включается балансирующий узел.

Осуществляется нормировка ВИР по следующей схеме:

1) вычисляются инъекции мощности по каждому узлу и району, входящему в ВИР:

$$\Delta P = \Delta P_{\text{ген}} - \Delta P_{\text{наг}};$$

2) определяется сумма коэффициентов ΔP отдельно по нагрузочной (отрицательные коэффициенты) ΔP_{Σ}^- и генераторной (положительные коэффициенты) ΔP_{Σ}^+ части.

В ВИР включается балансирующий узел с мощностью генерации, определяемой как разность ($\Delta P_{\Sigma}^- - \Delta P_{\Sigma}^+$), и, в зависимости от знака разности, его мощность добавляется либо к ΔP_{Σ}^+ , либо к ΔP_{Σ}^- ;

3) осуществляется нормировка векторов $\Delta P_{\text{ген}}$ и $\Delta P_{\text{наг}}$. Положительные коэффициенты $\Delta P_{\text{ген}}$ делятся на ΔP_{Σ}^+ , отрицательные – на ΔP_{Σ}^- . И наоборот, для нагрузочных $\Delta P_{\text{наг}}$ положительные делятся на ΔP_{Σ}^+ , а отрицательные – на ΔP_{Σ}^- .

Для балансирующего узла нормировка осуществляется аналогично.

Нормировка ВИР осуществляется при начале утяжеления, а также при достижении пределов изменения генерации и нагрузки.

Процесс утяжеления сводится к определению модуля ВИР путем серии расчетов установившегося режима.

Алгоритм расчета (МДП) использует модифицированное утяжеление исходного режима. Типовое утяжеление показано на рис. 1.

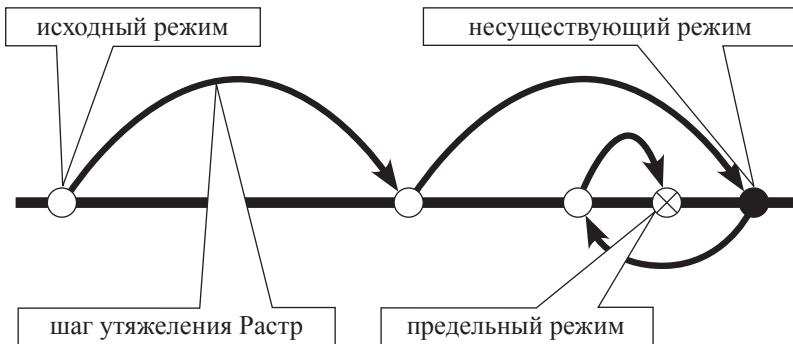


Рис. 1. Утяжеление режима

Для определения предельного режима задается начальный модуль ВИР (k) и величина начального шага приращения модуля ВИР Δk (обычно перед началом утяжеления $k = 0$). Для проверки окончания процесса утяжеления задается величина минимального шага приращения модуля ВИР Δk_{\min} . В процессе работы алгоритма используется коэффициент изменения приращения шага n (начальное значение в диапазоне $n^{\text{нач}} = 1 \dots 2$); n – это ускоряющий коэффициент: 1 – без ускорения, 2 – максимальное ускорение, кроме того, возможно любое промежуточное значение.

Процесс расчета предельного режима описывается следующим алгоритмом:

1. Принимается $i = 0$, $k^i = 0$, $\Delta k^i = \Delta k^{\text{нач}}$, $n = n^{\text{нач}}$.

2. На каждом шаге i утяжеления осуществляется «пробное» изменение узловых мощностей на основании формулы:

$$P = P_{\text{исх}} + (k^i + \Delta k^i) \Delta P. \quad (1)$$

3. Производится расчет установившегося режима для новых значений узловых мощностей.

4. При успешном завершении расчета УР производится пересчет модуля и шага ВИР:

$$k^{i+1} = k^i + \Delta k^i;$$

$$\Delta k^{i+1} = n \Delta k^i$$

и переход к п. 6 алгоритма.

5. При аварийном завершении расчета УР производится пересчет коэффициента изменения приращения шага (n) и шага ВИР:

$$n = \frac{1}{2};$$

$$\Delta k^{i+1} = n \Delta k^i.$$

6. Осуществляется контроль величины приращения шага модуля, если

$$\Delta k^{i+1} < \Delta k_{\min},$$

фиксируется нормальное окончание расчета.

7. Принимается $i = i + 1$ и осуществляется переход к п. 2.

Утяжеление режима останавливается, если достигнута заданная точность предельного режима.

После получения предельного режима осуществляется поиск **опасного сечения**. Алгоритм поиска ОС основан на анализе свойств матрицы Якоби, связывающей отклонения мощностей ($\Delta P, \Delta Q$) и напряжений ($\Delta\delta, \Delta V$):

$$\begin{bmatrix} \partial P / \partial \delta & \partial P / \partial \delta \\ \partial Q / \partial \delta & \partial Q / \partial \delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}, \quad (2)$$

где $\begin{bmatrix} \partial P / \partial \delta & \partial P / \partial \delta \\ \partial Q / \partial \delta & \partial Q / \partial \delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} = J$ – матрица Якоби.

В предельном режиме матрица Якоби близка к вырожденной, следовательно, по крайней мере, одно из собственных чисел матрицы стремится к нулю, и уравнение (2) можно представить в виде

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} = J^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \approx \frac{1}{\lambda^{\min}} h(r' \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}) = ch, \quad (3)$$

где λ^{\min} – минимальное собственное число матрицы J ;

h, r' – правый и левый собственные векторы матрицы J , соответствующие минимальному собственному числу.

Из (3) следует, что изменения модулей и углов напряжений в предельном режиме определяются правым собственным вектором матрицы J .

Для вычисления правого собственного вектора используется итерационный алгоритм, основанный на методе обратных итераций [3]:

1. Задается начальное приближение элементов собственного вектора матрицы Якоби установившегося режима:

$$h_i^o = 100, i = \overline{1, n}.$$

2. Определяется максимальный по модулю элемент вектора $h^j - h_{\max}^j$.

3. Производится нормировка вектора h :

$$h^{j, \text{norm}} = \frac{100}{h_{\max}^j} h^j.$$

4. Проверяется критерий окончания расчета (на всех итерациях, кроме первой)

$$|h_{\max}^j - h_{\max}^{j-1}| < \varepsilon.$$

При его соблюдении собственный вектор считается найденным и фиксируется окончание расчета.

5. Решается система линейных уравнений вида

$$[J]h^{j+1} = h^{j, \text{norm}},$$

где $[J]$ – матрица Якоби.

6. Принимается $j = j + 1$ и совершается переход к п. 2.

Собственный вектор формируется по узлам энергосистемы и содержит для каждого узла два типа компонент – приращение угла (называемое маркером угла) и приращение модуля напряжения (называемое маркером напряжения).

Маркеры ветвей формируются как разница маркеров угла по концам линии.

Для формирования ОС используется топологический алгоритм [4]:

1. Находится ветвь с максимальным (по модулю) маркером ОС. Эта ветвь включается в ОС. Ветвь разрезается (т. е. исключается из топологического алгоритма).

2. Находится кратчайший путь (т. е. имеющий наименьшую алгебраическую сумму маркеров ветвей) между узлами начала и конца первой линии ОС.

3. На найденном кратчайшем пути выбирается ветвь с максимальным маркером. Ветвь включается в ОС. Ветвь разрезается. Осуществляется переход к п. 2.

4. Если пути между узлами начала и конца ветвей ОС не существует, то полное опасное сечение определено.

Идентификация предельного режима осуществляется на основе анализа маркеров узлов. Если максимальная по модулю величина принадлежит маркеру узла по приращению угла напряжения, то идентифицируется достижение предельного режима по активной мощности в сечении. Если максимальная по модулю величина принадлежит маркеру узла по приращению модуля напряжения, то идентифицируется достижение предельного режима по напряжению в этом узле.

Алгоритм ослабления предельного режима по антиВИР и определения МДП похож на алгоритм утяжеления, но, учитывая тот факт, что опасное сечение уже определено, для ускорения работы можно использовать коэффициент влияния между мощностью сечения и модулем ВИР. Для работы модуля необходимо предварительно определить:

- предельную мощность сечения $P_{\text{пр}}$, связанного с ВИР, и соответствующую ему амплитуду нерегулярных колебаний $\Delta P_{\text{нк}}$;
- коэффициент влияния α_s «сечение–модуль ВИР».

Алгоритм ослабления используется как при расчете МДП, так и при расчете аварийно допустимого перетока (АДП) при анализе аварийных ситуаций по критерию $(N - 1)$, поэтому в качестве параметра модуля должен также задаваться коэффициент запаса устойчивости $K_p = 0,2$ (МДП) или $K_p = 0,08$ (АДП).

При работе модуля ослабления используется следующий алгоритм:

1. Определяется необходимая мощность разгрузки (загрузки) сечения:

$$\Delta P_s = P_s - \left[(1 - K_p) P_{\text{пр}} - \Delta P_{\text{нк}} \right].$$

2. Определяется соответствующее изменение модуля ВИР

$$\Delta k = \frac{\Delta P_s}{\alpha_s}. \quad (4)$$

3. В соответствии с формулой (1) изменяются узловые мощности, рассчитывается УР и определяется новый поток в КС (ОС).

4. Уточняется коэффициент влияния

$$\alpha_s = \frac{\Delta P_{s,\text{факт}}}{\Delta k},$$

где $\Delta P_{s,\text{факт}}$ – фактическое изменение мощности сечения.

5. Изменяется модуль ВИР в соответствии с формулой (4).

6. Осуществляется проверка заданной точности определения режима, если она недостаточна, то совершается переход к п. 1.

Дополнительно при ослаблении режима учитываются ограничения по напряжению в контролируемых узлах и допустимые токовые нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования. В этом случае изменение модуля ВИР Δk рассчитывается по каждому ограничению и из всех найденных Δk выбирается наибольший коэффициент (с учетом знака), который и будет использоваться для пересчета узловых мощностей.

Предполагается, что контролируемые параметры изменяются монотонно. Если обнаружится немонотонность изменения параметра, то он удаляется из списка контролируемых.

После ослабления режима по антиВИР и определения режима с запасом 20% + НК осуществляется его проверка по списку возможных аварийных событий (отключение одной или нескольких линий, генераторов) и с учетом действия ЛАПНУ. При необходимости осуществляется дальнейшее ослабление режима по ранее описанному алгоритму.

Алгоритм **моделирования ЛАПНУ** моделирует автоматику,ирующую по принципу «ДО» (расчет дозировок производится по данным предшествующего режима ДО наступления аварии).

Для работы требуется:

1) задание элементов автоматики:

- пусковых органов – ФОЛ (фиксация отключения линии), ФОГ (генератора), ФОТ (трансформатора);
- логики срабатывания – ФРЛ (фиксация ремонта линии), КПР (контроль предшествующего режима);
- управляющих воздействий – ОН (отключение нагрузки), ОГ (генератора);
- их параметров и привязок к расчетной модели;

2) задание схемы соединения элементов автоматики. Описание схемы соединения осуществляется подобно описанию электрической схемы (модель «узлы – ветви»).

Рассмотрим алгоритм работ на примере схемы (рис. 2).

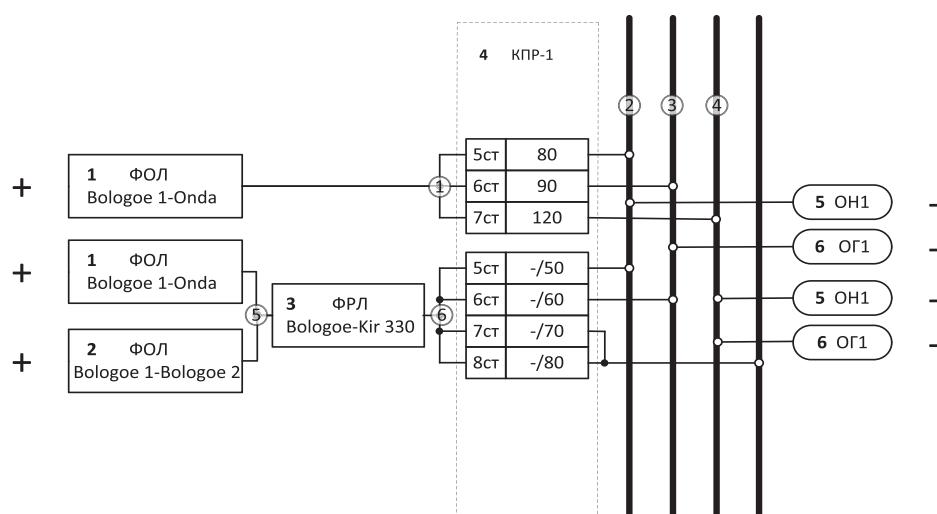


Рис. 2. Пример задания ЛАПНУ

В ней имеются два ФОЛ и по одному ФРЛ, КПР, ОН и ОГ. Для каждого элемента задается уникальный номер, название, тип (ФОЛ, ФРЛ, КПР, ОГ, ОН), тип объекта расчетной модели (ветвь, сечение, генератор, нагрузочная группа) и идентификатор этого объекта (номера узлов + номер параллельности для линии, номер генератора, сечения, нагрузочной группы и т. д.). КПР может быть привязан к сечению, генератору или ветви и должен реагировать на активную мощность этого объекта.

ФРЛ привязывается к состоянию линии или генератора. ФРЛ реагирует на состояние объекта в текущем режиме.

ФОЛ активизируется при анализе текущего аварийного события.

ОН привязывается к нагрузочной группе или отдельной нагрузке, ОГ – к генератору.

Алгоритм обработки ЛАПНУ основан на представлении каждого элемента в схеме в виде контакта или обмотки реле, логический «плюс» находится на пусковых органах, а логический «минус» – на управляющих воздействиях. Если управляющие воздействия, моделируемые обмотками реле, оказываются «под напряжением», то в модель вносятся соответствующие изменения генерации и нагрузки.

2. Требование к модели электрической сети

Немаловажную роль в расчете МДП играет используемая модель электрической сети. Некорректная схема может привести к следующим проблемам:

1) включение в схему ненаблюдаемых фрагментов ведет к непредсказуемым перетокам мощности в этих фрагментах и значительным падениям напряжения. При утяжелении такие фрагменты могут ограничивать перетоки мощности в наблюдаемой сети высшего напряжения;

2) включение в схему длинных линий с большим сопротивлением ведет к тому, что малое падение напряжения в начале транзита приводит к большому падению напряжения в его конце и, как следствие, к потере существования режима (рис. 3);

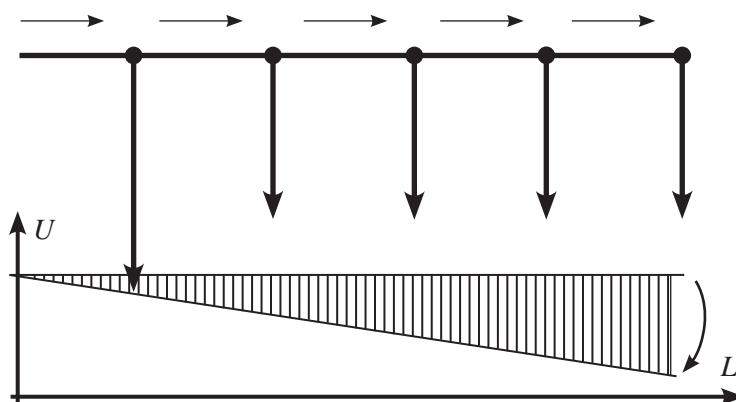


Рис. 3. Влияние длинного шлейфа на расчет

3) наличие ветвей с малым сопротивлением не добавляет достоверности результатам расчета и вызывает массу проблем при расчете режима. Это обуславливается тем, что два узла, связанные линией с малым сопротивлением, математически представляют собой один узел, что приводит к появлению в матрице Якоби зон неоднородно-

сти элементов, т. к. маленькое сопротивление переходит в огромную проводимость. Любые неоднородности элементов матрицы приводят к снижению ее обусловленности, что особенно актуально в предельных режимах, где определитель матрицы начинает стремиться к нулю.

3. Структура программного комплекса СМЗУ

В программном комплексе СМЗУ можно выделить три основных уровня взаимодействия с данными (схема обмена данными приведена на рис. 4).

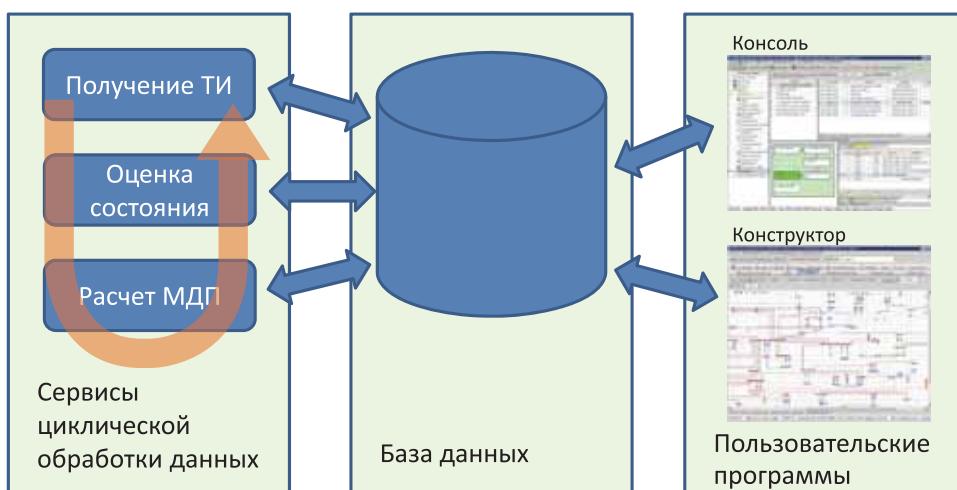


Рис. 4. Основные компоненты комплекса программ СМЗУ

Первый уровень – «Сервисы циклической обработки данных» – предназначен для автоматической обработки поступающей телеметрии.

Второй уровень – «База данных» – предназначен для сохранения данных и обмена ими между компонентами комплекса, а также для обеспечения целостности информации и контроля прав доступа.

Третий уровень – «Пользовательские программы» – содержит клиентские программы комплекса, отвечающие за его настройку, наполнение информацией и отображение результатов конечному пользователю по его запросу.

Время работы компонент обработки исходных данных приведено на рис. 5.

Процессы циклического задания (02 мин)								
№ пр	Кол-во стартов	Код	T (сек)	Старт в	Процесс	Пред. код	Пред. T	Пред. старт
0	233		0.143	16:36:00, 014	СТАРТ РЕЖИМА		0.125	16:33:59, 998
1	233		14.142	16:36:00, 157	ЗАПОЛНЕНИЕ SCADA		17.692	16:34:00, 123
2	233		16.178	16:36:14, 299	ОЦЕНКА		13.43	16:34:17, 815
3	233		1.003	16:36:30, 477	РАСЧЕТ ПОСЛЕ ОЦЕНКИ		0.748	16:34:31, 245
4	233		47.345	16:36:31, 480	МДП		46.17	16:34:31, 993
5	233		0.08	16:37:18, 825	ФИНИШ РЕЖИМА		0.071	16:35:18, 163

Рис. 5. Время работы основных компонент циклической обработки данных

Как можно увидеть, основное время тратится на расчет МДП (46 с) и выполнение оценки состояния (17 с).

В результате работы выбираются минимальные МДП и отображаются диспетчеру в табличном и графическом виде (рис. 6).

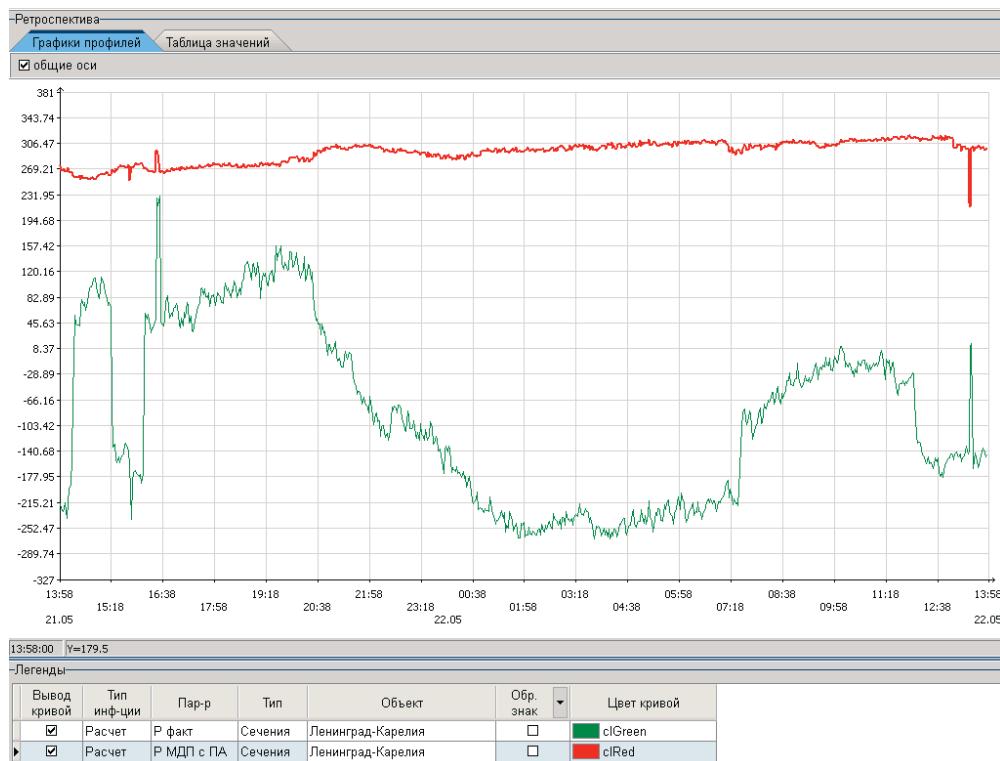


Рис. 6. График фактического перетока и рассчитанного МДП

Наиболее существенно изменение МДП зависит от схемной ситуации, влияние режима на величине МДП оказывается незначительно. В основном величина МДП в сечении определяется составом его линий и состоянием прилегающих к нему ветвей.

Выводы

Разработана и внедрена в опытную эксплуатацию система мониторинга запасов устойчивости в северных районах Тюменской области, в ОДУ Северо-Запада и Кольском РДУ.

В систему введены новые функции:

- учет заданных контролируемых сечений;
- моделирование аварийных ситуаций;
- моделирование действий противоаварийной автоматики.

Подготовка схемы оказывает большое влияние на эффективность работы всей системы, так как является основой расчета, уменьшает время и сложность расчета одного режима, чем обуславливает многократный рост производительности всего комплекса.

Список литературы

1. Шубин Н. Г., Неуimin В. Г., Багрянцев А. А., Максименко Д. М. Оптимизация суточных режимов энергосистемы с адаптивным расчетом максимально допустимых перетоков // Известия НИИ постоянного тока. 2011. № 65.
2. Давыдов В. В., Неуimin В. Г., Сактоев В. Е. Определение критических сечений энергосистем в предельных режимах. – М.: Изв. РАН. Энергетика, 1992, № 1. С. 74–80.
3. Парлетт Б. Симметричная проблема собственных значений. Численные методы. – М.: Мир, 1983.
4. Кристофицес Н. Теория графов. Алгоритмический подход. – М.: Мир, 1978.

Александров Александр Сергеевич, канд. техн. наук, заведующий лабораторией разработки программного обеспечения установившихся режимов и оптимизации отдела автоматизации управления режимами энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: ustas@niipt-ems.ru

Максименко Дмитрий Михайлович, программист первой категории отдела автоматизации управления режимами энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: maksimenko@niipt-ems.ru

Неуimin Владимир Геннадьевич, канд. техн. наук, заместитель научного руководителя, начальник департамента моделирования и автоматизации управления энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: vlad@niipt-ems.ru

Alexandrov A. S., Maksimenko D. M., Neuymin V. G.

Calculation of available transmission capability with taking into account local emergency control automatics in the monitoring stability limits system.

A methodology calculation of available transmission capability with taking into account local emergency control automatics is described.

Key words: WAMS, available transmission capability, contingency analysis.

УДК 621.314

А. С. Герасимов, Т. А. Гущина, А. Х. Есипович

Динамические испытания регистраторов СМПР на ЦАФК ОАО «НТЦ ЕЭС»

Описаны результаты сравнительных испытаний регистраторов СМПР на цифро-аналогово-физическом комплексе ОАО «НТЦ ЕЭС» по программе динамических испытаний.

Ключевые слова: СМПР, физическая модель, программа испытаний, векторный регистратор, динамические испытания.

Технология синхронизированных по времени векторных измерений параметров электрического режима электроэнергетической системы (ЭЭС) (далее – технология СВПР) впервые начала внедряться как подсистема информационного обеспечения управления режимами ЭЭС в конце 80-х годов прошлого столетия. Ее появление и развитие было обусловлено несколькими факторами:

- усложнением топологии и структуры генерации и потребления электроэнергетических систем, приводящим к усложнению динамических процессов, происходящих в них при технологических нарушениях;
- повышением количества и увеличением тяжести крупных системных аварий. Для разработки мер по их предотвращению и восстановлению систем после аварий необходим глубокий анализ причин возникновения этих аварий и характера их протекания, что невозможно без детального анализа динамического поведения системы;
- появлением и широким внедрением технологии глобального позиционирования (Global Positioning System, GPS), которая позволила синхронизировать измерения и получить такой важный для динамического анализа параметр, как взаимный угол напряжения, который не удавалось получить с помощью существующих систем информационного обеспечения.

Синхронизация по времени измерений параметров электрического режима в различных сколь угодно удаленных друг от друга точках и определение взаимных углов векторов напряжения – две основные характеристики технологии СВПР, которые отличают ее от существующих традиционных систем телеметрии.

Технология синхронизированных по времени векторных измерений параметров режима стала одним из приоритетов развития технологий диспетчерского управления в крупнейших энергосистемах мира. За рубежом она реализована в системах, получивших название Wide Area Measurement Systems (WAMS).

В объединении энергосистем стран СНГ и Балтии (далее – ЕЭС/ОЭС) аналогичная система, получившая название Система мониторинга переходных режимов (СМПР), начала развиваться с 2005 г. По состоянию на конец 2013 г. сбор данных СМПР производится с 50 энергообъектов ЕЭС (240 измерителей), из них в режиме реального времени – с 28 энергообъектов. СМПР обеспечивает также возможность получения данных с ряда энергообъектов Украины и Казахстана.

На сегодняшний день принципиальная структура системы WAMS уже устоялась. Она включает устройства PMU (Phasor Measurement Unit) и/или датчики углов

(PMT), информация с которых поступает на региональные концентраторы данных (Phasor Measurement Concentrator (PMC)), а затем собирается в центральном концентраторе данных (Central Phasor Measurements Concentrator). В зависимости от задач, решаемых с помощью системы WAMS, данные из центрального концентратора передаются для дальнейшего использования в системы отображения информации, оценки состояния и т. д.

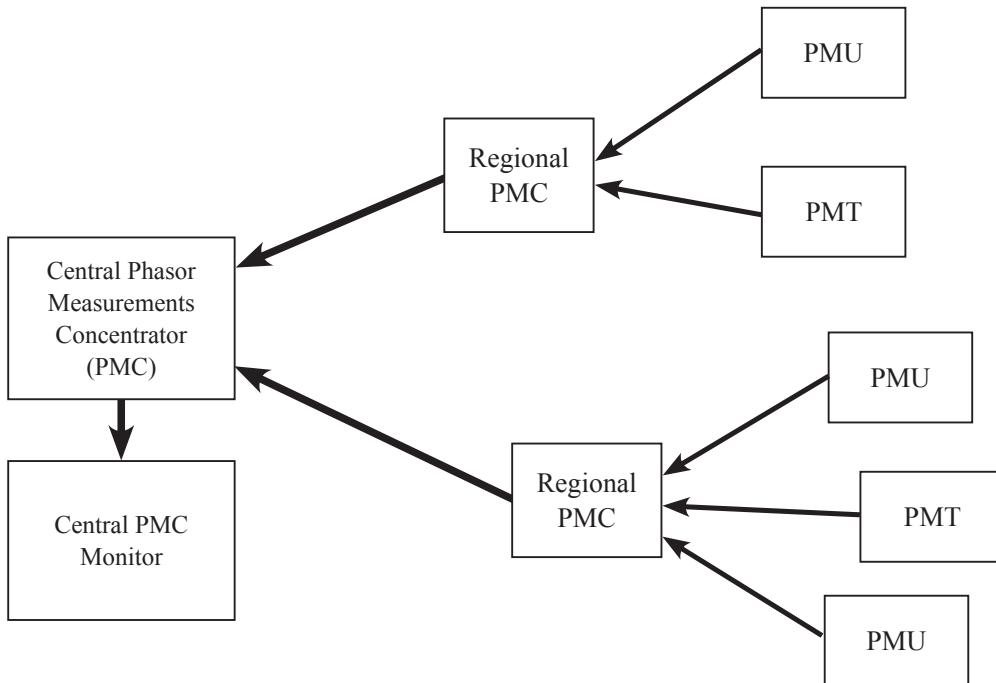


Рис. 1. Обобщенная структура системы WAMS

Получение синхронизированных измерений от значительно удаленных друг от друга точек ЭЭС предоставляет большое количество дополнительных возможностей по сравнению со стандартными системами сбора и обработки информации – решение различных задач как в темпе процесса (онлайн), так и независимо от протекающих в системе процессов (оффлайн). Среди задач, решение которых возможно в режиме онлайн, стоит отметить следующие:

- оценка тяжести текущего режима и предупредительная сигнализация;
- автоматическое управление режимом энергосистемы;
- выбор дозировок управляющих воздействий противоаварийной автоматики.

В настоящее время решение задач онлайн практически сводится к расширению функций систем SCADA/EMS, а именно – к увеличению возможностей этих систем по визуализации текущего электрического режима в энергосистеме. Стандартные системы сбора и обработки информации, как правило, дополняются возможностью отображения относительных углов напряжения между контрольными точками в энергосистеме. Реже расширяются функции EMS приложений функциями анализа собственных частот энергосистемы, их амплитуд и коэффициентов демпфирования. Что же касается решения задач режимного и противоаварийного управления, то за редким исключением [1] их практическая реализация пока остается лишь перспективой.

Это объясняется рядом технических проблем, связанных с недостаточной надежностью информационных каналов, большими временными задержками, возникающими при передаче и обработке информации внутри WAMS, и т. п. Вместе с тем во многих энергообъединениях, где существуют системы WAMS, ведутся исследования по разработке методов и принципов использования информационной базы WAMS для целей управления нормальными и переходными режимами сложных ЭЭС.

Основными онлайн-задачами, которые призваны решать WAMS, являются:

- оценка состояния энергосистемы;
- анализ колебаний частоты и мощности;
- анализ причин возникновения технологических нарушений;
- верификация цифровых моделей энергосистем и их элементов.

Действительно, с точки зрения решения вышеуказанных задач регистраторы WAMS предоставляют дополнительные возможности по сравнению со стандартными системами SCADA. Большинство регистраторов WAMS позволяют измерять частоту, напряжение, активную и реактивную мощность с дискретностью до 20 мс. При этом запись процесса производится обычно в двух режимах: самописца и аварийного регистратора. Это позволяет при возникновении аварийного возмущения обеспечить регистрацию как предаварийного режима (обычно 100–200 с), так и процесса, возникающего после возмущения (обычно несколько тысяч секунд). Такие характеристики регистраторов позволяют анализировать с их помощью как кратковременные аварийные процессы, возникающие, например, в результате проходящего короткого замыкания, так и длительные процессы в энергосистемах, возникающие в результате различного рода дефицитов (отключение генераторов) или каскадного развития аварии (каскадное отключение линий электропередачи и т. п.).

Система мониторинга переходных режимов, эксплуатируемая в ЕЭС/ОЭС в настоящее время, имеет иерархическую трехуровневую структуру [2].

На первом уровне (уровень регистратора) проводится измерение токов и напряжений с помощью многофункциональных измерительных преобразователей.

Полученная информация о токах и напряжениях нормального режима передается в коммуникационный сервер, синхронизируется с помощью меток точного времени и архивируется. Коммуникационный сервер контролирует текущий режим в соответствии с настройками конфигурационного файла, которые определяют признаки возникновения аварийного режима. Такими признаками являются:

- скорость изменения частоты;
- уровень напряжения.

В случае идентификации аварийного режима производится регистрация его параметров в аварийном архиве. Запись аварийного режима содержит параметры режима, предшествующего аварии в течение 100 с, и аварийного режима в течение 1 000 с.

Второй уровень СМПР располагается в региональных центрах управления, находящихся в объединенных диспетчерских управлениях (ОДУ) ЕЭС России. На этом уровне размещаются региональные автоматизированные рабочие места СМПР.

Третий уровень СМПР – Центр управления – находится в ОАО «СО ЕЭС». На этом уровне осуществляется интеграция и анализ параметров аварийных режимов, а также решение перечисленных выше задач.

Расчет частоты производится с использованием соответствующего сигнала напряжения, который оцифровывается с частотой 12 800 Гц и фильтруется цифровым фильтром низких частот. Из полученного сигнала определяются моменты перехода напряжения через нуль с использованием линейной аппроксимации в окрестности нуля и вычисляется период и частота сигнала.

На основе массивов кодов токов и напряжений производится вычисление параметров режима: частоты, действующих значений фазных токов и напряжений, линейных напряжений, активных и реактивных фазных мощностей.

Такой подход обеспечивает точность определения частоты 0,001 Гц, мощностей – 0,5 %.

Одним из основных элементов СМПР является векторный измеритель параметров, определяющий точность регистрации и достоверность информации о режиме. В настоящее время в качестве векторных измерителей в СМПР в основном используются многофункциональные измерительные преобразователи МИП-01 и МИП-02 компании ЗАО «РТСофт». Эти векторные измерители в 2005 г. проходили испытания на цифро-аналого-физическом комплексе (ЦАФК) ОАО «НТЦ ЕЭС» в схеме сложного многочастотного объединения [3].

Эти испытания, проводившиеся в три этапа, позволили выявить ряд алгоритмических и программных недостатков этих регистраторов, что привело к необходимости доработки регистратора МИП-01 и проведения повторных, а затем и третьих испытаний, которые и стали завершающими. По итогам заключительных испытаний после устранения всех недостатков было подтверждено, что регистраторы при всех рассмотренных схемно-режимных и аварийных ситуациях обеспечивают измерение параметров электрического режима (частота, активная и реактивная мощность, напряжение, относительный угол между векторами напряжений) с точностью, определяемой техническими требованиями, и функционально готовы к эксплуатации в ЕЭС России как измерительный элемент СМПР.

В последующие годы ЦАФК неоднократно использовался для испытаний векторных регистраторов различных компаний. Так, в 2006 г. на ЦАФК проходили сравнительные испытания векторных регистраторов SMART-WAMS модели 01 (ЗАО «РТСофт»), RES-521 (ABB) и терминалов N60 с функцией синхронизированного измерения векторов PMU (GE) [4]. По результатам этих испытаний для измерения относительных углов в составе СМПР ЕЭС/ОЭС было рекомендовано использовать только цифровые регистраторы МИП-01 и RES-521. В 2008 г. на ЦАФК проводились сравнительные испытания регистраторов SMART-WAMS модели 02 (ЗАО «РТСофт») и Power Sentinel модели 1133A (Arbiter Systems), которые также позволили выявить ряд недостатков этих регистраторов, проявлявшихся в некоторых аварийных режимах ЭЭС [5].

В настоящее время целый ряд российских компаний также выпускает векторные измерители. В 2012 г. на ЦАФК ОАО «НТЦ ЕЭС» были проведены сравнительные испытания образцов векторных измерителей отечественных производителей. В этих сравнительных испытаниях принимали участие ООО «ПАРМА», представившее цифровые регистраторы аварийных процессов ПАРМА РП4.11, ЗАО «Инженерный центр „Энергосервис“», представившее векторные измерители ЭНИП-3, ООО «Прософт-Системы» (регистраторы переходных режимов РЭС-3 СМПР и ТПА-02),

а также ЗАО «РТСофт» с многофункциональными измерительными преобразователями МИП-0-10 и МИП-02А-40.01.

Испытания проводились по программе динамических испытаний векторных регистраторов, разработанной ОАО «НТЦ ЕЭС» [6].

Целью проводимых динамических испытаний являлась оценка точности измерений каждого из испытуемых регистраторов во всем многообразии динамических режимов. Эта оценка выполнялась по величине погрешности в измерении параметров электрического режима, определяемых в результате цифровой обработки, а именно:

- активной мощности;
- частоты напряжения;
- абсолютного угла напряжения.

Испытания проводились в тестовой схеме (рис. 2). Схема включала 6 генераторов со своими блочными трансформаторами, 6 узлов комплексной нагрузки и 7 линий электропередачи. Генераторы 1–3 представляли собой модель тепловой электрической станции (ГРЭС), оснащенной тремя одинаковыми блоками, работающими на шины высокого напряжения. Генераторы 4 и 5 представляли собой модели АЭС и ГЭС, а генератор 6 – эквивалент концентрированной энергосистемы. К шинам узла 5 вместо генератора 6 через регулируемый трансформатор могли подключаться

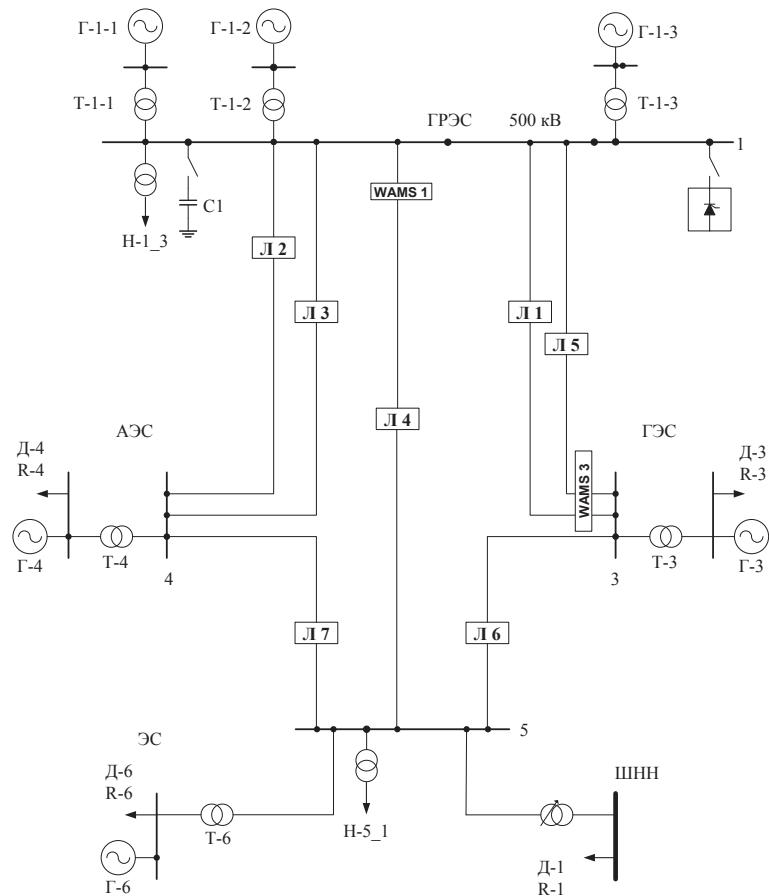


Рис. 2. Тестовая схема энергосистемы

ся также шины неизменного напряжения (шины трансформаторной подстанции Ленэнерго). Генераторы 1, 2 и 3 были оснащены моделями быстродействующих тиристорных систем возбуждения и полупроводниковых регуляторов типа АРВ-СД. Регуляторы напряжения были настроены таким образом, чтобы обеспечить приемлемое качество демпфирования переходных процессов. Для остальных генераторов модели использовались электромашинные системы возбуждения с регуляторами напряжения пропорционального типа. К шинам ГРЭС через контакторы обеспечивалось подключение емкостной, индуктивной или комплексной нагрузки.

Программа испытаний состояла из 26 опытов, разделенных на 4 раздела.

Первый раздел программы был посвящен оценке точности векторных регистраторов в предельных электрических режимах при медленном изменении параметров электрического режима вплоть до апериодического или колебательного нарушения устойчивости.

С учетом возможного применения СМПР для оценки тяжести электрических режимов особое внимание при испытаниях было уделено оценке правильности работы цифровых регистраторов в предельных электрических режимах вблизи и при достижении границы статической апериодической устойчивости, когда происходит нарушение устойчивости и возникает асинхронный режим (рис. 3), или при возникновении колебательной неустойчивости, когда нарушение происходит в результате возникновения незатухающих колебаний низкой частоты с нарастающей амплитудой (рис. 4).

В процессе экспериментов достижение границы статической апериодической устойчивости вплоть до ее нарушения, как в исходной схеме, так и при отключении отдельных сетевых элементов, осуществлялось двумя различными способами. В первом случае нарушение устойчивости достигалось при утяжелении электрического режима путем увеличения выдачи мощности от генераторов в узле 1 с одновременной разгрузкой генератора в узле 3. При втором способе воздействием на уставки по напряжению

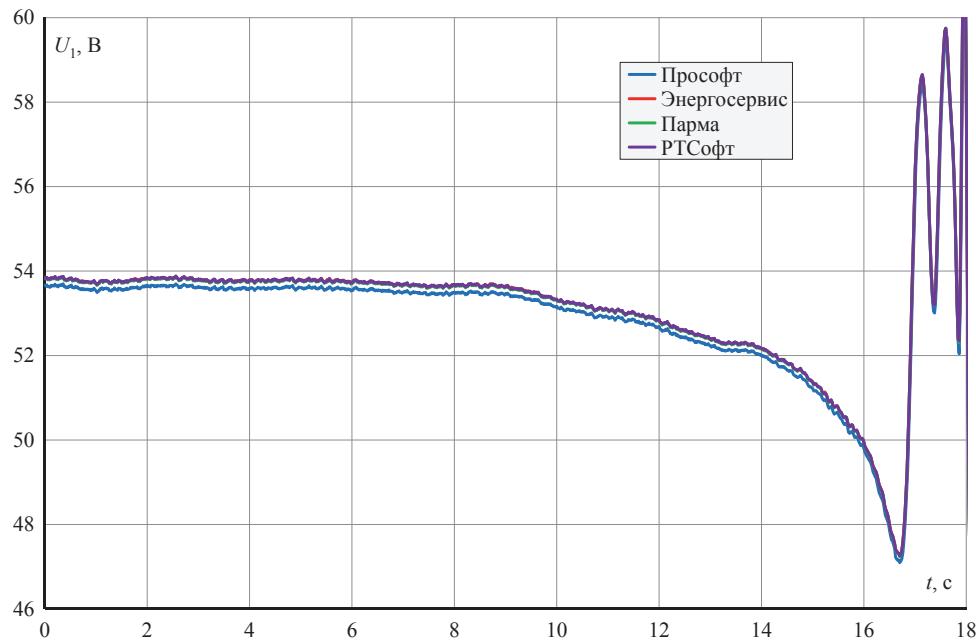


Рис. 3. Действующее значение напряжения прямой последовательности в узле 1

регуляторов возбуждения соответствующих генераторов производилось медленное снижение напряжения в узлах 1 и 3 вплоть до нарушения статической устойчивости.

Для моделирования колебательного характера нарушения устойчивости в энергосистеме в режиме, близком к предельному по статической устойчивости, отключались каналы системной стабилизации автоматических регуляторов возбуждения сильного действия генераторов в узле 1, что и приводило к самораскачиванию.

Во второй части программы выполнялась оценка точности векторных регистраторов при расчетных (нормативных) возмущениях в энергосистеме, возникающих в результате коротких замыканий (симметричных и несимметричных) и вызывающих отключение поврежденных линий или их успешные повторные включения. Во всех этих опытах оценивалась точность измерений как при синусоидальной форме напряжения, так и при значительном искажении ее при возникновении высокочастотных помех, которые создавались за счет включения в узле подключения испытуемых регистраторов преобразовательного устройства.

Третий раздел программы был посвящен оценке точности векторных регистраторов при возникновении аварийных небалансов активной и/или реактивной мощности, приводящих в том числе к установлению в энергосистеме частоты, значительно отличающейся от номинальной.

В четвертой части программы выполнялась оценка точности работы векторных регистраторов при возникновении тяжелых нерасчетных возмущений, вызывающих мгновенное значительное изменение относительных углов между различными точками энергосистемы.

После выполнения основной программы, включавшей 26 опытов, по предложению ОАО «НТЦ ЕЭС» с согласия участников испытаний был проведен ряд опытов, позволяющих провести дополнительную проверку функционирования векторных измерителей. Эти опыты позволили выполнить оценку работы векторных измерителей при изменении частоты энергосистемы в широком диапазоне, наличии в ней синхронных колебаний различной частоты, а также при длительной работе линии электропередачи в неполнофазном (двухфазном) режиме.

Обработка результатов каждого эксперимента выполнялась путем сравнения записей эталонного векторного регистратора и показаний испытуемых векторных регистраторов, которые представляются в табличном виде, например, в формате CSV или в формате Comtrade.

При проведении сравнительных испытаний регистраторов СМПР наибольшие сложности вызывает выбор эталонного регистратора, относительно которого оценивается работоспособность испытуемых образцов регистраторов. При проведении подобных испытаний за рубежом в качестве эталонных приборов чаще всего используются векторные регистраторы Macrodyne 1690M или ABB RES-521. Вместе с тем регистраторы RES-521, как показали испытания на ЦАФК [4], не обеспечивают заявленной точности измерений в несимметричных режимах и при работе энергосистемы с не-номинальной частотой. С другой стороны, сравнительные испытания регистраторов, проведенные на ЦАФК в 2006–2008 гг., показали, что регистраторы МИП-02 (ЗАО «РТСофт») полностью удовлетворяют всем требованиям, предъявляемым к регистраторам СМПР, и не уступают по своим характеристикам лучшим зарубежным регистраторам. Поэтому при проведении последних испытаний в качестве эталонных векторных измерителей использовались регистраторы МИП-02А-40.01 (ЗАО «РТСофт»).

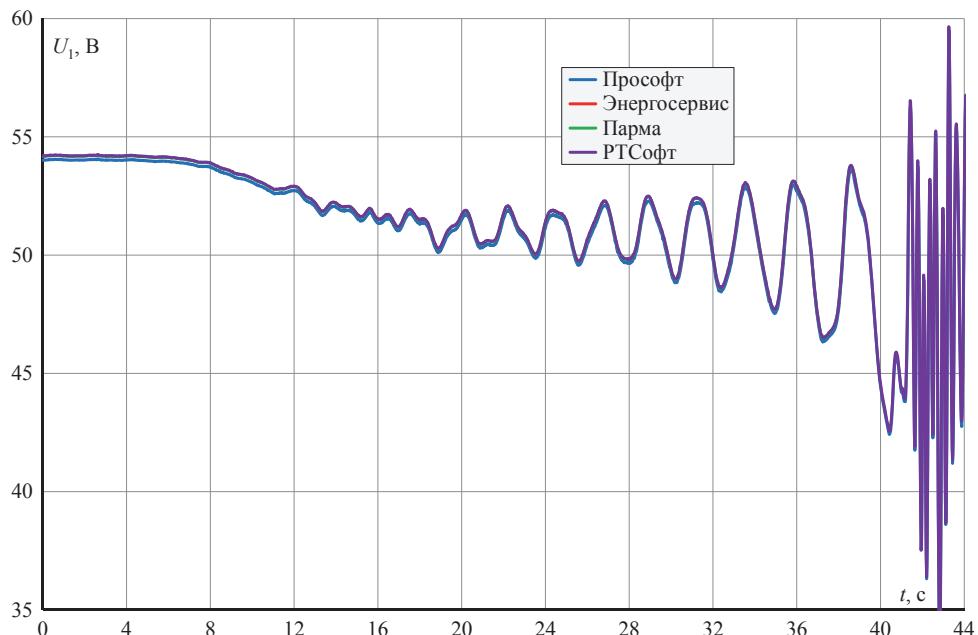


Рис. 4. Действующее значение напряжения прямой последовательности в узле 1

Испытания, проведенные в 2012 г., показали, что с учетом задач, возлагаемых на систему мониторинга переходных режимов, в качестве векторных измерителей кроме многофункциональных измерительных преобразователей ЗАО «РТСофт» могут применяться также регистраторы аварийных процессов ПАРМА РП4.11 (ООО «ПАРМА») и векторные измерители ЭНИП-3 (ЗАО «Инженерный центр „Энергосервис“»), а регистраторы переходных режимов РЭС-3 СМПР и ТПА-02 (ООО «Прософт-Системы») требуют некоторой перенастройки и доработки. Дополнительные испытания регистраторов переходных режимов ООО «Прософт-Системы», проведенные на ЦАФК в 2013 г., показали, что доработка этих регистраторов выполнена эффективно и они полностью соответствуют требованиям, предъявляемым к регистраторам СМПР, что позволило рекомендовать применение РЭС-3 СМПР и ТПА-02 в системе мониторинга переходных режимов в качестве векторных измерителей.

Опыт проведения испытаний векторных измерителей режимных параметров на функционирование в 2006–2013 гг. показал, что цифро-аналого-физический комплекс ОАО «НТЦ ЕЭС», включающий самую большую в мире электродинамическую модель, является полноценной альтернативой их испытаний в реальной энергосистеме. Программа динамических испытаний векторных регистраторов в условиях физической модели энергосистемы и тестовая схема физической модели для ее реализации, разработанная в ОАО «НТЦ ЕЭС», являются эффективными инструментами, позволяющими выявить недостатки векторных регистраторов и проводить их оценку на соответствие требованиям, предъявляемым к измерителям СМПР.

Список литературы

1. Lu C., Han Y. D., He J. B., Wu X. C., Li P., Li L. C., Wu J. T., Shi J. H., Hu J. Wide-area coordinated and adaptive damping control and multiple HVDC links in China Southern Power Grid, CIGRE 2010.

2. Аюев Б. И., Ерохин П. М., Куликов Ю. А. Система мониторинга переходных режимов ЕЭС/ОЭС // Международная научно-практическая конференция «Мониторинг параметров режимов электроэнергетической системы». Новосибирск, НГТУ, 2006.
3. Gerasimov A., Esipovich A., Kiriyenko G., Korolev M., Kulikov Y., Mogilko R. The registrator of parameters of the transient states “SMART-WAMS” and its testing / International Scientific Conference “Monitoring of Power System Dynamic Performance” Moscow. April 25–27, 2006.
4. Gerasimov A. S., Esipovich A. H. (JSC “NIIPT”), Demchuk A. T., Zhukov A. V. (JSC “SO-CDU EES”). Recorders of system of monitoring of transition regimes, their comparative characteristics and tests on electrodynamics simulator. // International conference “Relay Protection and Substation Automation of Modern Power Systems”, Cheboksary, September 9–13, 2007.
5. Zhukov A. V., Demchuk A. T., Edlin M. A., Gushchina T. A. Electrodynanic Model Application for Working Out of New Requirements for WAMS for UPS Control Tasks Solving Monitoring of Power System Dynamics Performance. April 28–30, 2008, Saint Petersburg.
6. Жуков А. В., Куликов Ю. А., Герасимов А. С., Есипович А. Х. Программа динамических испытаний цифровых регистраторов системы мониторинга в тестовой схеме физической модели энергосистемы // 3-я Международная научно-техническая конференция «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». Санкт-Петербург, 30 мая – 3 июня 2011 г.

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

E-mail: gerasimov@ntcees.ru

Гущина Тамара Александровна, ст. науч. сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gushina_t @ntcees.ru

Есипович Аркадий Хаимович, заведующий лабораторией физического моделирования отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: esipovich_a@ntcees.ru

Gerasimov A.S., Gushchina T.A., Esipovich A.H.

Experience of dynamic tests of WAMS registrars carried out on electro-dynamic simulator of JSC “STC UPS”.

Results of comparative tests of WAMS registrars, which were carried out on electro-dynamic simulator according to previously developed program of dynamic tests, are described.

Key words: *WAMS, electro-dynamic simulator, PMU, dynamic testing program, dynamic PMU testing.*

УДК 621.314

А. С. Герасимов, А. Х. Есипович, Д. А. Кабанов, Е. Б. Шескин,
Й. Штефка

Результаты эксплуатации пилотной системы мониторинга системных регуляторов

В статье приводятся результаты эксплуатации пилотной системы мониторинга системных регуляторов, которая была введена в опытную, а позднее – в промышленную эксплуатацию в 2012 г.

Ключевые слова: система мониторинга системных регуляторов, синхронные колебания, регулятор возбуждения, система возбуждения, релейная форсировка.

1. Мониторинг функционирования АРВ и СВ

Значительную роль в обеспечении системной надежности играют системы возбуждения (СВ) и автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) синхронных генераторов, от правильной и эффективной работы которых во многом зависит устойчивая параллельная работа генерирующего оборудования ЕЭС России. Своевременное выявление некорректной работы СВ и АРВ синхронных генераторов необходимо как персоналу электростанции, где выявлено нарушение работы систем и регуляторов возбуждения, так и диспетчерскому персоналу ОАО «СО ЕЭС» для принятия неотложных мер по предотвращению возникновения в ЕЭС России аварийных ситуаций и ускорению восстановления ее нормального режима работы.

Для решения вышеуказанной задачи в период с 2010 по 2012 г. в ОАО «НТЦ ЕЭС» осуществлялась разработка **системы мониторинга системных регуляторов (СМСР)**, предназначенной для оценки в автоматическом режиме правильности функционирования любых типов СВ и АРВ синхронных генераторов в эксплуатационных и аварийных режимах работы энергосистемы. Своевременное выявление неисправного оборудования и оперативное выполнение мероприятий по ликвидации выявленных неисправностей в работе СВ и АРВ (корректировка настроек АРВ, устранение неполадок в СВ синхронных генераторов и пр.) должны способствовать повышению устойчивости параллельной работы генерирующего оборудования в энергосистеме, снижению вероятности возникновения в ней технологических нарушений.

Основной функцией созданной СМСР является своевременное выявление незатухающих низкочастотных синхронных колебаний в эксплуатационных и послеаварийных режимах работы энергосистемы с определением генератора, являющегося их источником. Алгоритмы СМСР позволяют также идентифицировать пять характерных неисправностей в системе возбуждения генератора, а именно:

1. Некорректность работы АРВ при возникновении в энергосистеме дефицита/избытка мощности.
2. Отсутствие или несвоевременный ввод релейной форсировки возбуждения.
3. Преждевременное снятие форсировки возбуждения.
4. Некорректность работы ограничителя минимального возбуждения.
5. Некорректность работы ограничителя двукратного тока возбуждения.

В декабре 2012 г. по результатам успешно завершившихся комплексных испытаний пилотная СМСР введена в промышленную эксплуатацию на Северо-Западной ТЭЦ и в филиале ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада.

2. Алгоритмы СМСР

Критерии и алгоритмы, положенные в основу СМСР, разработаны ОАО «НТЦ ЕЭС» с учетом многолетнего опыта испытаний и аттестации автоматических регуляторов возбуждения, предназначенных для работы в условиях ЕЭС России.

Для реализации основной функции СМСР – выявления источника синхронных колебаний – был разработан простой и ясный критерий, который заключается в сравнении фаз колебаний напряжения статора генератора и его реактивной мощности. Таким образом:

1. Для генератора, являющегося источником колебаний, изменение реактивной мощности и тока возбуждения практически совпадает по фазе с изменением напряжения генератора, или фаза колебаний реактивной мощности находится в одном квадранте с фазой колебаний напряжения и превышает ее на величину, не больше заданной.
2. Для генераторов, источниками колебаний не являются, изменение реактивной мощности и тока возбуждения находится практически в противофазе с изменением напряжения соответствующего генератора.

Указанные критерии легко поддаются формализации и представляются в виде алгоритмов, что особенно важно для построения автоматизированной системы контроля работы АРВ и СВ.

Анализ синхронных колебаний производится в нормальном режиме. Для определения сдвига фаз колебаний напряжения и реактивной мощности используется корреляционный метод. Вычисляются два коэффициента корреляции: один непосредственно по исходным данным (kUQ), а для вычисления второго ($kUQ1$) используются данные по реактивной мощности, прошедшие программный блок временной задержки. Таким образом, коэффициент взаимной корреляции между напряжением и реактивной мощностью максимальен и равен единице, когда сдвиг фаз сравниваемых колебаний равен нулю. С увеличением разности фаз значение коэффициента корреляции уменьшается. Если генератор – источник синхронных колебаний, задержка времени данных реактивной мощности уменьшит разность фаз между двумя сигналами, в результате чего второй коэффициент взаимной корреляции станет больше первого. Сравнение коэффициентов корреляции позволяет сделать заключение о том, что генератор – источник синхронных колебаний в энергосистеме, когда значение коэффициента корреляции kUQ превышает заданное пороговое значение или если коэффициент корреляции kUQ генератора не превышает порогового значения, но для этого генератора справедливо соотношение $kUQ1 > kUQ$. Если коэффициенты корреляции kUQ превышают пороговые значения сразу у нескольких генераторов, то все они определяются как источники синхронных колебаний.

Кроме того, для отстройки от сигналов, имеющих характер шума, вводится проверка по среднеквадратичному отклонению реактивной мощности, вычисленному за заданный период времени. Если это отклонение больше заданного порогового значения, которое определяется экспериментально на основании данных нормального режима работы, формируется сигнал о неправильной работе АРВ.

Для проверки функции выявления источника синхронных колебаний при проведении комплексных испытаний использовались встроенные в АРВ синхронных генераторов ПГУ-1 Северо-Западной ТЭЦ генераторы тестовых меандрового и синусоидального сигналов с настраиваемой частотой.

Результаты эксперимента для генератора Г-3 приведены на рис. 1.

На осциллограмме рис. 1 представлены следующие измеренные и рассчитанные параметры для генератора Г-3:

1. Реактивная мощность генератора Q_r .
2. Напряжение прямой последовательности статора генератора U_r .
3. Признак ошибки Osh .
4. Коэффициенты корреляции kUQ и $kUQ1$.
5. Среднеквадратичное отклонение реактивной мощности sQ .

Из рисунка следует, что до включения тестового сигнала коэффициенты корреляции были отрицательны, а величина sQ была близка к нулю, то есть имели место незначительные по амплитуде и практически противоположные по фазе колебания напряжения и реактивной мощности генератора.

После активации источника тестового сигнала возникли синфазные колебания реактивной мощности и напряжения частотой 0,5 Гц значительной амплитуды, которые практически сразу же были выявлены СМСР (признак ошибки Osh изменил свое значение с нуля на единицу).

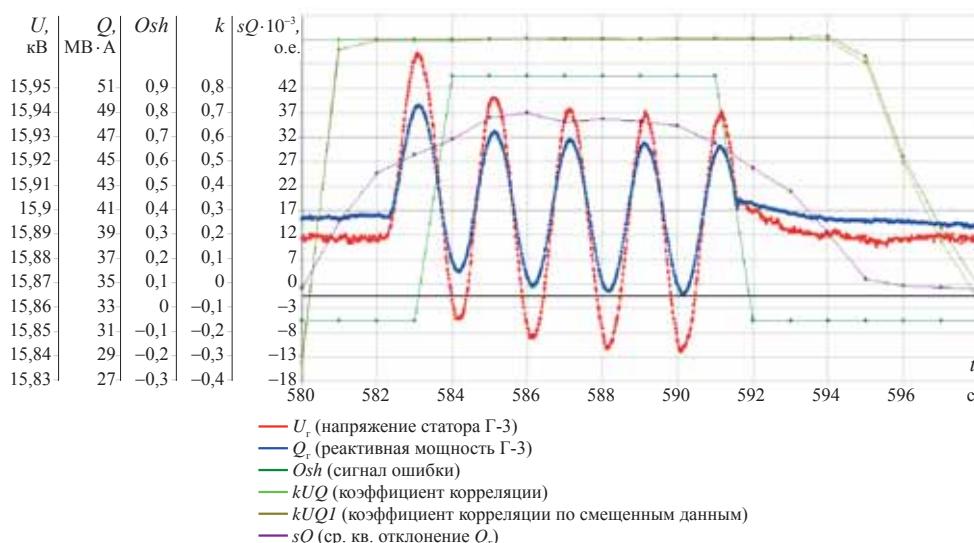


Рис. 1. Результат активации источника тестового синусоидального сигнала частотой 0,5 Гц в АРВ генератора Г-3 ПГУ-1 Северо-Западной ТЭЦ

После того как генератор тестового сигнала был отключен, признак ошибки снова принял нулевое значение.

Такой же эксперимент был выполнен для тестового сигнала с частотой 2 Гц. Его результаты подтверждают, что колебания высокой частоты также успешно и своевременно выявляются СМСР.

3. Результаты эксплуатации СМСР

В период опытной эксплуатации СМСР на Северо-Западной ТЭЦ были получены результаты, подтверждающие эффективность системы мониторинга.

Так, в начале периода опытной эксплуатации имело место большое число срабатываний СМСР, определяющих ошибку «Колебания» на генераторах Г-1 и Г-2 ПГУ-1 Северо-Западной ТЭЦ, оснащенных регуляторами возбуждения сильного действия компании *Siemens*, имеющими в своем составе системные стабилизаторы типа *PSS1A*. При этом ошибка «Колебания» чаще фиксировалась на генераторе Г-1. Анализ аварийных осцилограмм показал, что алгоритм выявления генератора, являющегося источником синхронных колебаний, функционирует корректно: АРВ генераторов Г-1 и Г-2 работают неэффективно и не демпфируют низкочастотные колебания в энергосистеме [5].

Этот результат подтвердил выводы о неэффективности регуляторов возбуждения Г-1 и Г-2, сделанные в 2004 г. по результатам комплексных испытаний энергоблока № 1 Северо-Западной ТЭЦ при его параллельной работе с энергосистемой *NORDEL*, описание которых приведено в [3].

Кроме того, регуляторы Г-1 и Г-2 настроены одинаково, в то время как параметры Г-1 и Г-2 (в том числе и постоянные времени обмоток возбуждения ($Td0$) значительно отличаются. Это привело к более частым срабатываниям СМСР по ошибке «Колебания» на Г-1, чем на Г-2. Полученные результаты подтвердили неэффективность стабилизаторов типа *PSS1A*, структура которых, как показали многочисленные аттестационные испытания, проведенные на ЦАФК ОАО «НТЦ ЕЭС» в 2010–2012 гг., принципиально не позволяет обеспечить демпфирование межзональных колебаний низкой частоты [4]. Применение подобных стабилизаторов в ЕЭС России не рекомендовано.

При этом настройки регулятора возбуждения *AVR-3M* компании «Силовые машины» генератора Г-3 выбраны правильно и обеспечивают эффективную стабилизацию параметров электрических режимов [5].

В период опытной эксплуатации СМСР были проведены работы по модернизации систем возбуждения Г-1 и Г-2, в ходе которых автоматические регуляторы возбуждения этих СВ были заменены на АРВ, имеющие в своем составе современные системные стабилизаторы типа *PSS2B*. Это позволило оценить эффективность их работы с помощью системы мониторинга. В процессе пусконаладочных испытаний генераторов ПГУ-1, проводившихся после замены системных стабилизаторов, СМСР зафиксировала многочисленные ошибки «Колебания» для генераторов Г-1 и Г-2. Анализ осцилограмм показал, что при вводе в работу системных стабилизаторов имели место случаи самораскачивания генераторов, которые и были зафиксированы системой мониторинга.

Пример такой осцилограммы приведен на рис. 2. Из осцилограммы, приведенной на рисунке, видно, что в некоторый момент времени при отсутствии внешних возмущений на Г-2 возникли колебания напряжения и существенные колебания реактивной мощности (амплитуда 13 МVar) генератора Г-2. Частота колебаний составила примерно 0,17 Гц (период 6 с).

На рис. 2 приведены измеренные значения напряжения статора U_r и реактивной мощности Q_r генератора Г-2. Очевидно, что колебания этих параметров синфазны,

что подтверждают значения коэффициентов корреляции kUQ и $kUQ1$, которые равны 1. При этом амплитуда колебаний оказалась достаточной для того, чтобы значение среднеквадратичного отклонения реактивной мощности sQ превысило заданную в настройках анализатора СМСР уставку.

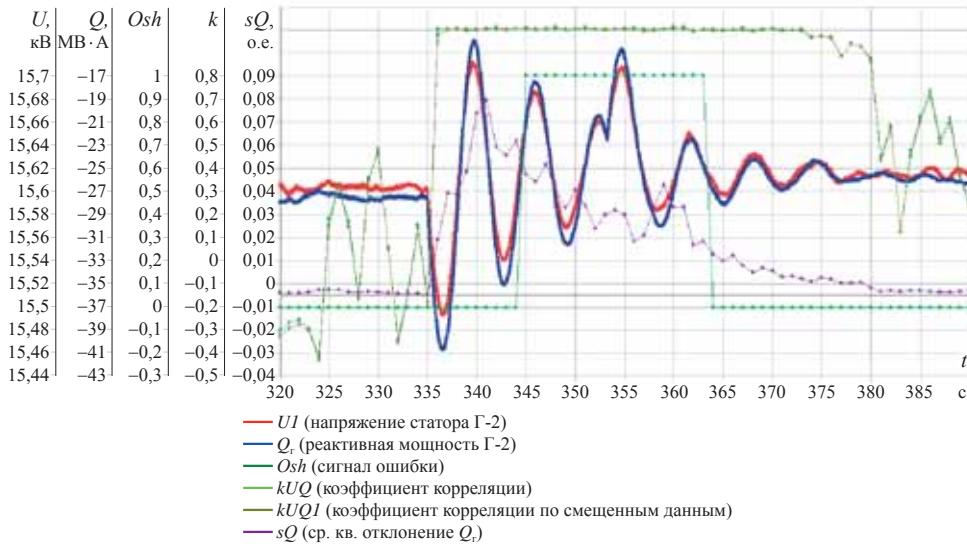


Рис. 2. Измеренные и рассчитанные параметры генератора Г-2 во время возникновения синхронных колебаний в процессе пусконаладочных испытаний

Для сравнения на рис. 3 приведена осциллограмма с теми же параметрами для генератора Г-3, для которого ошибка не была зафиксирована.

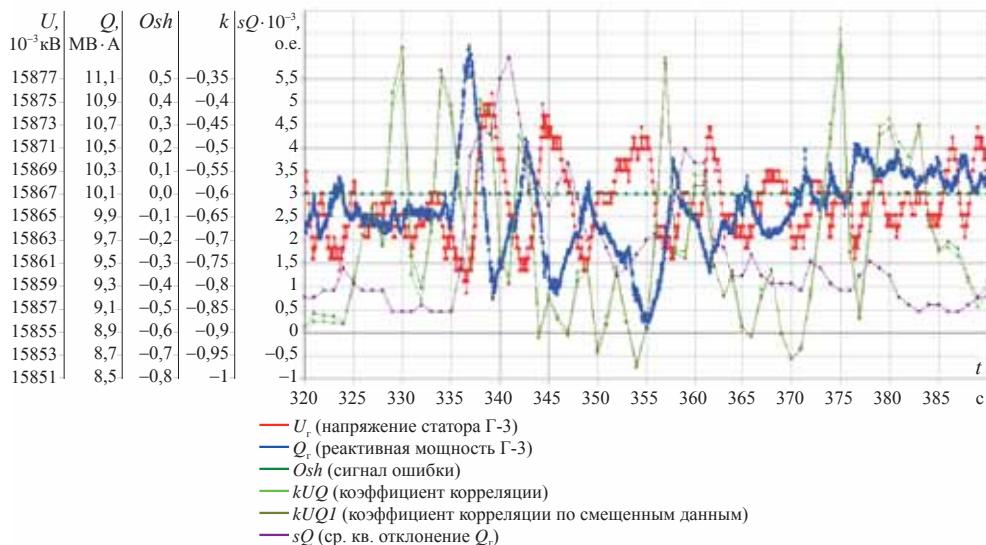


Рис. 3. Измеренные и рассчитанные параметры генератора Г-3 во время возникновения ошибки «Колебания» на генераторе Г-2

Из рис. 3 следует, что колебания напряжения и реактивной мощности генератора Г-3 находятся практически в противофазе, что свидетельствует об эффективности настройки каналов стабилизации *AVR-3M* генератора Г-3.

В период опытной эксплуатации с помощью СМСР было выявлено, что программное обеспечение APB систем возбуждения *THYRIPOL* (*Siemens*) генераторов Г-1 и Г-2 не соответствует требованиям СТО 59012820.29.160.20.001-2012 «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов», а именно, в программном обеспечении этих регуляторов отсутствует функция релейной форсировки возбуждения. Действительно, во время короткого замыкания, имевшего место в энергосистеме, напряжение на статоре Г-1, Г-2 и Г-3 снизилось до 79 %, что значительно ниже уставки срабатывания релейной форсировки возбуждения ($0,85 U_{\text{тек}}$). Вместе с тем релейная форсировка была введена только на генераторе Г-3, оснащенном регулятором возбуждения типа *AVR-3M* (рис. 4), а релейная форсировка на APB систем возбуждения *THYRIPOL* не вводилась (рис. 5).

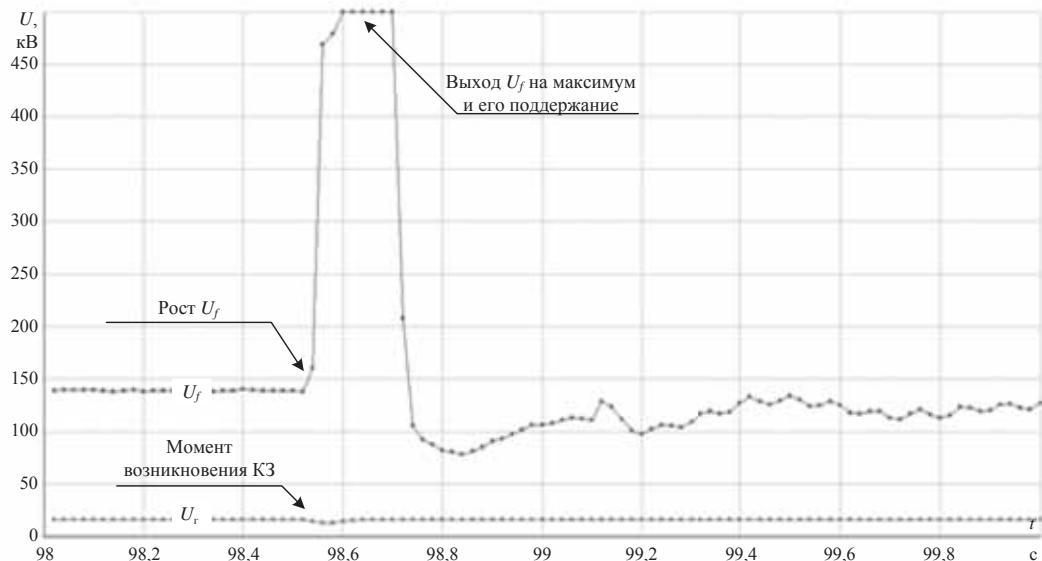


Рис. 4. Напряжение статора и напряжение возбуждения Г-3 при возникновении короткого замыкания в сети

Таким образом, работа СМСР позволила установить, что компания *Siemens* не выполнила обязательств, зафиксированных в протоколе сертификационных испытаний, состоявшихся в ОАО «НТИ ЕЭС» в октябре 2011 г., и поставила на Северо-Западную ТЭЦ для регуляторов системы возбуждения *THYRIPOL* несертифицированное программное обеспечение.

После реконструкции систем и регуляторов возбуждения Северо-Западной ТЭЦ 12 декабря 2013 г. был проведен системный эксперимент при работе ПГУ-1 в ЕЭС России. Эксперимент заключался в проверке эффективности обоих регуляторов возбуждения генераторов ПГУ-1, приводимых в действие газовыми турбинами (ГТУ-1, 2) с введенными и выведенными системными стабилизаторами при

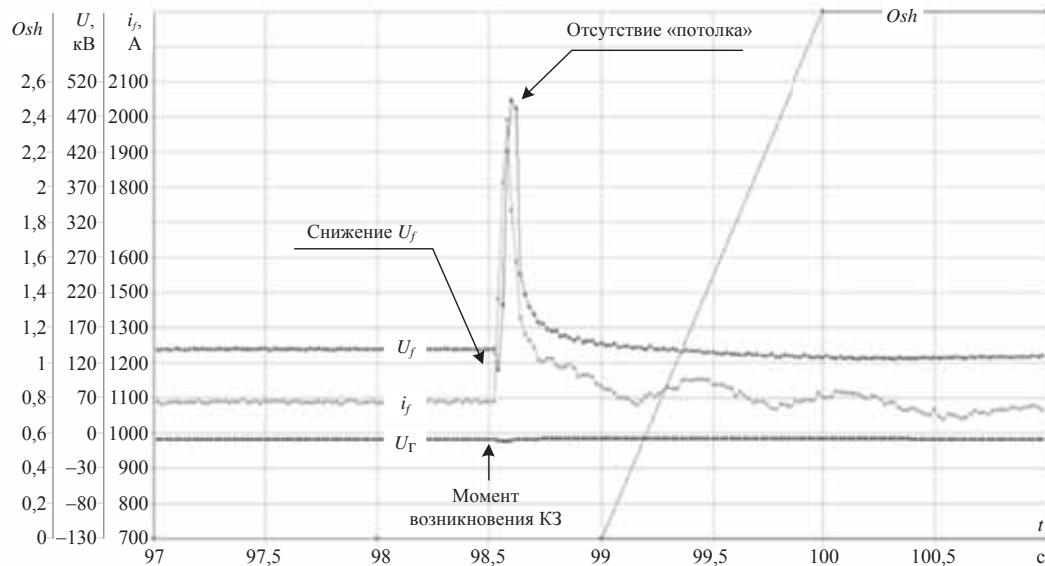


Рис. 5. Отсутствие форсировки возбуждения Г-2 при возникновении короткого замыкания в сети

возникновении в энергосистеме России синхронных колебаний режимных параметров частотой 1 Гц и 0,3 Гц. Как и при комплексных испытаниях СМСР, в качестве «внешнего» по отношению к генераторам газовых машин источника синусоидальных колебаний требуемой частоты использовался сигнал, формируемый в программном обеспечении регулятора возбуждения типа *AVR-3M* генератора, приводимого в действие паровой турбиной (ПТУ), и подаваемый на вход регулятора напряжения *AVR-3M*. Подача этого сигнала вызывала синусоидальное изменение напряжения возбуждения, реактивной мощности и напряжения статора генератора ПТУ с частотой 1 Гц или 0,3 Гц.

Анализ коэффициентов корреляции, полученных в ходе проведения испытаний, позволяет сделать следующие выводы:

- Во всех опытах при включенном системном стабилизаторе регулятора возбуждения *THYRIPOL* генератора ГТУ-1 значение коэффициентов корреляции равно или близко к 1. Это свидетельствует о том, что параметры настройки системного стабилизатора выбраны некорректно. При возникновении в энергосистеме синхронных колебаний на частотах 1 Гц и 0,3 Гц регулятор возбуждения генератора ГТУ-1 не только не обеспечит демпфирование этих колебаний, но и может способствовать их развитию.
- При отключенном системном стабилизаторе регулятора возбуждения *THYRIPOL* генератора ГТУ-1 значение коэффициента корреляции во всех опытах невелико. Это свидетельствует о том, что генератор ГТУ-1 при выведенном системном стабилизаторе не может стать источником синхронных колебаний на частотах 1 Гц и 0,3 Гц.
- Во всех опытах как при включенном, так и при отключенном системном стабилизаторе регулятора возбуждения *THYRIPOL* генератора ГТУ-2 значение коэффициента корреляции невелико. Таким образом, генератор ГТУ-2 как при

выведенном, так и при введенном системном стабилизаторе не может стать источником синхронных колебаний на частотах 1 Гц и 0,3 Гц. Вместе с тем включение системного стабилизатора практически не приводит к изменению качества регулирования, что свидетельствует о неэффективности его настройки.

Следует отметить, что при стабилизации эксплуатационных режимов включение *PSS* ГТУ-1 также создает угрозу возникновения колебаний. Действительно, из осцилограммы, приведенной на рис. 6, видно, что включение системного стабилизатора АРВ генератора ГТУ-1 значительно увеличивает амплитуду нерегулярных колебаний напряжения генератора и приводит к совпадению фаз этого напряжения и реактивной мощности: значение коэффициента корреляции после включения *PSS* становится равным единице. На рис. 7 для сравнения показано изменение параметров режима генераторов ГТУ-1 и ПТУ энергоблока № 1 при включенных системных стабилизаторах. Из рисунка видно, что регулятор *AVR-3M* настроен корректно: он в отличие от регулятора *THYRIPOL* обеспечивает эффективную стабилизацию эксплуатационного режима.

Включение стабилизатора АРВ ГТУ-2 в эксплуатационном режиме не приводит к заметному изменению величины коэффициента корреляции и практически не оказывает влияния на качество стабилизации параметров генератора.

Следует также отметить, что выявленная при проведении системного эксперимента значительная разница во влиянии *PSS* генераторов ГТУ-1 и ГТУ-2 на характер стабилизации режимов этих генераторов объясняется тем, что на обоих генераторах установлены одинаковые параметры настройки *PSS*. Вместе с тем генераторы ГТУ-1 и ГТУ-2 – генераторы разных типов, и их электрические параметры значительно отличаются. Представляется, что для эффективной стабилизации режимов системные стабилизаторы генераторов ГТУ-1 и ГТУ-2 с учетом отличий параметров генераторов должны быть настроены по-разному.

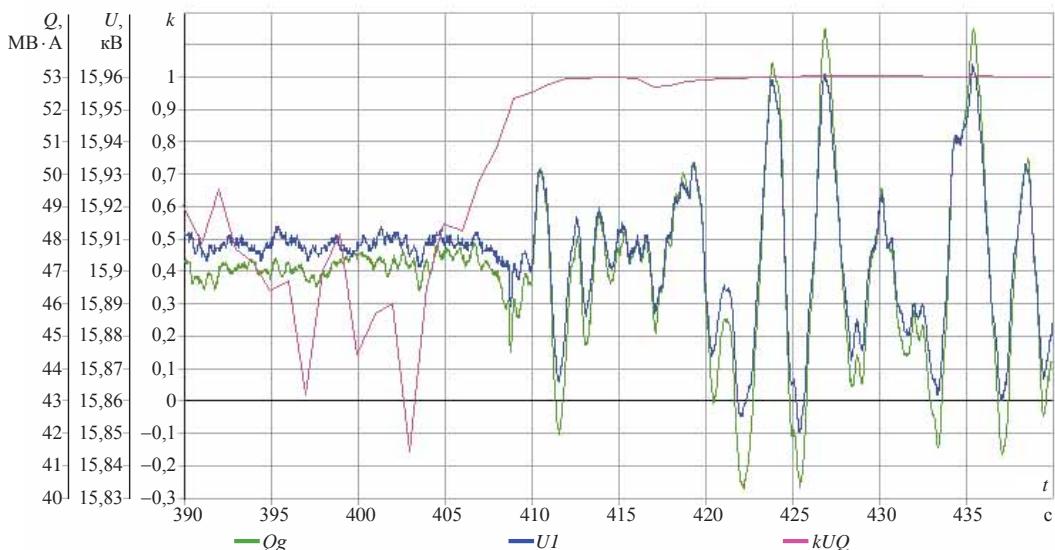


Рис. 6. Изменение параметров режима и коэффициента корреляции при включении (405-я секунда) системного стабилизатора АРВ генератора ГТУ-1

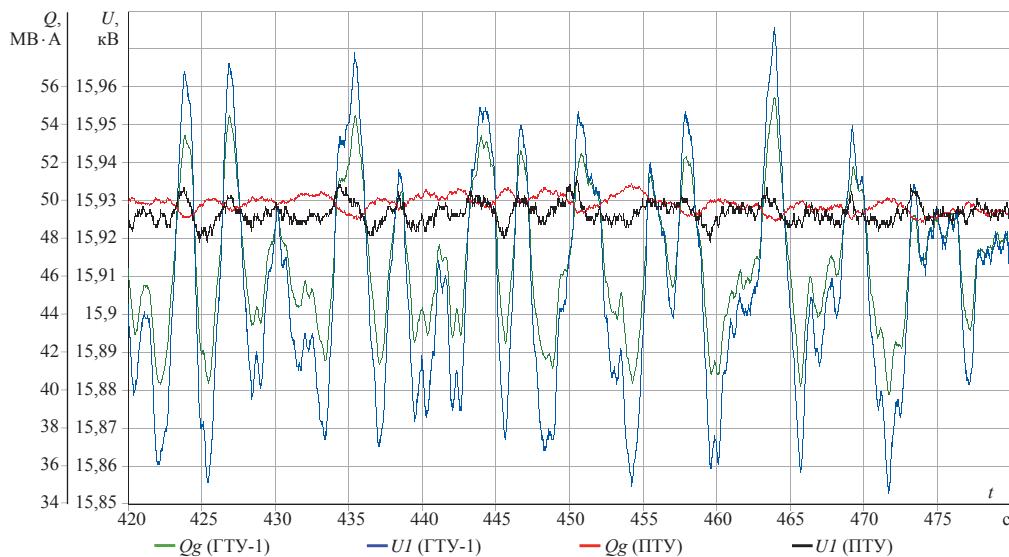


Рис. 7. Стационарный режим. Изменение параметров режима генераторов ГТУ-1 и ПТУ энергоблока № 1 при включенных системных стабилизаторах

4. Заключение

СМСР прошла широкомасштабную проверку в условиях физической модели на ЦАФК ОАО «НТЦ ЕЭС» [2] при проведении комплексных испытаний и в процессе опытной эксплуатации. Эта проверка показала, что все алгоритмы СМСР функционируют корректно. Разработанная система мониторинга системных регуляторов обеспечивает **объективный независимый контроль АРВ и СВ и позволяет выявить как неэффективность их функционирования, так и несоответствие программного обеспечения АРВ требованиям СТО 59012820.29.160.20.001-2012.**

Список литературы

1. Гущина Т. А., Герасимов А. С., Есипович А. Х., Зеккель А. С., Кирьянко Г. В. Опыт использования цифро-аналого-физического комплекса для обеспечения системной надежности ЕЭС России // Электрические станции. 2005. № 12.
2. Герасимов А. С., Есипович А. Х., Штефка Й., Шескин Е. Б., Негреев А. П. Реализация пилотного проекта системы мониторинга функционирования систем возбуждения и АРВ на генераторах энергоблока № 1 филиала ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация» «Северо-Западная ТЭЦ» // Материалы III Международной научно-технической конференции «Энергетика глазами молодежи». – Екатеринбург, 2012.
3. Герасимов А. С., Есипович А. Х., Зеккель А. С., Гилев А. М., Грязнов И. Ю., Пайвин А. А., Рейник Д. О. Оптимизация настройки регуляторов возбуждения генераторов Северо-Западной ТЭЦ для обеспечения ее параллельной работы с энергосистемой NORDEL // Электрические станции. 2004. № 4.
4. Burmistrov A., Popov E., Urganov A., Gerasimov A., Esipovich A. Estimation of efficiency of modern excitation controllers of synchronous machines in the conditions

of physical model of a complex power system and suggestion of estimation technique and criteria as an addition to the IEC standard. CIGRE 2012.

5. Герасимов А. С., Есипович А. Х., Штефка Й., Шескин Е. Б., Жуков А. В., Негребеев А. П. Результаты комплексных испытаний и опытной эксплуатации pilotной системы мониторинга системных регуляторов // Материалы IV Международной научно-технической конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». – Екатеринбург, 2013.

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

E-mail: gerasimov @ntcees.ru

Есипович Аркадий Хаимович, канд. техн. наук, доцент, заведующий лабораторией испытаний и моделирования электроэнергетических систем отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: esipovich_a@ntcees.ru

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

E-mail: kabanov_d@ntcees.ru

Шескин Евгений Борисович, канд. техн. наук, младший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: sheskin_e@ntcees.ru

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

E-mail: stefka_j@ntcees.ru

Gerasimov A. S., Esipovich A. K., Kabanov D. A., Sheskin E. B., Stefka J.

Operation results of system regulators monitoring system.

Operation results of system regulators monitoring system commissioned into pilot operation in 2012.

Key words: power system, system regulators monitoring system, synchronous oscillation, field regulator, excitation system, relay forcing.

УДК 621.311

Ф. Н. Гайдамакин, А. А. Кисловский, Р. П. Теплоухов, М. А. Эдлин

Выявление источника низкочастотных колебаний в Единой энергосистеме России

В статье описываются программно-технические решения, использованные при создании программы для ЭВМ «НЧ Колебания», предназначенной для анализа распространения колебаний в энергосистеме и выявления их источника.

Ключевые слова: электромеханические колебания, активная мощность колебаний.

Введение

Взаимное движение роторов синхронных машин в электроэнергетических системах имеет колебательную природу и характеризуется частотами колебаний от 0,1 до 1,5 Гц. В связи с этим появление в ЭЭС источника колебаний на этих частотах может вызвать резонансы в различных частях ЭЭС, приводящие к нарушению параллельной работы отдельных ее частей. Источниками низкочастотных колебаний могут быть как отдельные энергообъекты с некачественно настроенными системами автоматического регулирования, так и асинхронный режим между двумя частями энергосистемы. Для предотвращения развития колебательных процессов, приводящих к нарушению нормальной работы ЭЭС, важно своевременно выявлять источник низкочастотных колебаний.

До настоящего времени не существовало метода, позволяющего при возникновении самораскачивания или автоколебаний в энергосистеме определить источник колебаний. Появление технологии векторных измерений режимных параметров позволило разработать методику, позволяющую решить эту задачу.

История вопроса

Инструментом, позволяющим реализовать выявление источника НЧК, является Система мониторинга переходных режимов (СМПР). Создание СМПР инициировано Системным оператором в 2005 г. На протяжении девяти лет в ОАО «СО ЕЭС» ведется работа по развитию инфраструктуры сбора данных и применению синхронизированных векторных измерений в технологиях диспетчерского и автоматического управления [1].

СМПР – высокотехнологичная система, базирующаяся на технологии синхронизированных векторных измерений параметров электромеханических переходных режимов. По состоянию на январь 2014 г. сбор данных СМПР производится с 50 энергообъектов ЕЭС (250 регистраторов переходных процессов – РПП). Из них в режиме реального времени – с 25 энергообъектов (50 регистраторов). Схема размещения регистраторов представлена на рис. 1.

В ближайшем будущем оснащение ЕЭС средствами СМПР будет значительно расширено. Согласно требованиям СО ЕЭС регистраторами СМПР оснащаются новые и модернизируемые:

- подстанции напряжением 500 кВ и выше;
- электростанции установленной мощностью 500 МВт и более.



Рис. 1. Схема размещения регистраторов СМПР в ЕЭС/ОЭС:

- – ПТК СМПР, функционирующие в режимах on-line и off-line;
- – ПТК СМПР, функционирующие в режиме off-line;
- – концентраторы векторных данных в диспетчерских центрах

Использование СМПР позволяет получать с РПП синхронизированные во времени телеметрические измерения напряжения, тока и частоты. Результаты измерений, полученные с системы СМПР, могут быть использованы для выявления колебательных процессов в энергосистеме и определения источника колебаний.

Основные задачи программы для ЭВМ «НЧ Колебания»

ПО «НЧ Колебания» решает следующие задачи:

- обеспечение возможности импорта данных для анализа (с валидацией импортируемых данных);
- поиск низкочастотных колебаний на импортированном интервале по имеющейся методике;
- визуализация результатов поиска – характеристики (амплитуда и частота) колебаний на двумерном графике в зависимости от времени, а также направления потоков активной мощности колебаний на мнемосхеме энергообъекта.

Полученные в результате анализа данные о низкочастотных колебаниях в энергосистеме могут быть использованы для анализа распространения колебаний в энергосистеме и определения местонахождения источника низкочастотных колебаний.

Суть метода

При электромеханических колебаниях в энергосистеме вектора напряжения U_i и тока I_i на входе/выходе любого i -го элемента сети могут быть представлены в виде:

$$\begin{aligned} U_i &= U_{i,0} + \sum_{n=1}^{\infty} U_{i,n}, \\ I_i &= I_{i,0} + \sum_{n=1}^{\infty} I_{i,n}, \end{aligned} \quad (1)$$

где $U_{i,0}$, $I_{i,0}$ – вектора установившегося движения (неколебательного) напряжения и тока;

$U_{i,n}$, $I_{i,n}$ – вектора гармонических составляющих напряжения и тока, вращающиеся с частотами $n \times \Omega$.

Выражение для комплексной полной мощности S , протекающей через элемент сети (или потребляемой им), в колебательном процессе при учете только первой гармонической составляющей векторов напряжения и тока:

$$S = (U_0 + U_1) \cdot (I_0 + I_1)' = U_0 \cdot I_0' + (U_1 \cdot I_0' + U_0 \cdot I_1') + U_1 \cdot I_1'. \quad (2)$$

(Символ « / » обозначает сопряженный вектор.)

Первое из слагаемых этого выражения представляет собой комплекс полной мощности, определяемый установившимися составляющими напряжения и тока. Второе и третье слагаемые (заключенные в скобки) представляют собой колебательную составляющую полной мощности (точнее, ее первую гармонику), изменяющуюся с частотой Ω . Эта составляющая не передает энергию, ее среднее значение за период колебаний равно 0.

Четвертая составляющая представляет собой постоянную составляющую полной мощности, обусловленную первыми гармониками колебаний тока и напряжения. Эта составляющая может рассматриваться как мощность электромеханических колебаний:

$$S_K = U_1 \cdot I_1'. \quad (3)$$

Вещественная часть S_K , $P_K = \text{Real}(S_K)$ – активная мощность; мнимая часть $Q_K = \text{Imag}(S_K)$ – реактивная мощность электромеханических колебаний.

Исследования, проведенные в ОАО НИИПТ в 2009 г., показали, что абсолютное значение активной мощности электромеханических колебаний отражает интенсивность колебаний в месте измерений, а ее знак – направление распространения колебаний.

Таким образом, обрабатывая результаты измерений СМПР, выполненных в различных точках энергосистемы, появляется возможность определить источник электромеханических колебаний либо по факту выдачи в сеть активной мощности колебаний, замеренной в точке подключения энергообъекта к сети, либо по результатам анализа знаков и величин активной мощности колебаний, полученных от регистраторов СМПР в различных точках сети с учетом топологии сети.

Техническое решение

В рамках исследовательской работы по разработке методики определения источника низкочастотных колебаний был реализован прототип ПО «НЧ Колебания», призванный визуализировать исследования НЧК и апробировать результаты ее

применения. Разработанное программное обеспечение является веб-приложением, доступным к пользованию через интернет-браузер [2]. Приложение разворачивается на сервере приложений; данные, импортируемые в ПО и экспортируемые из ПО, хранятся в базе данных. Таким образом, реализована типичная клиент-БД-серверная архитектура.

Элементами ПО являются:

- 1) модуль импорта/экспорта данных;
- 2) формы просмотра исходных данных на графиках;
- 3) форма задания условий обнаружения НЧК в виде списка электростанций / регистраторов на временной шкале;
- 4) электрическая схема энергосистемы с отображением характеристик НЧК в местах измерений;
- 5) формы просмотра графиков рассчитанных величин амплитуды и частоты НЧК в зависимости от времени.

Последовательность работы:

- 1) импорт данных;
- 2) просмотр импортированных данных – проверка корректности импорта;
- 3) поиск НЧК на импортированном интервале;
- 4) в случае нахождения НЧК – просмотр перетоков активной мощности колебаний на мнемосхеме;
- 5) просмотр временной зависимости параметров НЧК (амплитуды и частоты) на двумерных графиках.

Описание элементов ПО

- Импорт/экспорт данных

ПО «НЧ Колебания» позволяет импортировать данные заданной структуры, например в формате экспортированного файла АС СИ СМПР. При этом в ПО присутствуют настройки импорта, позволяющего выбрать параметры и для иных файлов. Настроить при импорте можно кодировку в файле, формат разделителя значений, формат разделителя целой и дробной части чисел, формат времени, коэффициенты умножения для типов измерений. Для удобства представлен также предварительный просмотр данных файла при текущих настройках импорта.

- Просмотр исходных данных

После загрузки данных они становятся доступны для отображения в виде двумерных графиков. На странице просмотра двумерных графиков (рис. 2) настраивается перечень регистраторов для отображения данных, цвет линии каждого регистратора, дата и время просматриваемого периода, масштаб, а также типы отображаемых величин (амплитуда тока, амплитуда напряжения, угол напряжения, величина активной мощности, величина реактивной мощности, частота). В данном окне можно организовать также несколько различных шкал, а также несколько подстраниц, отображаемых в виде закладок вверху страницы.

- Расчет колебаний

1. Выявляются временные интервалы, на которых присутствуют колебания. В качестве критерия наличия колебаний используется отклонение измеряемого на-

прежения от среднего на выбранном интервале значения на величину, превышающую заданную уставку SPu (по умолчанию SPu = 1 % от номинального значения).

2. На выявленных временных интервалах определяется частота электромеханических колебаний и рассчитываются вектора первых гармоник тока и напряжения с помощью дискретного преобразования Фурье.
3. Полная мощность колебаний рассчитывается по формуле $S_k = U_1 \cdot I_1'$. Вещественная часть этого комплекса $P_k = \text{Real}(S_k)$ представляет собой активную мощность колебаний, знак и величина которой определяют направление на источник колебаний и интенсивность колебаний соответственно.
4. На электрической схеме в местах измерений отображаются направления и величина потока активной мощности колебаний, а также частота колебаний.

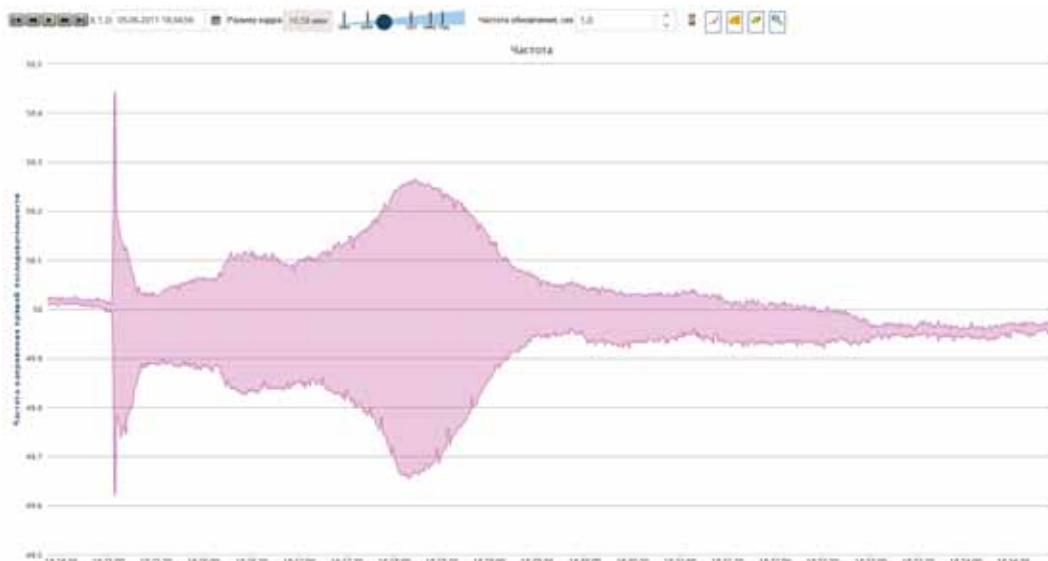


Рис. 2. Отображение исходных данных на графике

На рис. 3 представлен пример работы программы с отображением результатов на схеме Тюменской ЭС. Для расчета в ПК были загружены измерения регистраторов, зафиксировавших так называемые синхронные качания Сургутских ГРЭС, произошедшие 05.06.2011.

На рисунке направление распространения активной мощности колебаний показано стрелками, длина которых пропорциональна величине этой мощности. Из рисунка видно, что наибольшая мощность колебаний зафиксирована на шинах генератора 3-го блока СГРЭС-2 (рис. 4). Эта мощность направлена во внешнюю сеть, и таким образом можно заключить, что источником колебаний является 3-й блок СГРЭС-2. Помимо 3-го блока колебания генерируются 9-м блоком СГРЭС-1, но поскольку величина активной мощности колебаний, выдаваемая этим блоком в сеть, существенно меньше величины активной мощности колебаний, генерируемой блоком 3 СГРЭС-2, можно заключить, что на этой частоте колебаний (0,87 Гц) блок 9 СГРЭС-1 попал в резонанс и что его АРВ требует дополнительной настройки.

Колебания с затухающей амплитудой распространились вплоть до ПС Ямбург с одной стороны, а также до Рефтинской ГРЭС с другой стороны мнемосхемы.

Графики частоты и активной мощности колебаний показывают развитие ситуации во времени (рис. 5).

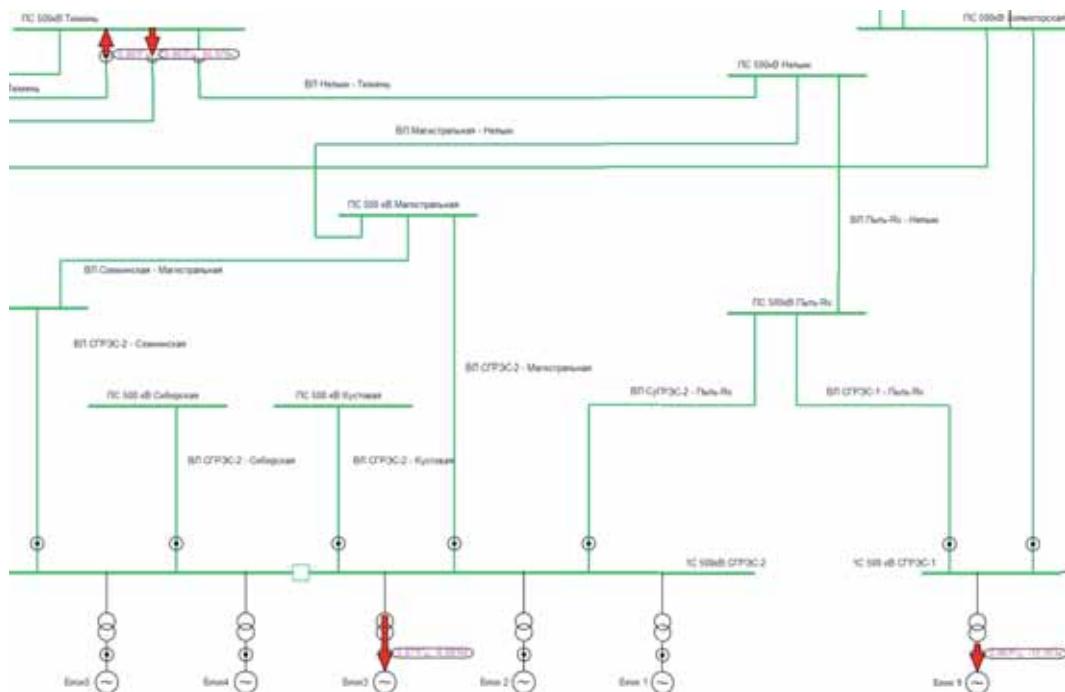


Рис. 3. Распределение потоков активной мощности колебаний
в Тюменской энергосистеме 05.06.2011

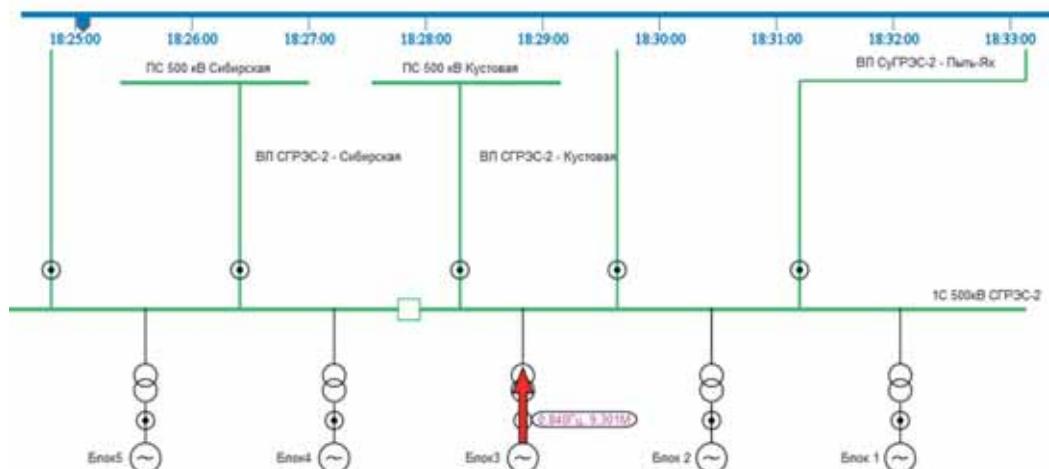


Рис. 4. Мощность колебаний на шинах генератора блока 3 СГРЭС-2

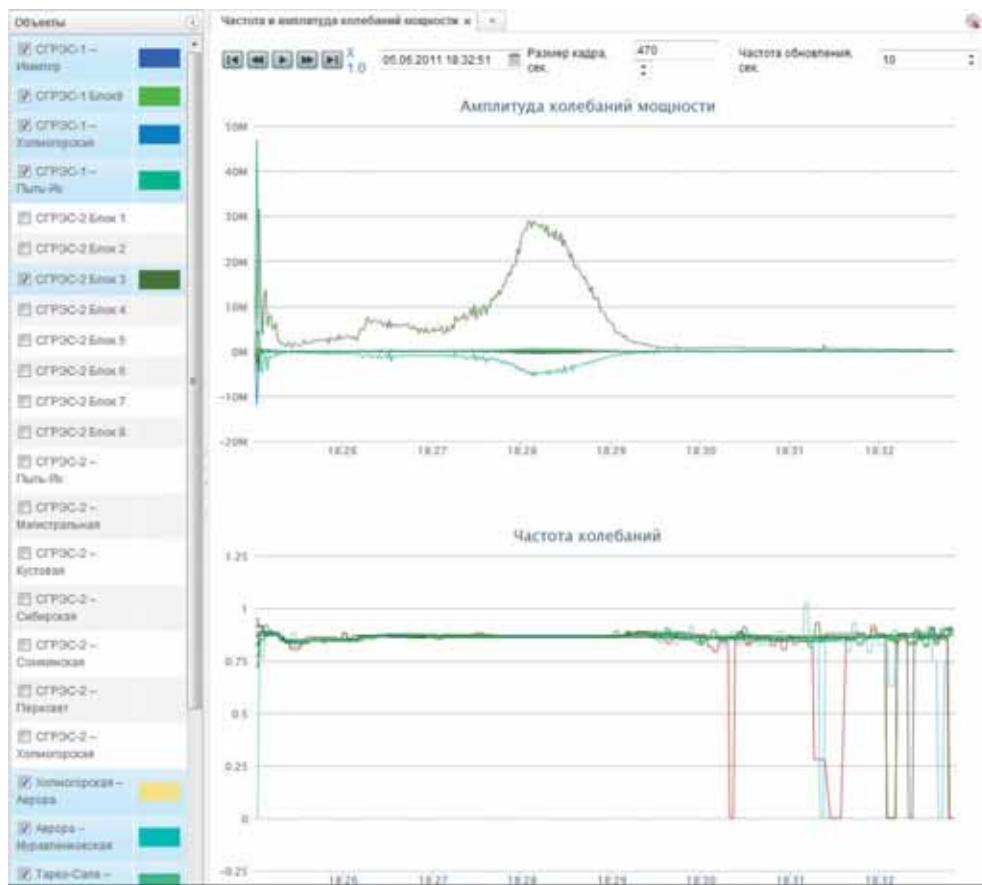


Рис. 5. Результаты расчета – частота и мощность колебаний

Выводы

Разработано программное обеспечение, позволяющее на основании данных, зафиксированных регистраторами СМПР, выявить колебательный процесс в энергосистеме, определить его основные характеристики и найти источник колебаний.

Результаты тестирования работы ПО на реальных данных АС СИ СМПР показали его работоспособность. Предлагаемый формат отображения результатов нагляден и позволяет оценить ситуацию в энергосистеме при возникновении в энергосистеме низкочастотных колебаний.

Целесообразно развитие программного комплекса и апробирование его у потенциального заказчика.

Список литературы

- Гайдамакин Ф. Н., Топорков Д. Н., Данилин А. В., Дубинин Д. М. Автоматическая система сбора информации с регистраторов системы мониторинга переходных режимов. Практический опыт создания WAMS в ЕЭС России // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем. – Екатеринбург, 2013.
- Архитектура корпоративных программных приложений: Пер. с англ. – М.: Издательский дом «Вильямс», 2004. Парал. тит. англ.

Гайдамакин Федор Николаевич, ведущий аналитик отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gfn@alteropower.ru

Кисловский Антон Александрович, ведущий разработчик отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: kaa@alteropower.ru

Теплоухов Роман Павлович, бизнес-аналитик отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: trp@alteropower.ru

Эдлин Михаил Аронович, канд. техн. наук, ведущий научный сотрудник отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: m_edlin@mail.ru

Gaidamakin F. N., Kislovsky A. A., Teplouhov R. P., Edlin M. A.

Identifying the Source of Low frequency oscillations in United Power System of Russia.

The article describes program and technical solutions, which have been used during the development of «NCHKolebaniya» software, developed for oscillations expansion analysis and identifying their source of low frequency oscillations in power system.

Key words: *electromechanical oscillations, active power of oscillations.*

УДК 621.311

Т. Г. Горелик, П. В. Кабанов, О. В. Кириенко

Гармонизация стандартов МЭК 61850 и МЭК 61970 для повышения наблюдаемости электроэнергетических систем

В статье рассмотрены вопросы гармонизации стандартов МЭК 61850 и МЭК 61970. Приводится описание общих элементов и различий между стандартами, способы гармонизации и варианты использования обобщенной модели для решения практических (прикладных) задач.

Ключевые слова: системы автоматизации, стандарты МЭК, информационный обмен, релейная защита и автоматика, микропроцессоры, программное обеспечение, проектирование, моделирование.

Проблема наблюдаемости электроэнергетической системы впервые возникла при формировании автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) еще в конце 60-х годов XX в. и была тесно связана с проблемой оценивания состояния. Исходная информация при управлении режимами электроэнергетической системы (ЭЭС) поступает в основном от телеметрических измерений. Состав измерений в общем случае может быть произвольным и зависит от оснащенности объектов энергосистемы соответствующими средствами измерений и каналами связи для передачи результатов измерений информации в диспетчерские центры. В диспетчерских центрах ставилась задача по полученным результатам телеметрических измерений оценить состояние энергосистемы, т. е. однозначно рассчитать параметры установившегося режима. Был разработан математический аппарат – оценивание состояния энергосистемы, который позволял рассчитать неизмеренные параметры режима, а также оценить погрешности измеренных величин. Вместе с тем существование решения и точность полученных оценок сильно зависят от объема измерений, их размещения, темпа сбора данных и динамики ЭЭС. Если состав измерений, получаемый по каналам телемеханики, обеспечивает заданную точность при оценивании состояния, то такая энергосистема считается наблюдаемой.

На сегодняшний день вопрос наблюдаемости ЭЭС в нормальном режиме решается средствами АСУ ТП, которые установлены на объектах ЭЭС. АСУ ТП, использующие современные технические средства сбора информации, позволяют измерять все электрические величины, необходимые для обеспечения наблюдаемости ЭЭС. Большое количество установленных измерительных устройств, с одной стороны, повышает точность оценивания состояния за счет избыточности измерений, с другой стороны, повышается риск возникновения грубых ошибок при привязке телеметрических измерений к схеме электрической сети. Одним из возможных подходов к решению задачи автоматизации привязки телеметрических измерений к электрической схеме сети является гармонизация стандартов МЭК 61850 и МЭК 61970 (CIM).

Сегодня в центрах управления сетями и диспетчерских центрах для эффективного ведения режима и управления оборудованием создается точная и однозначная модель энергосистемы на базе общей информационной модели энергосистемы (CIM), включая

модели всех подстанций. Идеальным источником информации о подстанции для CIM энергосистемы является SCL-файл описания подстанции, включающий в себя однолинейную схему. SCL-файл описания подстанции создается на этапе проектирования АСУ ТП подстанции и актуализируется при вводе подстанции в эксплуатацию. Ввиду большого количества общих элементов между CIM и SCL-файлами целесообразно разработать методы и инструменты для обмена данными между этими двумя структурами. Фактически гармонизация этих двух стандартов является основой для информационной совместимости между технологиями SmartGrid [1].

Общие элементы между CIM и SCL

Описание подстанции в SCL и CIM по структуре совпадают и содержат следующие основные элементы:

Наименование	CIM (пакет Core)	SCL
Подстанция	Substation	tSubstation
Уровень напряжения	VoltageLevel	tVoltageLevel
Присоединение	Bay	tBay

В SCL и CIM также совпадает способ описания топологии электрической схемы. Это описание базируется на использовании понятия «Узла соединения» (Connectivity Node) и «Точки подключения» на силовом оборудовании (Terminal). Силовое токоведущее оборудование (ConductingEquipment) имеет одну или несколько точек подключения, которые соединяются с узлом, и таким образом устанавливаются связи между элементами схемы (рис. 1).

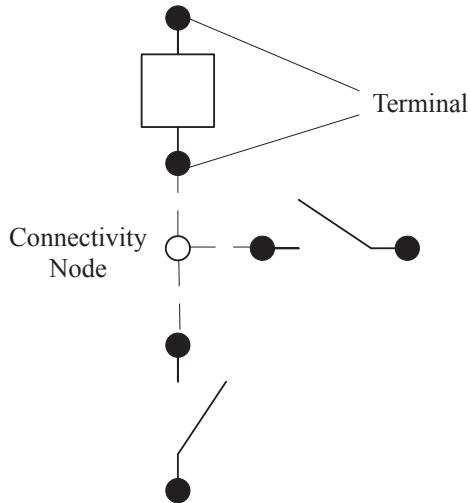


Рис. 1. Описание электрических соединений в CIM и SCL

Различия между CIM и SCL

Несмотря на наличие общих элементов (дублирование) между CIM и SCL, эти модели изначально ориентировались на разное применение и по этой причине имеют ряд отличий. В силу этого CIM не может полностью заменить SCL, а SCL не может

заменить CIM. CIM создавалась как универсальный способ описания энергосистем, который можно использовать в различных приложениях систем EMS, DMS и др. В число таких приложений входят расчет режима, оценивание состояния, управление основным оборудованием и др. Перед разработчиками CIM стояла задача разработать достаточно универсальный способ описания схемы замещения электрической сети, который позволяет использовать это описание в различных разнородных приложениях. Разработчики SCL решали другую не менее сложную задачу – создание универсального формата для описания информационных связей на подстанции. Основное внимание было уделено модели данных в устройствах (логические узлы, типы данных и др.). Однолинейная схема в SCL позволяет связывать логические функции в микропроцессорных устройствах с элементами силовой схемы, с которыми эти микропроцессорные устройства взаимодействуют.

CIM ориентирована на описание графов сети, в то время как SCL-файл имеет достаточно строгую иерархическую структуру. Все приложения расчета режима оперируют узлами и связями, и CIM должна удовлетворять требованиям этих приложений. С другой стороны, SCL изначально ориентировался на подстанционное применение, где структуру можно выразить в виде иерархии, состоящей из фиксированного набора уровней (распределительных устройств, присоединений и силового оборудования).

В CIM для описания модели энергосистемы [2] используется RDF (Resource Description Framework), в то время как в SCL используется XML-формат (древовидная структура). Использование RDF в CIM вызвано необходимостью удобно представлять графы [3]. Структура RDF-записи (утверждения) имеет вид «субъект – предикат – объект». Например, активное сопротивление обмотки трансформатора, равное 0,39 Ом, может быть записано так: субъект – обмотка трансформатора (TransformerWinding), предикат – активное сопротивление (TransformerWinding.r), объект – значение 0,39 Ом. Если в качестве объекта используется не конкретное значение (число), а ссылка на другой объект (ресурс), то фактически образуется ветвь графа, связывающая два ресурса. Например, обмотка трансформатора X (TransformerWinding) относится к трансформатору Y (TransformerWinding.MemberOf_PowerTransformer), где X и Y являются идентификаторами ресурсов. Таким образом, с использованием уникальных идентификаторов устанавливаются связи между ресурсами. В SCL также имеется система идентификации (с помощью атрибута name – технологическое имя). Отличием от CIM является то, что технологическое имя должно быть уникальным в рамках своего уровня в иерархии. Например, каждое присоединение в рамках одного уровня напряжения должно иметь уникальное технологическое наименование. Но два присоединения на разных распределительных устройствах могут иметь одно имя. Для того чтобы соединить точку подключения (Terminal) в одном присоединении с узлом (ConnectivityNode) в другом присоединении, у объекта Terminal есть несколько атрибутов: имя подстанции (substationName), имя распределительного устройства (voltageLevelName), имя присоединения (bayName), имя узла соединения (cNodeName). Только совокупность этих параметров образует уникальный идентификатор в рамках SCL-файла.

SCL-файлы включают в себя подробное описание микропроцессорных устройств, способов передачи данных (на верхний уровень и между устройствами) и команд управления. CIM ограничивается лишь описанием отдельных точек измерения и телевидения без указания семантики (т. е. физического смысла) этих точек.

CIM содержит подробное описание электрических параметров схемы замещения. В SCL такое описание полностью отсутствует.

Формирование CIM для задач оценивания состояния и расчета режима ЭЭС

Гармонизация стандартов МЭК 61850 и МЭК 61970 является достаточно важной задачей с точки зрения сокращения работы (исключение дублирования). В [4] были предложены возможные варианты совместного использования CIM и SLC для решения практических (прикладных) задач. С точки зрения повышения наблюдаемости ЭЭС наиболее перспективным подходом к формированию информационной модели ЭЭС является формирование CIM энергосистемы на базе SCL-файлов. В этом случае при включении подстанции в единую информационную модель энергосистемы необходимо преобразовать SCD (файл конфигурации подстанции) в CIM и сформированную модель включить в состав модели энергосистемы. Для этого получившаяся из SCL-файла модель должна быть дополнена недостающими параметрами (в том числе параметрами схемы замещения). В этом случае телиизмерения будут однозначно привязаны к элементам электрической схемы ЭЭС.

Способы гармонизации

Структура RDF-файла хорошо подходит для того, чтобы полностью включить в себя описание информационной модели подстанции (SCL) с использованием достаточно общего подхода [1]. Этот подход заключается в следующем:

- Разбиение элементов SCL-файла на объекты с уникальными идентификаторами, т. е. создание линейных списков объектов (подстанций, распределительных устройств, присоединений, силового оборудования, интеллектуальных электронных устройств).
- Присвоение каждому элементу уникального идентификатора.
- Установка связи между этими объектами с использованием этих идентификаторов.

Таким образом, можно сформировать CIM на базе SCL-файла, при этом совпадающие объекты в CIM и SCL будут заменены на единый гармонизированный вариант. Наличие единых идентификаторов и возможность перевода одних идентификаторов (SCL) в другие (CIM) позволяет выполнить и обратное преобразование из CIM в SCL.

Еще одной важной проблемой является необходимость в слиянии моделей. Например, на подстанции, которая уже включена в CIM, произошло расширение, и SCD-файл был дополнен. В этом случае необходимо повторно включить этот файл в CIM. При этом уже включенные части (дополненные соответствующими атрибутами) не должны быть затронуты. Такой механизм называется слиянием (Merging) и также должен быть основан на единой системе идентификации объектов.

Выводы

Гармонизация стандартов МЭК 61850 и МЭК 61970 является очень важной задачей с точки зрения технологий Smart Grid и позволяет повысить наблюдаемость энергосистем за счет однозначной привязки телеметрических измерений к электрической схеме сети. Объединить две модели можно только на основании единой системы идентификации объектов. Для упрощения этих задач (преобразование, объединение, слияние) должна использоваться система автоматизации проектирования, позволяющая работать с единой моделью данных (SCL и CIM).

Список литературы

1. Harmonizing the International Electrotechnical Commission Common Information Model (CIM) and 61850 Key to Achieve Smart Grid Interoperability : Objectives Final Report, May 2010 / EPRI Project Manager D. Becker.
2. An Introduction to IEC 61970-301 & 61968-11: The Common Information Model / Dr. Alan W. McMorran.
3. NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0 // – NIST Special Publication 1108, January 2010.
4. Harmonization of IEC 61970, 61968, and 61850 Models : Technical Report.

Горелик Татьяна Григорьевна, канд. техн. наук, доцент, заведующая отделом автоматизированных систем управления Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gorelik_t@ntcees.ru

Кабанов Павел Владимирович, инженер отдела автоматизированных систем управления Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: kabanov_p@ntcees.ru

Кириенко Олег Владимирович, ведущий инженер отдела автоматизированных систем управления Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: kirienko_o@ntcees.ru

Gorelik T. G., Kabanov P. V., Kirienko O. V.

Harmonizing IEC 61850 and IEC 61970 standards for electric power system observability improvement.

Questions of harmonizing of IEC 61850 and IEC 61970 standards are considered in the article, such as: common and different elements of IEC 61850 and IEC 61970 standards description, ways of harmonization and variants of CIM/SCL system using for solving applied tasks.

Key words: CIM, SCL, RDF, automation systems, IEC standards, information exchange, relay protection and automation, microprocessors, software, Smart Grid.

УДК 621.311

Горелик Т. Г., Кабанов П. В., Кириенко О. В.

Подходы к повышению структурной надежности систем релейной защиты

Рассмотрены подходы к повышению структурной надежности систем релейной защиты, а также методы оценки надежности и критерии, которые позволяют сравнить варианты исполнения системы РЗ в части надежности их работы и нахождения баланса между обеспечением гарантированного срабатывания и отсутствием ложной и излишней работы РЗ.

Ключевые слова: *релейная защита и автоматика, структурная надежность, дерево отказов, интенсивность отказов, логика срабатывания релейной защиты, мажоритарная система.*

Введение

Одной из наиболее важных задач российской энергетики является обеспечение надежной работы энергосистемы. С одной стороны, увеличение количества комплексов защит, а также использование дублированных линий связи между полукомплексами основных защит и ускорения резервных защит должно уменьшить вероятность отказов срабатывания РЗ, но, с другой стороны, усложнение системы может привести к увеличению излишних и ложных срабатываний.

Для оценки эффекта от использования различных вариантов резервирования комплексов РЗ, а также дублирования каналов связи при передаче сигналов между комплексами терминалов защит необходимо произвести расчет параметров надежности, которые позволяют сделать вывод о состоятельности того или иного решения.

В данной статье приводится анализ различных подходов к повышению структурной надежности систем релейной защиты. Основное внимание уделено методам оценки надежности и критериям, которые позволяют сравнить варианты исполнения системы РЗ в части надежности их работы и нахождения баланса между обеспечением гарантированного срабатывания и отсутствием ложной и излишней работы РЗ. Отдельное внимание уделено оценке статистики работы РЗ.

1. Анализ структурной надежности

Для оценки структурной надежности применяют следующие методы:

1. Метод дерева отказов.
2. Таблично-логический метод.

Деревом называют связный граф, не содержащий замкнутых контуров. Между любыми двумя узлами дерева можно построить только один единственный путь. Деревом отказов называют логическое дерево, в котором ветви представляют собой события, приводящие к отказу системы, подсистемы или элементов, а узлы – логические операции, связывающие исходные и результирующие события отказов. Дерево отказов начинается с единственного события в корне дерева, называемого конечным событием (обозначается двойной рамкой); на следующем уровне появляются события, которые могут вызвать конечное событие (согласно логической операции, которая связывает

эти уровни (блоки «И» или «ИЛИ») (обозначаются одинарной рамкой); на конечных ветвях находятся первичные события (обозначаются кружком). Последовательный анализ дерева позволяет построить логическую функцию отказов системы (ФО).

Суть таблично-логического метода состоит в построении таблицы расчетных логических связей отказов и аварий, в которой указывается, к каким последствиям приводят отказы тех или иных элементов в том или ином режиме. Количество строк таблицы равняется количеству элементов схемы, а количество столбцов равняется количеству режимов, в которых может находиться схема. Под режимами понимается «нормальный режим», когда все элементы системы находятся в работе, и различные «ремонтные режимы», в которых то или иное оборудование выведено в плановый или вынужденный ремонт. Различные режимы характеризуются относительными длительностями q .

Величина q есть коэффициент простоя или относительное время, которое элемент находится не в работе. Это время складывается из времен простоя из-за отказов и планового ремонта, а также вычисляется как произведение интенсивности отказа и относительного времени восстановления элемента:

$$q = q_{\text{ав}} + q_{\text{пл}} = \lambda_{\text{ав}} \tau_{\text{ав}} + q_{\text{пл}}.$$

Однотипные последствия из таблицы расчетных связей группируются вместе, а частоты их возникновения вычисляются как суммы частот отказов элементов в том или ином режиме с учетом относительной длительности режимов:

$$\lambda_C = q_{\text{реж1}} \sum_{i=1}^n \lambda_{i_реж1} + q_{\text{реж2}} \sum_{i=1}^n \lambda_{i_реж2} + \dots + q_{\text{режN}} \sum_{i=1}^n \lambda_{i_режN}.$$

2. Оценка статистических данных

Для того чтобы получить достоверные начальные данные для параметров надежности терминалов РЗ, необходимо рассмотреть статистику эксплуатации за несколько лет для большого количества терминалов РЗ.

В эксплуатации РЗ выделяют:

1. Случаи правильной работы.
2. Случаи неправильной работы.

Наиболее интересны случаи неправильной работы, которые можно разделить на две группы по признаку наличия и отсутствия требования на срабатывание устройства:

1. Случаи отказа в срабатывании, которые могут появиться только при наличии требования на срабатывание.
2. Случаи ложной и излишней работы, которые отличаются друг от друга по принципу возникновения, но объединяются по причине того, что появляются только при отсутствии требования на срабатывание.

Используя данную статистику, можно рассчитать два основных параметра надежности терминалов РЗ (введем обозначения):

1. $Q(A)$ – средняя вероятность отказа в срабатывании устройства за год при появлении требования на срабатывание.
2. $Q(B)$ – средняя вероятность ложных/излишних срабатываний устройства за год при отсутствии требования на срабатывание.

Вероятность $Q(A)$ есть совмещение двух событий:

1. $Q(A1)$ – вероятность отказа устройства.
2. $Q(A2)$ – вероятность возникновения требования на срабатывание.

Вероятность $Q(B)$ есть также совмещение двух событий:

1. $Q(B1)$ – вероятность ложного/излишнего срабатывания устройства.
2. $Q(B2)$ – вероятность отсутствия требования на срабатывание.

Среднюю вероятность $Q(A)$ отказа в срабатывании одного устройства за отчетный год можно найти, разделив количество отказов устройств за год на количество устройств:

$$Q(A) = \frac{\sum \text{отказов}}{N_0}.$$

Среднюю вероятность $Q(B)$ ложного/излишнего срабатывания одного устройства за отчетный год можно найти, разделив количество ложных/излишних срабатываний устройств за год на количество устройств:

$$Q(B) = \frac{\sum \text{лож. / излиш.}}{N_0}.$$

Количество требований на срабатывание устройств равняется сумме случаев правильной работы и случаев отказа:

$$\sum \text{треб. сработ.} = \sum \text{прав. раб.} + \sum \text{отказов.}$$

Чтобы найти вероятность $Q(A2)$ возникновения требования на срабатывание, необходимо количество требований на срабатывание разделить на количество устройств:

$$Q(A2) = \frac{\sum \text{треб. сработ.}}{N_0}.$$

Учитывая, что $Q(A) = Q(A1) \times Q(A2)$, найдем вероятность отказа устройства:

$$Q(A1) = \frac{Q(A)}{Q(A2)}.$$

Так как события $Q(A2)$ и $Q(B2)$ являются противоположными, по формуле суммы противоположных событий, вероятность $Q(B2)$ отсутствия требования на срабатывание равняется:

$$Q(B2) = 1 - Q(A2) = 1 - 1,33 \times 10^{-1} = 8,67 \times 10^{-1} \left(\frac{\text{отсутств. треб.}}{\text{год}} \right).$$

Следовательно, аналогично $Q(A1)$, вероятность ложной/излишней работы равна:

$$Q(B1) = \frac{Q(B)}{Q(B2)} = \frac{1,51 \times 10^{-3}}{8,67 \times 10^{-1}} = 1,74 \times 10^{-3} \left(\frac{\text{отказ}}{\text{год}} \right).$$

Наработка на определенное событие есть величина, обратная вероятности, и имеет размерность, равную годам.

Процент правильной работы РЗ рассчитывается по формуле:

$$K = \frac{\sum \text{прав. раб.}}{\sum \text{прав. раб.} + \sum \text{неправ. раб.}} \times 100 \%$$

3. Построение систем РЗ с различной логикой срабатывания

В части логики срабатывания существует три варианта:

1. Логика срабатывания «ИЛИ».
2. Логика срабатывания «И».
3. Логика мажорирования.

Примем вероятность отказа терминала РЗ $Q(A1)$ равной вероятности ложной работы $Q(B1)$ и равной 10^{-3} отказов в год.

3.1. Логика срабатывания «ИЛИ»

Логика срабатывания «ИЛИ» характеризуется тем, что срабатывание происходит в случае, если хотя бы у одного из терминалов возникает требование на срабатывание (рис. 1).

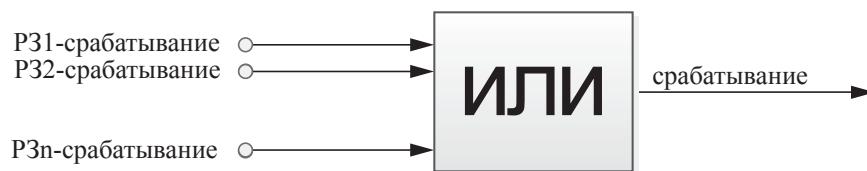


Рис. 1. Логика срабатывания «ИЛИ»

Вероятность отказов срабатываний такой системы будет равна:

$$Q_C(A1) = Q_1(A1) \times Q_2(A1) \times \dots \times Q_n(A1).$$

Вероятность ложных срабатываний такой системы будет равна:

$$Q_C(B1) = Q_1(B1) + Q_2(B1) + \dots + Q_n(B1).$$

3.2. Логика срабатывания «И»

Логика срабатывания «И» характеризуется тем, что срабатывание происходит только в случае, если у всех терминалов возникает требование на срабатывание (рис. 2).

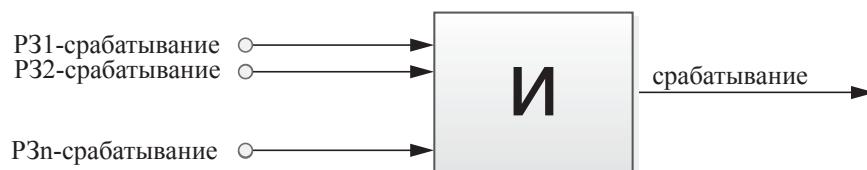


Рис. 2. Логика срабатывания «И»

Вероятность отказов срабатываний такой системы будет равна:

$$Q_C(A1) = Q_1(A1) + Q_2(A1) + \dots + Q_n(A1).$$

Вероятность ложных срабатываний такой системы будет равна:

$$Q_C(B1) = Q_1(B1) \times Q_2(B1) \times \dots \times Q_n(B1).$$

3.3. Логика мажорирования

В логике мажорирования, как правило, участвуют три комплекта РЗ, и срабатывание происходит только при наличии требования на срабатывание от двух комплектов из трех (рис. 3).

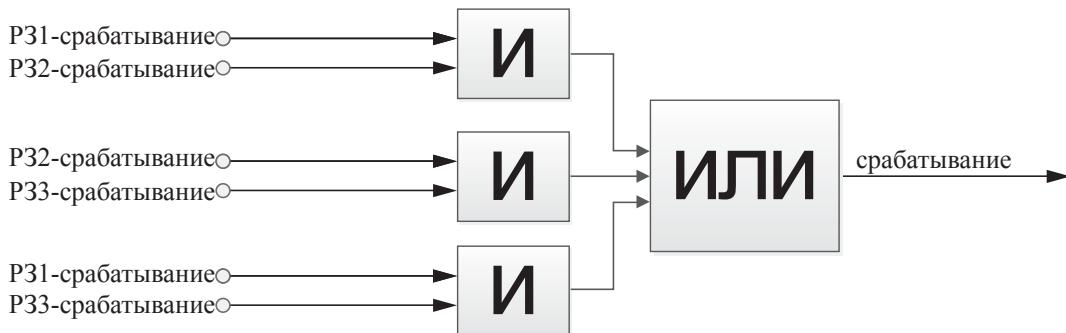


Рис. 3. Логика мажорирования

Вероятность отказов срабатываний такой системы будет равна:

$$Q_C(A1) = (Q_1(A1) + Q_2(A1)) \times (Q_2(A1) + Q_3(A1)) \times (Q_1(A1) + Q_3(A1)).$$

Вероятность ложных срабатываний такой системы будет равна:

$$Q_C(B1) = Q_1(B1) \times Q_2(B1) + Q_2(B1) \times Q_3(B1) + Q_1(B1) \times Q_3(B1).$$

3.4. Результаты оценки различной логики срабатывания РЗ

В таблице 1 приведены результаты расчета вероятностей отказов и ложной работы систем РЗ с разной логикой срабатывания.

Таблица 1

**Вероятности отказов и ложной работы систем РЗ
с разной логикой срабатывания**

Кратность резервирования	2		3	
	$Q(A1)$	$Q(B1)$	$Q(A1)$	$Q(B1)$
Логика «ИЛИ»	10^{-6}	2×10^{-3}	10^{-9}	3×10^{-3}
Логика «И»	2×10^{-3}	10^{-6}	3×10^{-3}	10^{-9}
Мажорирование	—	—	8×10^{-9}	3×10^{-6}

4. Построение систем РЗ на устройствах разных производителей

Использование терминалов различных производителей при построении систем РЗ может оказывать как положительное, так и отрицательное влияние на надежность.

В пользу использования разных производителей:

1. Терминалы защит разных производителей содержат различную внутреннюю логику, имеют различия физического исполнения и исключают внутренние ошибки, заложенные в терминалах. Это способствует уменьшению ложной работы терминалов, так как ложная работа терминалов по одной и той же причине снижается.
2. Терминалы защит разных производителей имеют специфические характеристики срабатывания, и алгоритм их работы при одних и тех же аварийных ситуациях может быть разный. Это способствует уменьшению вероятности отказов срабатывания, так как при возникновении требования на срабатывание увеличивается вероятность того, что хотя бы у одного терминала условия будут удовлетворять характеристике срабатывания.

Минусы использования терминалов разных производителей:

1. Терминалы одного производителя лучше с точки зрения наладки, эксплуатации и техподдержки.
2. При использовании разных производителей для защит ЛЭП могут возникнуть проблемы совместимости разных логик, так как используются разные избиратели, разные схемы телеуправления. Необходима тщательная проработка всех цепей взаимодействия.
3. Оба эти фактора могут приводить к снижению эксплуатационной надежности РЗ: увеличению случаев ошибок по вине оперативного, ремонтного персонала.

Таким образом, использование защит разных производителей не всегда оправдано и может применяться только для защит, совместимость которых подтверждается совместными испытаниями и гарантирована производителями.

Выводы

Результаты анализа вероятностей отказов и ложной работы РЗ в зависимости от логики срабатывания находятся в таблице 1. Исходя из анализа:

- «Логика ИЛИ» уменьшает вероятность отказов и увеличивает вероятность ложной работы.
- «Логика И» уменьшает вероятность ложной работы и увеличивает вероятность отказов.
- «Логика мажорирования» характеризуется средними величинами отказов и ложной работы.

В отличие от **отдельного устройства** вероятность ложной работы **системы РЗ с логикой срабатывания «ИЛИ»** выше, чем вероятность отказа срабатывания на несколько порядков, так как подобная система РЗ построена таким образом, чтобы минимизировать отказы. Использование резервирования комплектов РЗ, дополнительных каналов связи, дублирования коммуникационного оборудования, дублирования электромагнитов отключения – все это увеличивает ложную работу РЗ.

Для уменьшения ложной работы РЗ можно использовать **логику срабатывания «И»** либо систему **мажорирования**, которая может быть использована для 3 комплектов (2 из 3). Кроме того, нужно учитывать, что использование логики «И»

увеличивает вероятность отказа срабатывания по сравнению с логикой «ИЛИ» на 3 порядка, хотя на столько же уменьшается вероятность ложной работы.

Оптимальной с точки зрения надежности является мажоритарная система 2 из 3, которая обладает наилучшим соотношением вероятностей отказов и ложных срабатываний.

Использование терминалов различных производителей при построении систем РЗ может оказывать как положительное, так и отрицательное влияние на надежность. Таким образом, использование защит разных производителей не всегда оправданно и может применяться только для защит, совместимость которых подтверждается совместными испытаниями и гарантируется производителями.

Исходя из анализа статистических данных, вероятности отказа устройства и ложной/излишней работы **без учета вероятности требования на срабатывание** примерно равны и составляют порядка 10^{-3} случаев неправильной работы в год.

Вероятности отказа устройства и ложной/излишней работы **с учетом вероятности требования на срабатывание** (соответствующие статистическим данным), как правило, отличаются на порядок в пользу ложного/излишнего срабатывания. Это происходит по причине того, что система большую часть времени находится в состоянии «Отсутствие требования на срабатывание»: вероятность события «Отсутствие требования на срабатывание» в 6–7 раз выше, чем вероятность «Требование на срабатывание», и, следовательно, совмещение событий «A1» и «A2» является менее вероятным, чем совмещение событий «B1» и «B2».

В качестве комплексного параметра, учитывающего вероятности отказа и ложной/излишней работы устройства, можно предложить сумму вероятностей событий «Вероятности отказа устройства без учета требования на срабатывание» и «Вероятности ложной работы устройства без учета требования на срабатывание». Этот параметр учитывает только вероятность неправильной работы самого устройства без учета требования на срабатывание. Зная частоту возникновения требований на срабатывание, можно определить реальные значения частот отказа и ложной/излишней работы.

Список литературы

1. Гук Ю. Б., Карпов В. В., Лапидус А. А. Теория надежности. Введение : учебное пособие. – СПб.: Изд-во Политехнического университета, 2009.
2. Гук Ю. Б. Теория надежности в электроэнергетике. – Л.: Энергоатомиздат, 1990.
3. Гук Ю. Б. Анализ надежности электроэнергетических установок. – Л.: Энергоатомиздат, 1988.

Горелик Татьяна Григорьевна, канд. техн. наук, доцент, заведующая отделом автоматизированных систем управления Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gorelik_t@ntcees.ru

Кабанов Павел Владимирович, инженер отдела автоматизированных систем управления Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: kabanov_p@ntcees.ru

Кириенко Олег Владимирович, ведущий инженер отдела автоматизированных систем управления Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: kirienko_o@ntcees.ru

Gorelik T. G., Kabanov P. V., Kirienko O. V.

Approaches to increase the structural reliability of relay protection.

The article discusses approaches to improve the structural reliability of relay protection as well as methods and criteria for its evaluating.

Key words: *relay protection and automation, structural reliability, fault tree, fault rate, trip logic, majority system.*

УДК 621.311

Ф. Н. Гайдамакин, Р. П. Теплоухов

Оперативный мониторинг топливообеспечения электростанций Единой энергосистемы России

В статье описываются программно-технические решения, использованные при создании автоматизированной системы оперативного мониторинга топливообеспечения электростанций (далее – АС «Топливо ТЭС»). Описаны принципы, технологии и алгоритмы, использовавшиеся для организации централизованной системы мониторинга топливообеспечения.

Ключевые слова: топливообеспечение электростанций, оперативный мониторинг, автоматизированная система.

Введение

Информация о состоянии запасов, ежесуточном поступлении и расходе топлива по видам (уголь, мазут, газ, торф) и маркам используется при осуществлении оперативно-диспетчерской деятельности ОАО «СО ЕЭС» и для представления в Минэнерго России.

Автоматизированная система оперативного мониторинга топливообеспечения электростанций предназначена для автоматизации функций информационного обмена между ОАО «СО ЕЭС» и субъектами электроэнергетики: сбора ежесуточной отчетности «Сведения о топливообеспечении электростанций и котельных» (Приложение 64 к приказу Минэнерго России от 23.07.2012 № 340 «Об утверждении перечня представляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее представления»), проверки полноты и достоверности полученной информации и формирования выходных форм для пользователей информации.

История вопроса

В электроэнергетический комплекс ЕЭС России входит около 700 электростанций мощностью свыше 5 МВт. На конец 2013 г. общая установленная мощность электростанций ЕЭС России составила 226 470,18 МВт.

Увеличение установленной мощности электростанций ЕЭС России за счет вводов нового, а также модернизации действующего генерирующего оборудования электростанций составило 3 399,97 МВт. Ввод новой мощности в 2013 г. на электростанциях ЕЭС России с учетом электростанций промышленных предприятий составил 3 738,37 МВт.

Проблема топливообеспечения электростанций возникает вместе с появлением самих электростанций. Для планирования и осуществления бесперебойной работы генерирующего оборудования и баланса всей Единой энергосистемы России на неделю, месяц и год вперед электростанции должны обладать достаточными запасами топлива, которые регулируются Системным оператором ЕЭС.

До настоящего времени процесс мониторинга топливообеспечения был децентрализован и хаотичен. Появление автоматизированной системы оперативного мо-

ниторинга топливообеспечения электростанций позволило решить существующие проблемы мониторинга и автоматизировать функции формирования необходимой отчетности, представляемой в Минэнерго России.

Основные задачи АС «Топливо ТЭС»

Задачами системы являются:

- предоставление работникам субъектов (объектов) электроэнергетики, ответственным за предоставление в ОАО «СО ЕЭС» ежесуточной информации о топливообеспечении электростанций, программных средств формирования и отправки информации;
- предоставление работникам ИТ-подразделений субъектов (объектов) электроэнергетики программных средств, позволяющих отправлять в ОАО «СО ЕЭС» информацию о топливообе спечении электростанций, сформированную прикладными автоматизированными системами;
- предоставление пользователям ОАО «СО ЕЭС» программных средств для получения и контроля данных, подготовки сводных и аналитических отчетов и справочной информации о топливообеспечении электростанций.

Получаемые в результате представления субъектами электроэнергетики данные о ежесуточном потреблении и запасах топлива позволяют проводить анализ достаточности топливообеспечения как на конкретном объекте, так и в рамках региональной энергосистемы или в рамках всей ЕЭС.

Описание компонентов

АС «Топливо ТЭС» состоит из следующих основных элементов:

- сервер приложений АС «Топливо ТЭС» (в ДМЗ ОАО «СО ЕЭС»);
- веб-сервис приложения АС «Топливо ТЭС» (доступ пользователей к приложению через веб-браузер) [1];
- сервер приложения MS SQL Ananlysis Services (включающий средства для работы с OLAP-кубами и интеллектуального анализа данных) (в ДМЗ ОАО «СО ЕЭС»);
- база данных АС «Топливо ТЭС».

Взаимодействие элементов АС «Топливо ТЭС» осуществляется при информационном обмене [2]. Информация о топливообеспечении электростанций передается ежедневно по следующей схеме:

Электростанция (субъект электроэнергетики) → веб-сервер АС «Топливо ТЭС» → → Технологи РДУ, ОДУ, ИА ОАО «СО ЕЭС».

Схема взаимодействия АС «Топливо ТЭС» с объектами ОДУ, РДУ, субъектами электроэнергетики представлена на рис. 1.

Структура системы

С точки зрения архитектуры АС «Топливо ТЭС» представляет собой приложение, соответствующее стандартам J2EE и развертываемое на серверах приложений J2EE. Приложение инсталлируется в ДМЗ в режиме веб-сервера и в исполнительном аппарате ОАО «СО ЕЭС» в режиме Центра обработки данных (ЦОД) [3].

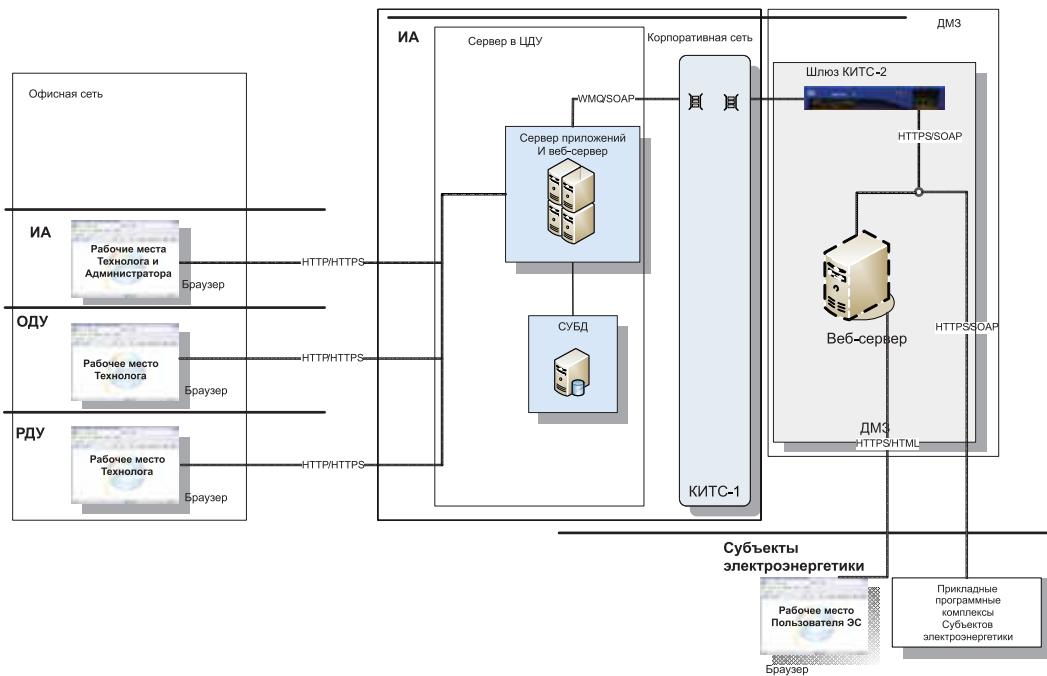


Рис. 1. Схема информационного обмена АС «Топливо ТЭС»

С точки зрения реализации приложение представляет собой war-файл с требуемыми внешними ресурсами – источник баз данных, соединение с менеджером очередей WMQ и ряд настроек приложения.

Для взаимодействия между различными инсталляциями приложения, а также для взаимодействия с внешними системами АС «Топливо ТЭС» предоставляет web-сервисы.

Состав системы и назначение подсистем

Система состоит из следующих компонентов:

- база данных MS SQL (БД);
- сервер приложений JBoss AS (СП);
- модуль приложения АС «Топливо ТЭС»;
- сервер MS SQL Analysis Services;
- утилита экспорта данных из АС «Топливо» v.1.

База данных

БД хранит данные приложения АС «Топливо ТЭС».

БД реализована в соответствие с реляционной моделью.

Целевая СУБД – Microsoft SQL Server 2008 R2.

БД обеспечивает хранение оперативных данных по топливообеспечению, текущего набора НСИ.

Сервер приложений JBoss

Сервер приложений Jboss предназначен для запуска, администрирования и контроля над работой приложения АС «Топливо ТЭС».

Сервер приложений выполняет следующие функции:

- обеспечивает администрирование приложения АС «Топливо ТЭС»;
- отслеживает статус работоспособности приложения;
- ведет протоколирование работы компонентов АС «Топливо ТЭС».

Операции по конфигурированию доступны только администратору.

Модуль приложения АС «Топливо ТЭС»

Приложение АС «Топливо ТЭС» является средством обмена информацией между субъектами электроэнергетики и технологами диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС».

Основная задача – обеспечить прием отчетной информации от пользователей субъектов электроэнергетики о топливообеспечении электростанций и предоставить формы для анализа принятой информации технологам диспетчерских центров соответствующего уровня.

Приложение АС «Топливо ТЭС» выполняет следующие функции:

- просмотр нормативно-справочной информации из Единой системы справочников;
- ввод ежесуточных данных о топливообеспечении;
- ввод иных требуемых отчетных данных (ОНЗТ, ННЗТ, договорные объемы поставок газа на квартал);
- формирование сводных отчетов о топливообеспечении в разрезе различных элементов (по дате/периоду, по видам топлива, по электростанциям и т. д.);
- просмотр и редактирование прав доступа пользователей системы.

Сервер MS SQL Analysis Services

MS SQL Analysis Services предназначен для создания и оформления отчетов и включает в себя средства для работы с OLAP-кубами и интеллектуального анализа данных.

Генератор отчетов на основе MS SQL Analysis Services предлагает выборки данных из базы данных по любым находящимся в ней значениям в соответствии с ограничениями, накладываемыми моделью OLAP-куба. Модель OLAP-куба может быть дополнена или изменена силами технических специалистов.

Утилита экспорта данных из АС «Топливо» v.1

Утилита экспорта данных из АС «Топливо» v.1 предназначена для предварительного формирования нормативно-справочной информации, для переноса архивных данных о топливообеспечении за предыдущие периоды (для возможностей анализа).

Техническое решение

Система функционирует в виде двух серверов – веб-сервер в ДМЗ для внешних пользователей и ЦОД в ИА ОАО «СО ЕЭС». Каждый сервер представляет собой сервер приложений JBoss AS с установленным программным компонентом типа war АС «Топливо ТЭС».

С веб-сервером в ДМЗ посредством веб-интерфейса взаимодействуют внешние пользователи, а сам веб-сервер передает в ЦОД необходимые данные посредством КИТС-2 через Datapower, который пробрасывает данные в виде сообщений

в WebSphere MQ. Сами сообщения представляют собой вызовы WS-сервисов – SOAP-сообщения версии 1.2.

ЦОД представляет собой также и веб-сервер для внутренних пользователей, с которым пользователи также работают через веб-интерфейс.

Авторизация на сервере ЦОД внутренних пользователей происходит по протоколу Kerberos/NTLM, а на веб-сервере в ДМЗ – на основе логин/пароль, заведенных в КИТС-2.

ЦОД взаимодействует с ЕСС в целях загрузки актуальной версии НСИ, для чего из ЕСС производится выгрузка файла НСИ и через веб-интерфейс АС «Топливо ТЭС» импортируется в приложение.

Также ЦОД имеет возможность импорта информации по топливообеспечению из АС Топливо 1.0. Для этого используется утилита экспорта, которая экспортирует данные из базы Oracle АС Топливо 1.0 в zip-файл, из которого далее через веб-интерфейс АС «Топливо ТЭС» данные импортируются в приложение.

С сервером MS SQL Analysis Services взаимодействуют только внутренние пользователи ОАО «СО ЕЭС», когда необходимо создать новую выборку данных из базы данных АС «Топливо ТЭС».

Результат для заказчика

- Возможность автоматизированной загрузки данных по топливообеспечению электростанций.
- Централизованная система с необходимостью технического обслуживания только в ИА.
- Автоматизированное формирование отчетных форм и выгрузка их в электронном или печатном виде.
- Генератор произвольных отчетных форм в рамках заданной модели данных, основанной на представляемой ежесуточно информации.

Список литературы

1. Веб-сервисы. Для профессионалов. – СПб.: Питер, 2003.
2. Шаблоны интеграции корпоративных приложений : Пер. с англ. – М.: ООО «И. Д. Вильямс», 2007. Парал. тит. англ.
3. Создание корпоративных систем на основе Java 2 Enterprise Edition. Руководство разработчика : Пер. с англ. – М.: Издательский дом «Вильямс», 2001. Парал. тит. англ.

Гайдамакин Федор Николаевич, ведущий аналитик отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gfn@alteropower.ru

Теплоухов Роман Павлович, бизнес-аналитик отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: trp@alteropower.ru

Gaidamakin F. N., Teplouhov R. P.

Operational Monitoring of Power Plants Fuel Supply in United Power System of Russia.

The article describes program and technical solutions, which have been used during the development of automated system for operational monitoring of power plants fuel supply. The principles, technologies and algorithms are described that were used for organizing the centralized system of fuel supply monitoring.

Key words: *power plants fuel supply, operational monitoring, automated system.*

УДК 621.311

А. Х. Есипович, А. Н. Смирнов

Анализ результатов мониторинга режимных параметров ЕЭС России с помощью СМПР в различных схемно-режимных условиях

Приведены результаты анализа данных, полученных с помощью СМПР при различных технологических нарушениях в ЕЭС России. Анализ характера изменения режимных параметров ЕЭС/ОЭС (частота, мощность, напряжение, относительный угол) включал оценку эффективности использования этих параметров при решении задач оперативно-диспетчерского, режимного и противоаварийного управления, а также оценку состава и объема исходных данных, необходимого для определения динамических характеристик энергообъединений.

Ключевые слова: мониторинг режимных параметров, система мониторинга переходных процессов, технологическое нарушение, динамические свойства энергосистемы.

В 2006 г. в энергообъединении ЕЭС/ОЭС введена в эксплуатацию система мониторинга переходных режимов (СМПР). Внедрение СМПР обеспечило получение уникальных данных об изменении режимных параметров (частота, мощность, напряжение, относительный угол) не только в квазиустановившихся режимах, но и в аварийных режимах при технологических нарушениях, связанных с аварийными небалансами мощности в различных частях ЕЭС/ОЭС. Каждое такое технологическое нарушение по существу является пассивным экспериментом, позволяющим оценить динамические свойства как ЕЭС в целом, так и входящих в нее объединенных энергосистем.

Вместе с тем в первые годы после внедрения СМПР в ЕЭС России данные цифровых регистраторов СМПР использовались в основном только для верификации цифровой динамической модели энергообъединения, т. е. подробная обработка данных выполнялась всего для десятка технологических нарушений [1–3]. При этом динамические характеристики энергосистем и ЕЭС в целом не определялись и анализ изменения динамических свойств в зависимости от схемно-режимных условий не проводился.

Только в конце 2009 г. в ОАО «НТЦ ЕЭС» по заказу ОАО «СО ЕЭС» была выполнена научно-исследовательская работа, посвященная анализу данных цифровых регистраторов СМПР при технологических нарушениях.

Целями работы являлись определение динамических свойств отдельных ОЭС и ЕЭС в целом, выявление влияния на эти свойства схемно-режимных условий, состава нагрузки и генерации, места, вида и тяжести технологического нарушения и т. п., а также оценка возможности использования определенных динамических характеристик и свойств энергообъединений для решения задач оперативно-диспетчерского, режимного и противоаварийного управления.

В качестве исходных данных для выполнения работы использовались записи показаний цифровых регистраторов СМПР, полученные системой мониторинга в период с 2006 г. по август 2009 г. включительно. Всего в процессе выполнения работы была выполнена обработка данных СМПР по 201 технологическому нарушению.

После обработки данных регистраторов СМПР по всем технологическим нарушениям был выполнен подробный анализ характера изменения режимных параметров

тров ЕЭС/ОЭС (частота, мощность, напряжение, относительный угол). Этот анализ включал оценку эффективности использования этих параметров при решении задач оперативно-диспетчерского, режимного и противоаварийного управления, а также оценку состава и объема исходных данных, необходимого для определения динамических характеристик энергообъединений.

Частота напряжения

Как показали исследования, наиболее информативным параметром, регистрируемым СМПР при технологических нарушениях, является частота напряжения. Этот параметр обеспечивает оценку динамических характеристик энергосистемы, а также позволяет получить информацию о ее колебательных свойствах.

Известно, что в протяженном энергообъединении при возникновении небаланса мощности максимальные отклонения частоты в динамическом переходе в различных точках энергообъединения различны, имеют наибольшее значение и наступают раньше вблизи места возмущения, т. е. проявляется эффект «волны частоты» [4].

Наиболее известным экспериментом, в ходе которого, в частности, проверялись особенности протяженного энергообъединения, являлись проводившиеся в 1979 г. системные испытания параллельной работы ОЭС Сибири с ЕЭС СССР [5]. Анализ результатов испытаний показал, что отклонение частоты в динамическом переходе имеет максимальное значение вблизи места возмущения и снижается по мере удаления от него. Была зафиксирована и «волна частоты», однако ввиду несовершенства измерительных приборов и отсутствия их точной синхронизации по времени эта фиксация могла носить лишь качественный характер.

С появлением СМПР ситуация изменилась коренным образом. Наличие большого количества зарегистрированных технологических нарушений, связанных с возникновением внезапных небалансов активной мощности, являющихся по существу «пассивными» экспериментами, позволило выполнить количественную оценку динамических свойств энергообъединения ЕЭС/ОЭС.

Для выполнения подобной оценки был выбран ряд небалансов, имевших место как в различных ОЭС ЕЭС России (внутренние небалансы), так и за ее пределами (внешние небалансы). При этом в большинстве случаев удалось выбрать одинаковые места и величины небалансов, которые возникали в различное время года при различном уровне потребления в энергообъединении ЕЭС/ОЭС. По осциллограммам изменения частоты напряжения для каждого регистратора при отдельных небалансах определялось время задержки реакции на небаланс активной мощности в каждой из энергосистем.

В качестве примера на рис. 1 приведены осциллограммы изменения частоты напряжения для внешнего небаланса – отключения блока АЭС в энергосистеме Украины, вызывающего дефицит мощности в ЕЭС России. Распространение «волны частоты» при внешних по отношению к ЕЭС России небалансах мощности показано на рис. 2. На рис. 2 цифрами обозначены времена распространения «волны частоты» (в секундах) от места возникновения аварийного небаланса до соответствующего регистратора при похожих аварийных возмущениях, имевших место в различные годы (с 2006 по 2009).

Анализ распространения «волны частоты» при возникновении различных небалансов позволил сделать следующие выводы:

- ЕЭС России не является концентрированным энергообъединением, и в нем наблюдается «волна частоты». Время распространения «волны частоты» в ЕЭС

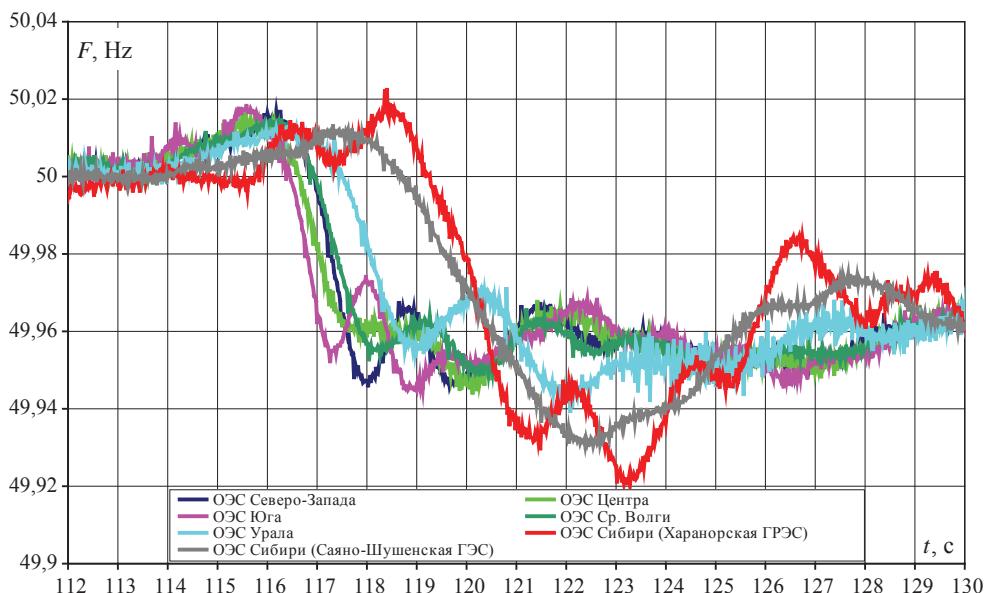


Рис. 1. Отключение блока АЭС Украины с небалансом 984 МВт 17.07.2006

при внешних небалансах в определенных схемно-режимных условиях при движении «волны частоты» с запада на восток или с юга на север может превышать 3 секунды;

- время распространения «волны частоты» зависит от схемно-режимных условий работы ЕЭС и может меняться (при одинаковых по величине и месту возникновения небалансах) в значительных пределах. Это время, как правило, увеличивается при уменьшении суммарного потребления ЕЭС/ОЭС (в летние месяцы). Можно предположить, что это связано с выводом в ремонт системообразующих ЛЭП, что приводит к увеличению «электрической» удаленности регистраторов, установленных в различных ОЭС, друг от друга;
- скорость (время) распространения «волны частоты», определенная при близких схемно-режимных условиях и аварийных небалансах, имевших место в 2008–2009 гг., по отношению к 2006–2007 гг. несколько снижается. Возможно, что это связано с усилением системообразующей сети, произошедшим в последние два года.

Основной динамической характеристикой энергосистемы по частоте является зависимость изменения частоты во времени (скорость изменения частоты) при возникновении небаланса активной мощности [4]. Скорость изменения частоты для определения динамических характеристик при экспериментах, проведенных в 80–90-е годы прошлого века, вычислялась в начальный момент времени $t = 0$ при возникновении небаланса [4, 6]. Однако такой подход вряд ли применим к осциллографам измерения частоты, полученным с помощью регистраторов СМПР. Из рис. 1 видно, что вследствие флюктуаций режима и большой скважности измерений (20 миллисекунд) практически невозможно определить начальный момент возникновения небаланса. Кроме того, начальная скорость изменения частоты не дает представления о динамических свойствах системы. Вместе с тем по осциллографам видно, что при воз-

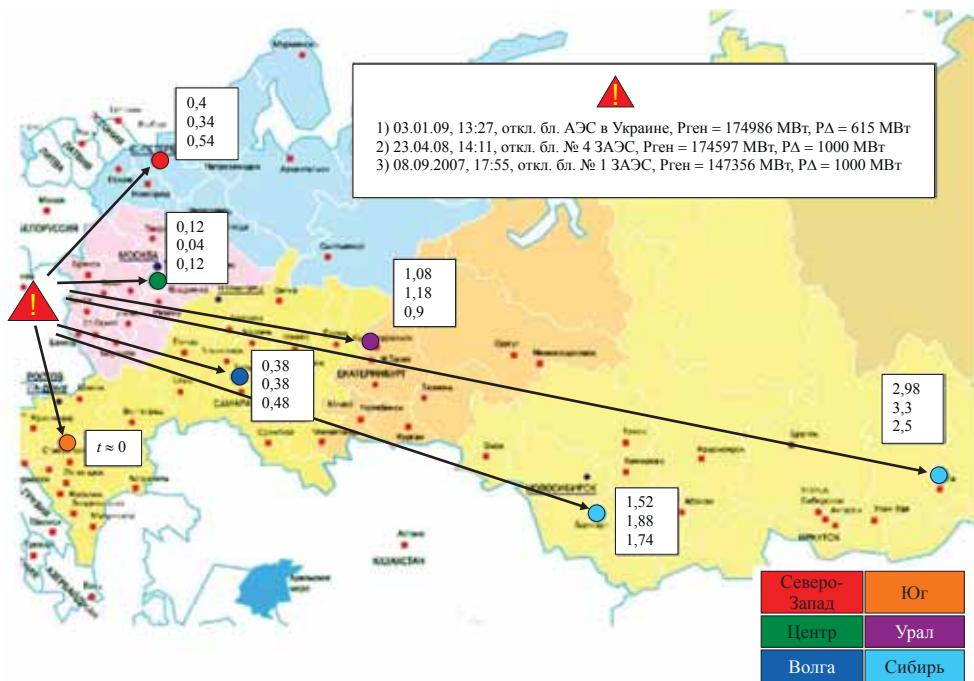


Рис. 2. Распространение «волны частоты» в ЕЭС России при аварийных небалансах на Украине

никновении небаланса частота некоторое время меняется равномерно и монотонно. Именно по этому, практически линейному участку, начинающемуся через некоторое время после возникновения небаланса, целесообразно определять скорость изменения частоты энергосистемы. Пример определения скорости изменения частоты ОЭС для одного из небалансов приведен на рис. 3.

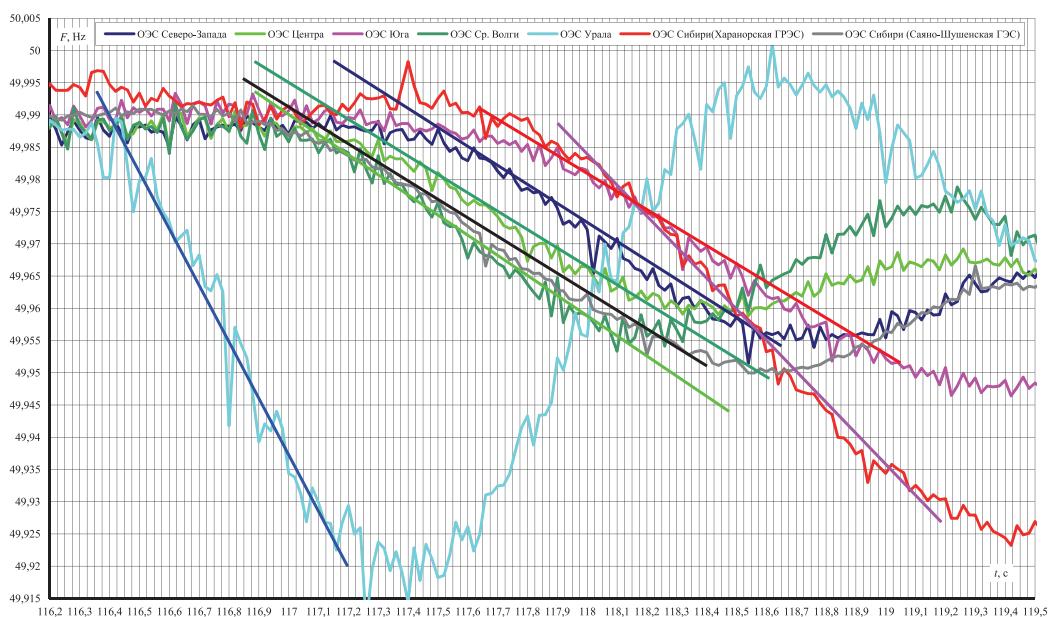


Рис. 3. Пример определения скорости изменения частоты

Динамические характеристики отдельных ОЭС, полученные при возникновении аварийных небалансов в этих ОЭС, сведены в табл. 1. В этой таблице для каждой ОЭС приведены причина, место, время и величина аварийного небаланса, а также потребление ЕЭС/ОЭС и аварийной ОЭС. Для всех случаев выполнен расчет динамических характеристик ОЭС (скорость изменения частоты и ее максимальный «провал»).

Таблица 1
Динамические характеристики отдельных ОЭС

Небаланс				Потребление		Динамические характеристики ОЭС	
Место	Авария	Дата	ΔP , МВт	ЕЭС/ ОЭС P_{Σ} , МВт	Авар. ОЭС, МВт	Скорость изм. частоты, Гц/с	Макс. «провал» частоты, Гц
ОЭС Урала	Откл. бл. № 5 СГРЭС-2	04.08.2006	804	124 109	25 869	0,0833	0,0736
	Откл. бл. № 1 НВГРЭС	28.08.2007	808	152 655	26 698	0,0875	0,0673
	Откл. бл. № 5 СГРЭС-2	04.02.2008	808	204 983	33 393	0,0732	0,0523
	Откл. бл. № 2 СГРЭС-2	12.01.2009	800	197 159	32 477	0,0778	0,0562
ОЭС Средней Волги	Откл. бл. № 1 БалАЭС	29.01.2007	750	176 549	н. д.	0,0435	0,0271
	Откл. бл. № 2 БалАЭС	19.09.2008	1072	173 388	12 982	0,0806	0,0442
	Откл. бл. № 2 БалАЭС	04.05.2009	1070	146 040	9 780	0,0667	0,0369
ОЭС Сибири	Откл. 3 ГГ на СШГЭС	29.02.2008	1300	191 311	26 590	0,1824	0,205
	Откл. 2 ГГ на СШГЭС	10.08.2009	1246	144 343	19 895	0,2000	0,1814
ОЭС Центра	Откл. бл. № 2 СмАЭС	16.10.2007	559	170 152	25 105	0,0143	0,0233
	Откл. ТГ-3 КурАЭС	26.03.2008	500	183 269	28 198	0,0179	0,0233
	Откл. бл. № 2 СмАЭС	17.04.2008	1010	181 651	28 957	0,0175	0,035
ОЭС Северо-Запада	Откл. бл. № 3 КАЭС	02.04.2009	1027	167 184	11 588	0,0547	0,046
ОЭС Юга	Откл. бл. № 1 ВдАЭС	17.04.2007	650	144 585	6 804	0,0780	0,0431
	Откл. бл. № 1 ВдАЭС	25.11.2007	1053	167 870	9 098	0,1222	0,0732

Анализ таблицы показывает, что:

- скорость изменения частоты в ОЭС (при одинаковых дефицитах) не является постоянной величиной. Она зависит от величины потребления ЕЭС/ОЭС и ОЭС (ОЭС – в большей степени), однако даже при резком (почти вдвое) изменении потребления не изменяется более чем на 10–15 %. С ростом потребления скорость изменения частоты имеет тенденцию к снижению;
- максимальный «провал» частоты зависит от величины потребления в ЕЭС/ОЭС и ОЭС и имеет тенденцию к снижению при ее увеличении. Это может быть связано с увеличением доли генерации, реагирующей на изменение частоты, и увеличением регулирующего эффекта нагрузки.

Эквивалентная механическая инерционная постоянная системы согласно [6, 8] может быть определена экспериментально при мгновенном сбросе генерирующей мощности. При этом по записям переходного процесса изменения частоты определяется максимальная скорость изменения частоты в момент возникновения небаланса, т. е. при $t = 0$.

Вычисление эквивалентной постоянной механической инерции энергосистемы (τ_{J_0}) в [6] рекомендуется проводить по следующей формуле:

$$\tau_{J_0} = (df/dt)/\Delta P,$$

где ΔP – значение изменения мощности, отнесенное к суммарной мощности включенных агрегатов.

Вместе с тем в [4] величину изменения мощности (небаланса) ΔP рекомендуется относить к суммарному потреблению. В настоящей работе величина небаланса (ΔP) определялась по отношению к суммарному потреблению ЕЭС/ОЭС.

Результаты расчета эквивалентной механической инерционной постоянной энергосистемы при возникновении внезапных дефицитов мощности приведены на примере возникновения дефицитов в ОЭС Урала (табл. 2).

Из табл. 2 видно, что экспериментальные значения эквивалентной механической инерционной постоянной энергосистемы, определенные при одном и том же технологическом нарушении в различных точках ЕЭС, значительно отличаются друг от друга. Авторы [4] также отмечают, что из-за проявляющегося в протяженном (неконцентрированном) энергообъединении эффекта «волны частоты» начальная скорость изменения частоты и максимальное ее отклонение тем больше, чем ближе место регистрации частоты к месту возмущения, «что может приводить как к завышению экспериментально полученного значения инерции, так и к его занижению». Как показано выше, эффект «волны частоты» в ЕЭС проявляется весьма значительно. Это свидетельствует о том, что экспериментальная формула для определения τ_{J_0} в условиях такого протяженного энергообъединения, каковым является ЕЭС/ОЭС, не применима, так как она получена при условии, что вся энергосистема может быть сведена к одной эквивалентной машине, что справедливо только для концентрированного объединения, где роторы всех синхронных машин при возникновении дефицита мощности начинают двигаться одновременно.

Анализ данных табл. 2 показывает, что (применительно к ОЭС Урала) τ_{J_0} имеет тенденцию к уменьшению при росте потребления ЕЭС/ОЭС. Можно предположить, что в первый момент времени из-за «волны частоты» на небаланс реагирует только ОЭС Урала, и постоянную инерции можно было бы определить по отношению к генерации именно этой ОЭС. Поэтому в таблице приведено также потребление ОЭС Урала и постоянная инерции, определенная таким образом. Надо отметить, что величины τ_{J_0} , отнесенные к потреблению Урала, довольно хорошо коррелируются с данными, приведенными в [4]. Вместе с тем очевидно, что в условиях ЕЭС/ОЭС экспериментальное определение τ_{J_0} нецелесообразно, так как эта величина не имеет ясного физического смысла. Действительно, τ_{J_0} , определенная 28.08.2007 в ОЭС Сибири на Саяно-Шушенской ГЭС (9,263 с), оказывается значительно больше, чем τ_{J_0} , определенная на Харанорской ГРЭС (5,458 с), несмотря на то что Саяно-Шушенская ГЭС электрически расположена гораздо ближе к месту дефицита («волна частоты» на

Харанорскую ГРЭС доходит на 0,8 с позже, чем на Саяно-Шушенскую ГЭС). Это, очевидно, связано с тем, что ОЭС Сибири сама по себе не является концентрированной энергосистемой, а величина τ_{j_s} зависит от потребления (или генерации) концентрированной части ОЭС.

Таблица 2

**Экспериментальные значения эквивалентной механической
инерционной постоянной энергосистемы**

Дата	Событие	ΔP , МВт	ОЭС	Регистр.	Потребление ЕЭС	Потребление Урала	$\tau_{j_s}, \text{с}$	$\tau_{j_3\text{Урала}}, \text{с}$
04.08.2006	отключение блока СГРЭС-2	804	Урал	РефтГРЭС	124 109	25 869	3,887	18,647
			Ср. Волга	ЖигГЭС			5,972	
			Сибирь	С-ШГЭС			7,288	
			Центр	РязГРЭС			5,701	
			Сев.-Зап.	ПС ЛЕН			8,551	
			Юг	СтаврГРЭС			9,329	
28.08.2007	отключение блока Нижневартовской ГРЭС	808	Урал	РефтГРЭС	152 655	26 698	3,025	17,293
			Ср. Волга	ЖигГЭС			8,469	
			Сибирь	С-ШГЭС			9,263	
			Центр	РязГРЭС			9,263	
			Сев.-Зап.	ПС ЛЕН			9,263	
			Сибирь	Хар.ГРЭС			5,458	
			Юг	СтаврГРЭС			7,609	
04.02.2008	отключение блока СГРЭС-2	808	Урал	РефтГРЭС	204 983	33 393	2,694	16,534
			Ср. Волга	ЖигГЭС			6,504	
			Сибирь	С-ШГЭС			5,716	
			Центр	РязГРЭС			9,362	
			Сев.-Зап.	ПС ЛЕН			9,066	
			Юг	СтаврГРЭС			10,38	
12.01.2009	отключение блока СГРЭС-2	800	Урал	РефтГРЭС	197 159	32 477	2,608	15,835
			Ср. Волга	ЖигГЭС			6,979	
12.01.2009	отключение блока СГРЭС-2	800	Сибирь	С-ШГЭС	197 159	32 477	5,113	
			Центр	РязГРЭС			8,656	
			Сев.-Зап.	ПС ЛЕН			8,521	
			Юг	СтаврГРЭС			8,44	

Мощность по линии электропередачи

Цифровые регистраторы СМПР измеряют активную и реактивную мощности по линиям электропередачи. Активная мощность, передаваемая по линии, может использоваться для оценки колебательных свойств энергосистемы. Вместе с тем представляется, что информативность этого параметра в значительной степени зависит от того, на какой линии электропередачи происходит его измерение. Как правило, значительное изменение мощности, достаточное для оценки частотного спектра ко-

лебаний и его изменения при изменении схемно-режимных условий, наблюдается только в случае, когда измерение мощности происходит вблизи места возникновения дефицита. Вместе с тем реакция частоты напряжения на этот же дефицит позволяет выполнить частотный анализ и по регистратору, расположенному на значительном расстоянии от места технологического нарушения.

Таким образом, представляется, что измерение активной мощности дает дополнительную информацию только в случаях, когда есть возможность получения суммарного перетока по всем линиям контролируемых сечений энергообъединения. В остальных случаях частота напряжения оказывается более информативным параметром, что будет показано ниже.

Измерение реактивной мощности по линиям не дает никакого представления о динамических свойствах энергосистемы.

Напряжение

Напряжение ОРУ электростанций, высоковольтных подстанций или блочных трансформаторов, измеряемое регистраторами СМПР в месте их установки, не содержит какой-либо дополнительной информации о динамических характеристиках энергосистемы и по информативности значительно уступает таким измеряемым параметрам, как частота напряжения и активная мощность. При технологических нарушениях, связанных с возникновением аварийных небалансов мощности, напряжение должно незначительно меняться только непосредственно в месте возникновения небаланса. Даже в том случае, когда причиной небаланса является короткое замыкание и последующее отключение линии, заметное изменение напряжения можно зафиксировать только вблизи места возникновения аварии.

Вместе с тем анализ данных СМПР показывает, что небалансы активной мощности могут вызывать заметное снижение напряжения даже на большом удалении от места их возникновения. Это вызвано, как правило, неправильной работой автоматических регуляторов возбуждения сильного действия.

Таким образом, напряжение, измеряемое СМПР при технологических нарушениях, дает представление о правильности функционирования АРВ сильного действия, что позволяет эффективно использовать этот параметр в системе мониторинга системных регуляторов.

Относительные углы векторов напряжения

Все цифровые регистраторы СМПР имеют функцию измерения абсолютного угла. Таким образом, цифровые регистраторы обеспечивают получение относительных углов между всеми точками, где они установлены. Выполненный в ОАО «НТЦ ЕЭС» комплекс работ по проверке эффективности использования информации об относительном угле протяженного транзита для режимного и противоаварийного управления активной мощностью энергоблоков показал, что эта информация СМПР может при определенных схемно-режимных условиях использоваться для организации подобного управления [7]. Довольно эффективным оказывается использование относительных углов и для верификации динамических моделей [3].

Анализ характера изменения относительных углов между всеми ОЭС ЕЭС России при возникновении внешних и внутренних по отношению к ЕЭС небалансов показывает, что:

- европейская часть ЕЭС России обладает достаточной «жесткостью», чтобы воспринимать внешние небалансы практически как концентрированное объединение: при возникновении внешних небалансов углы между ОЭС Центра, Северо-Запада, Средней Волги и Юга меняются очень незначительно. Исключение составляет ОЭС Сибири, связи которой с европейской частью ЕЭС довольно слабы;
- ЕЭС обладает хорошими демпферными свойствами: межзональные низкочастотные колебания между отдельными ОЭС характеризуются значительными декрементами затухания.

Вместе с тем информативность этого параметра не слишком велика. Анализ данных СМПР показывает, что относительные углы не дают каких-либо эксклюзивных сведений о динамических свойствах ЕЭС/ОЭС. Поэтому представляется, что хранение данных СМПР об абсолютных углах не является обязательным.

Как уже указывалось выше, наиболее информативным параметром, позволяющим оценить интегральные динамические свойства энергообъединения ЕЭС/ОЭС и отдельных ОЭС, является частота напряжения. Этот параметр позволяет также получить представление о колебательных свойствах протяженного энергообъединения в его различных точках. Основные частоты межзональных колебаний принципиально можно получить путем измерений периодов этих колебаний непосредственно по графикам изменения частоты и мощности. Вместе с тем наибольший интерес представляют спектральные характеристики отдельных ОЭС, так как они позволяют выявить все основные резонансные частоты.

В ОАО «НТЦ ЕЭС» для получения спектральных характеристик используется программно-вычислительный комплекс «Анализ». В ходе проведенных исследований были рассмотрены аварийные небалансы, имевшие место в ОЭС Урала (см. табл. 3). Данный небаланс выбран потому, что он являлся в период с 2006 по 2009 г. наиболее часто повторявшимся технологическим нарушением, что позволило сравнить частотные спектры энергосистем в семи различных схемно-режимных ситуациях.

Таблица 3

**Аварийные небалансы мощности,
возникавшие в ОЭС Урала**

№ п/п	Причина небаланса	Дата и время	P_{Σ} , МВт	ΔP , МВт	Обозначение на графике
1	Отключение блока № 5 Сургутской ГРЭС-2	04.08.2006 8:12	124 109	804	42.2006.124.804
2	Отключение блока № 3 Сургутской ГРЭС-2	11.05.2007 15:29	156 746	780	26.2007.156.780
3	Отключение блока № 6 Сургутской ГРЭС-2	23.07.2007 7:20	124 900	808	34.2007.124.808
4	Отключение блока № 6 Сургутской ГРЭС-2	03.01.2008 23:58	183 003	804	1.2008.183.804

Окончание табл. 3

№ п/п	Причина небаланса	Дата и время	P_s , МВт	ΔP , МВт	Обозначение на графике
5	Отключение блока № 5 Сургутской ГРЭС-2	04.02.2008 10:32	204 983	808	6.2008.204.808
6	Отключение блока № 2 Сургутской ГРЭС-2	12.01.2009 9:53	197 159	800	4.2009.197.800
7	Отключение блока № 3 Сургутской ГРЭС-2	03.02.2009 0:44	167 947	800	7.2009.167.800

В качестве примера на рис. 4 приведены записи частоты напряжения при рассматриваемых технологических нарушениях, полученные с регистратора, установленного в ОЭС Урала (Рефтинская ГРЭС), а на рис. 5 – результаты расчетов спектральных характеристик (частотные спектры), полученных с помощью ПВК «Анализ».

Анализ результатов спектрального анализа частоты напряжения позволяет сделать следующие выводы:

- частотные спектры, полученные с помощью ПВК «Анализ», содержат в области 0,2–0,8 Гц значительное количество резонансных частот, являющихся частотами так называемых «межзональных» колебаний;
- при изменении схемно-режимных условий резонансные частоты могут смещаться, а их амплитуды могут меняться в значительном диапазоне. Можно предположить, что изменение резонансных частот связано с изменением потребления отдельных ОЭС, различным составом генерирующего оборудования, а также изменением загрузки межсистемных связей.

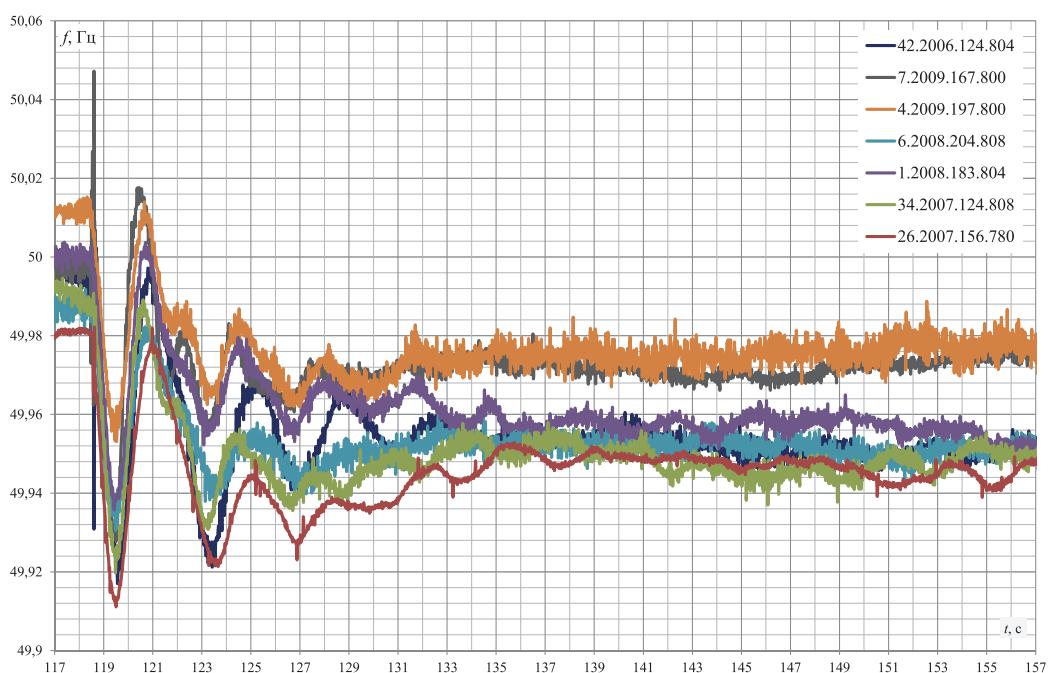


Рис. 4. Изменение частоты в ОЭС Урала

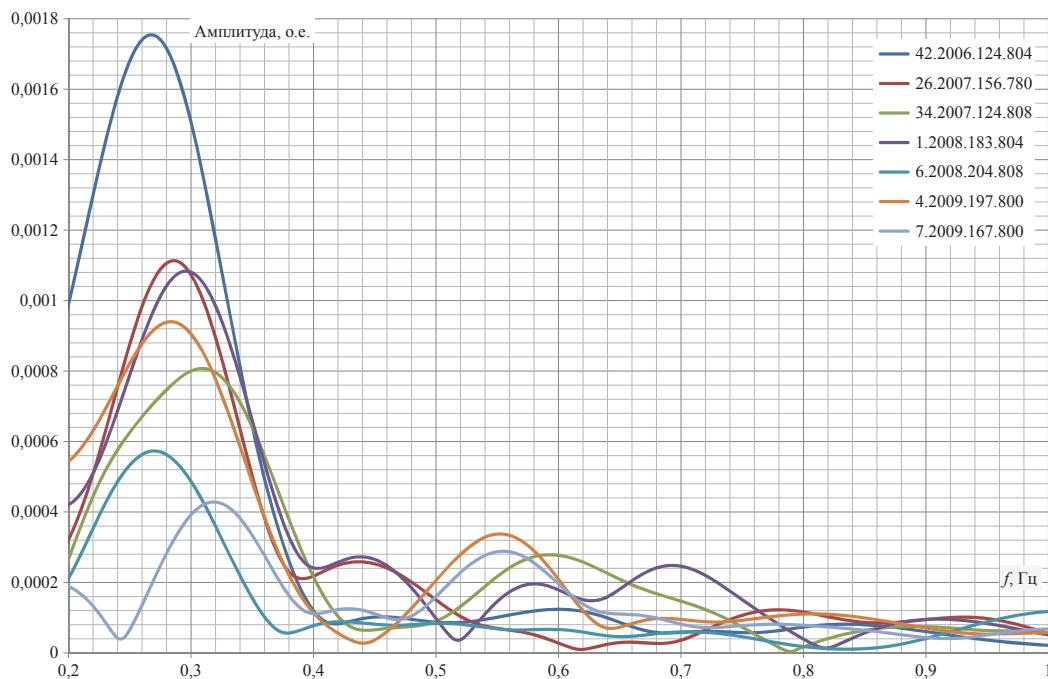


Рис. 5. Частотный спектр в ОЭС Урала

Следует обратить внимание, что частотные спектры получены при анализе изменения частоты напряжения, а не изменения активной мощности по линии, несмотря на то что запись активной мощности использовать предпочтительнее с позиций частотного анализа, так как эта запись гораздо более «чистая» и не требует фильтрации. Вместе с тем спектр, полученный по частоте напряжения, оказывается значительно более информативным. Дело в том, что в спектре частоты напряжения должны присутствовать все частоты, наблюдаемые в месте установки регистратора, в то время как в мощности присутствует в общем случае только часть этих частот. Действительно, в случае, когда крупный генерирующий узел, на котором установлен регистратор, примыкает к двум межсистемным связям, соединяющим эту систему с двумя другими, расположенными по разные стороны от места его установки, то на этих межсистемных связях спектры частот могут не совпадать. Иллюстрация этого положения приведена на рис. 6–8, где показаны частота напряжения (рис. 6), переток активной мощности по линии (рис. 7) и спектры частоты и мощности (рис. 8).

Таким образом, анализ характера изменения режимных параметров ЕЭС/ОЭС по данным цифровых регистраторов СМПР показал, что:

- ЕЭС России не является концентрированным энергообъединением, и в нем наблюдается «волна частоты». Время распространения «волны частоты» зависит от схемно-режимных условий работы ЕЭС и может меняться (при одинаковых по величине и месту возникновения небалансах) в значительных пределах. Усиление системообразующей сети способствует уменьшению времени распространения «волны частоты».

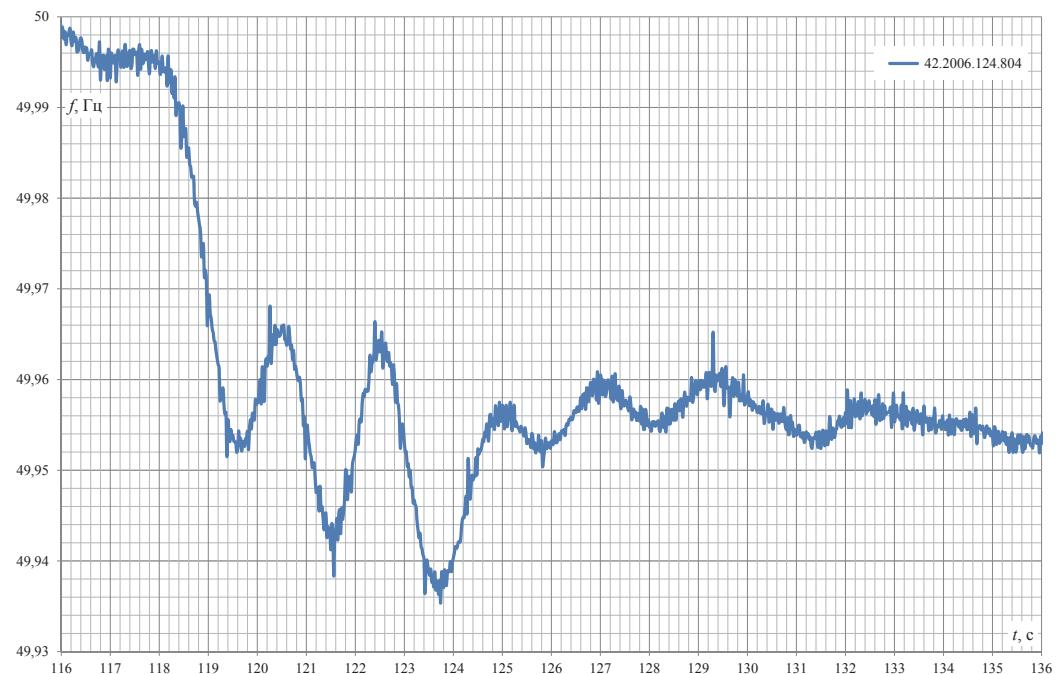


Рис. 6. Частота напряжения

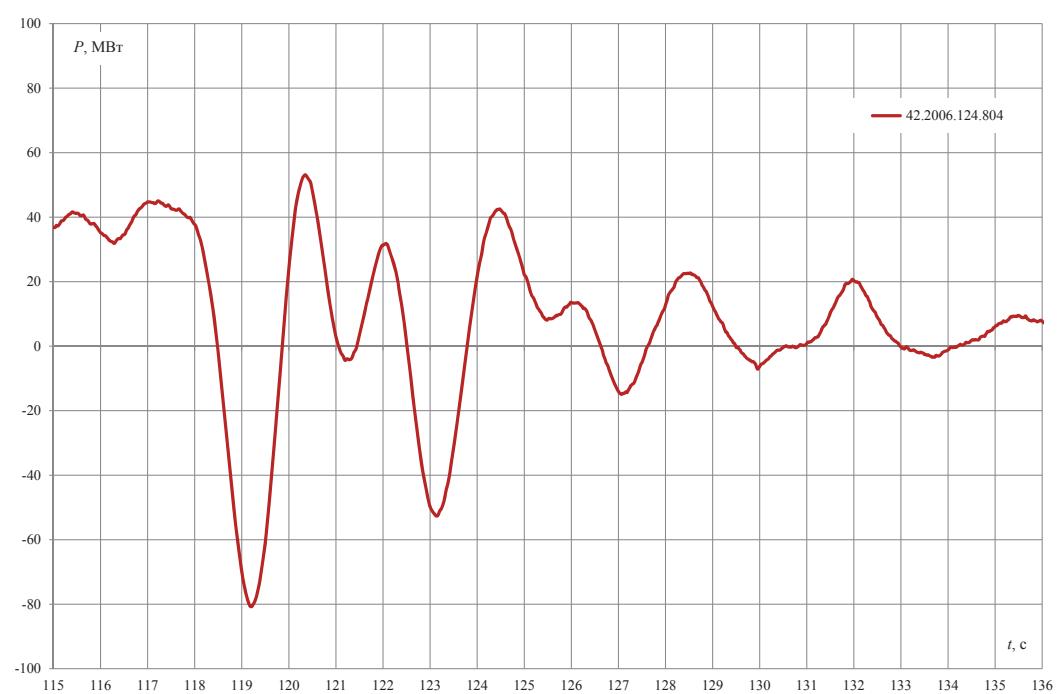


Рис. 7. Активная мощность по линии

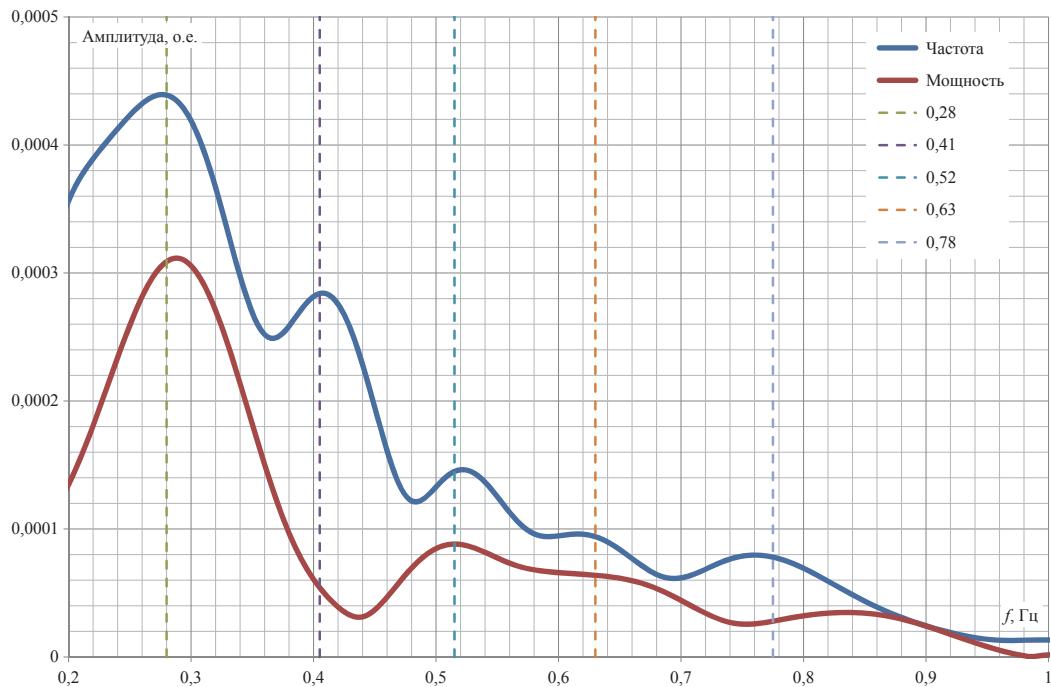


Рис. 8. Спектры частоты и мощности

- Скорость изменения частоты, а также ее максимальный «провал» зависят в значительной мере от величины потребления ОЭС и имеют тенденцию к снижению при его увеличении, что, очевидно, связано с увеличением доли генерации, реагирующей на изменение частоты, и увеличением регулирующего эффекта нагрузки.
- ЕЭС России обладает хорошими демпферными свойствами: межзональные низкочастотные колебания между отдельными ОЭС характеризуются значительными декрементами затухания.
- Наиболее информативным параметром является частота напряжения: ее регистрация позволяет получить все динамические характеристики ЕЭС/ОЭС и отдельных ОЭС.
- Механическую эквивалентную постоянную инерции энергосистемы (τ_{J_0}) с учетом особенностей структуры ЕЭС/ОЭС для оценки динамических свойств ЕЭС/ОЭС или отдельных ОЭС использовать нецелесообразно.

Как показали проведенные исследования, СМПР является эффективным средством для мониторинга режимных параметров ЕЭС России. Регулярный анализ данных СМПР позволит понять, как меняются с развитием ЕЭС России динамические свойства отдельных энергосистем и энергообъединения в целом, а также разработать предложения по использованию определенных динамических характеристик и свойств энергообъединений для решения задач оперативно-диспетчерского, режимного и противоаварийного управления.

Список литературы

1. *Ayuev B. I., Dyachkov V. A., Zhukov A. V., Kouzmin S. E., Kulikov Y. A., Gerasimov A. S., Esipovich A. H., Smirnov A. N.* IPS/UPS Reference Dynamic Model and its Validation per WAMS Recordings // Monitoring of Power System Dynamics Performance, 28–30 April 2008, Saint Petersburg.
2. *Аюев Б. И., Герасимов А. С., Есипович А. Х., Куликов Ю. А.* Верификация цифровых моделей ЕЭС/ОЭС // Электричество. 2008. № 5.
3. *Жуков А. В., Куликов Ю. А., Герасимов А. С., Есипович А. Х., Смирнов А. Н.* Оценка достоверности динамических моделей сложных энергосистем // Релейщик. 2011. № 1. С. 30–33.
4. *Горбунова Л. М., Портной М. Г., Рабинович Р. С. и др. / под ред. С. А. Совалова.* Экспериментальные исследования режимов энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
5. *Левит Л. М., Горбунова Л. М., Рабинович Р. С. и др.* О реакции протяженной системы на небалансы активной мощности // Электричество. 1982. № 1. С. 20–23.
6. Методические указания по определению устойчивости энергосистем. Часть II. – М.: Союзтехэнерго, 1979.
7. *Андреюк В. А., Гущина Т. А., Кияткина С. Р., Семенов Н. К.* Оценка эффективности алгоритма управления переходными режимами протяженных транзитов с использованием информации об относительных углах по данным системы мониторинга переходных режимов // Известия НИИ постоянного тока. 2010. № 64.

Есипович Аркадий Хаимович, канд. техн. наук, доцент, заведующий лабораторией испытаний и моделирования электроэнергетических систем отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: esipovich_a@ntcees.ru

Смирнов Андрей Николаевич, заведующий лабораторией исследований электроэнергетических систем отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: smirnov_a@ntcees.ru

Esipovich A. H., Smirnov A. N.

Analysis of results of UPS of Russia operating conditions monitoring obtained from WAMS in various scheme configurations and operating modes.

Results of analysis of data obtained from WAMS during various contingencies in the UPS of Russia are presented. Analysis of IPS/UPS operating conditions (such as frequency, electric power, voltage and relative angle) behavior included estimation of efficiency of application of this parameters for dispatch, steady-state and emergency control. Also combination and amount of initial data, required to identify dynamic characteristics of a power system, was estimated.

Key words: *operating conditions monitoring, WAMS, contingency, power system dynamics.*

УДК 621.314

Н. Б. Кутузова

Информационная система для организации данных о генерирующем и сетевом оборудовании ЕЭС России

Представлена информационная система «Элемент» для актуализации и сопровождения перспективной расчетной модели ЕЭС России. Приведено функциональное описание основных и вспомогательных операций, пользовательского интерфейса, даны предложения по дальнейшему развитию системы.

Ключевые слова: информационная система, актуализация, перспективная расчетная модель, сетевое и генерирующее оборудование.

В ОАО «НТЦ ЕЭС» разработана информационная система в области энергетики (далее – ИС «Элемент») с целью организации данных о существующих и планируемых энергетических объектах ЕЭС России. ИС «Элемент» предназначена для сбора, хранения, актуализации и представления информации о генерирующем и сетевом оборудовании ЕЭС России, а также ведения базы данных сопутствующей документации при выполнении ежегодной актуализации перспективной расчетной модели ЕЭС России, исследований электроэнергетических режимов и др.

ИС «Элемент» целесообразна к применению в первую очередь организациями-участниками процесса актуализации перспективной расчетной модели ЕЭС России.

1. Общие сведения о системе

1.1. Предпосылки разработки ИС «Элемент»

Для проведения исследований установившихся электроэнергетических режимов и балансовой надежности при решении задач перспективного развития ЕЭС России, а также создания эквивалентных схем ЕЭС России для комплекса программ планирования и анализа долгосрочных режимов ежегодно выполняется актуализация расчетной модели ЕЭС России на перспективу до 10 лет (приказ ОАО «СО ЕЭС» № 486 от 24.12.2009).

Расчетная модель ЕЭС России формируется в формате ПК «RastrWin» на основе схем контрольных замеров и включает в себя расчетные модели семи ОЭС ЕЭС России (Востока, Сибири, Урала, Средней Волги, Юга, Центра и Северо-Запада) и энергосистем сопредельных государств (стран Балтии, Беларуси, Украины, Казахстана) на каждый год прогнозного периода.

В процессе ежегодной актуализации расчетной модели происходит уточнение решений, в том числе по объемам и срокам ввода генерирующих мощностей, строительству электрических сетей, параметрам энергообъектов. Информация о развитии энергосистем принимается на основе данных, поступающих от ОАО «СО ЕЭС», ОДУ и анализа документов по развитию, охватывающих одинаковый (или пересекающийся) период планирования.

В результате формируется база данных по каждой ОЭС с информацией о планируемых изменениях в энергосистемах, которая затем используется в процессе со-

здания расчетных моделей и сводных таблиц для отчета по работе. Отчетными материалами по работе, предоставляемыми заказчику, являются перспективные расчетные модели каждой ОЭС и ЕЭС в целом в формате RastrWin, отчеты в формате Word, приложения в формате Excel.

Документы по развитию отражают на различных уровнях и с различной степенью детализации планы по перспективному развитию ЕНЭС, могут отличаться периодом планирования и периодичностью актуализации. Первоочередной документ для обоснования включения объекта в перспективные расчетные схемы – СиПР ЕЭС России. Планирование развития сетевой инфраструктуры осуществляется также в соответствии с инвестиционной программой ОАО «ФСК ЕЭС» (ИП ФСК). Существует целый ряд других документов, связанных с планированием развития генерации и сети (генеральная схема размещения объектов электроэнергетики, региональные СиПР электроэнергетики, ИП ОАО «ФСК ЕЭС» и генерирующих компаний и др.). При этом сведения о развитии одного и того же объекта могут не соответствовать друг другу (например, объект присутствует в одном документе и отсутствует в другом, или отличаются год ввода объекта, его параметры). Для выполнения работы по актуализации в текущем году принимается единственный вариант развития по каждому сетевому или генерирующему объекту.

На сегодняшний день база данных ежегодно формируется в формате Excel, где данные о планируемых вводах/выводах структурируются в таблицах по объектам «генерация», «ЛЭП», «трансформаторы», «УКРМ» и «потребители». Сводная информация из этих таблиц используется для отчетов в формате Word.

База данных перспективных объектов создается по каждой ОЭС, в процессе участвуют специалисты ИА ОАО «СО ЕЭС», ОДУ/РДУ и ОАО «НТЦ ЕЭС». Однако процесс происходит децентрализованно и не сопровождается средствами автоматизации. Отсутствие единого инструмента для мониторинга, хранения, обмена информацией и соответствующими документами о перспективном развитии ОЭС/ЕЭС среди участников процесса, а также ручная обработка данных приводят к нестыковкам информации, ошибкам и нерациональным затратам времени.

Кроме того, в настоящих формах представления результатов не фиксируются несовпадающие варианты развития объекта, если такие были выявлены в процессе анализа нескольких актуальных документов. Также затруднительно проследить историю изменения планов по развитию конкретного объекта; восстановить параметры объекта, если планы по его реализации возобновляются после их длительной консервации, и др.

Что касается баз данных действующего в ЕЭС России электроэнергетического оборудования, то сегодня в РДУ и ОДУ существуют локальные базы данных по составу и параметрам установленного энергетического и электротехнического оборудования и ЛЭП, применяется классификатор оборудования. Однако это базы (или каталоги) различной структуры и содержания, доступ к данным, обмен данными и порядок их актуализации не formalизованы. Кроме того, в этих базах отсутствуют данные о планируемых вводах/демонтажах генерации и развитии сети, которые необходимы для создания и актуализации модели ЕЭС на перспективу.

Представляется целесообразным сведение воедино и систематизация информации о текущих и перспективных составе и параметрах оборудования ЕЭС России (с ограниченной степенью детализации).

Информационная система, созданная на основе современных информационных технологий, позволит усовершенствовать ежегодный процесс актуализации перспективной расчетной модели ЕЭС России посредством решения основных задач:

- упорядочивание данных о действующих электроэнергетических объектах и их параметрах;
- упорядочивание данных о планах развития энергосистем на перспективу и их ежегодная актуализация с сохранением истории их изменения;
- создание и ведение базы документов по развитию, нормативных и рабочих материалов;
- поиск и представление в унифицированной форме ретроспективных, текущих и перспективных данных об объектах;
- контроль вводимой информации и мониторинг рабочего процесса.

В 2003 г. в ОАО «ВНИИЭ» были начаты работы по созданию единой системы классификации и кодирования (ЕСКК) и ее гармонизации с действующими в отрасли официальными общероссийскими классификаторами и стандартами МЭК, например [1]. В период с 2010 по 2012 г. ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» совместно с ОАО «Институт „Энергосетьпроект“» были разработаны документы для внедрения в российскую электроэнергетику единой системы описания и обмена данных на основе общей информационной модели (СИМ) [2, 3]. Эта информационная структура включает в себя систему ЕСКК. Однако в целом эта работа ориентирована на создание интегрированной системы информационного обмена в рамках технологического и оперативного управления, что не отвечает задачам, поставленным перед ИС «Элемент», в первую очередь – сопровождения и актуализации перспективной расчетной модели ЕЭС России. Кроме того, реализация разрабатываемой ОАО «НТЦ ФСК» системы – это длительная трудоемкая задача, включающая множество этапов. После внедрения системы ЕСКК как одного из этапов целесообразно пересмотреть принятые в ИС «Элемент» описание параметров генерирующего и сетевого оборудования и сетевой топологии. В текущей версии ИС используется классификатор ОКПО – для электростанций; номера и диспетчерские наименования, присваиваемые в соответствии с [4], – для подстанций и линий электропередачи.

1.2. Технология разработки

Информационная система разработана на языке программирования C#. Для увеличения скорости разработки и качества программного кода используются современные технологии Model View Controller, Entity Framework, LINQ. Использование технологий Microsoft для разработки целесообразно, поскольку приложения RastrWin и Excel, принципиально необходимые для импорта/экспорта данных, предоставляют внешним программам интерфейс, работающий по технологии COM от Microsoft.

Информационная система состоит из следующих основных компонент:

- хранилища, которое представляет собой реляционную базу данных, состоящую из набора связанных между собой таблиц; для ее обслуживания используется специализированное программное обеспечение – SQL сервер (отдельно на сервере хранятся внешние данные, например документы);
- Веб-приложения, представляющего собой специально разработанную программу с реализованными бизнес-процессами, которая принимает запросы,

приходящие от пользователя по сети, обращается к хранилищу для поиска, размещения или обработки информации и возвращает пользователю ответ в виде страницы веб-обозревателя.

Веб-технология реализации информационной системы подразумевает размещение хранилища данных и программного кода на единственном сервере. Пользователи ИС получают доступ к нему посредством стандартного веб-обозревателя (например, Internet Explorer, Firefox и др.) путем ввода адреса ИС в сети Интернет (или в локальной сети организации), все дальнейшие действия выполняются на сервере.

Веб-технология, в отличие от разработки локального приложения, позволяет избежать установки специализированного программного обеспечения на компьютерах пользователя, а также отказаться от хранения данных на локальных компьютерах, что может вызвать рассогласование или утрату данных. Кроме того, упрощается процедура обновления программного обеспечения, которая будет выполняться только на сервере.

Пользователи могут также обращаться к ИС с помощью мобильных устройств (планшетов), работающих под управлением операционной системы Android версии 2.1 и выше и iOS (iPad устройства). Это означает возможность работы с ИС без привязки к рабочему месту.

1.3. Представление данных, вспомогательные операции

Интерфейс

Страницы интерфейса базируются на едином шаблоне, где вверху рядом с названием ИС расположено главное двухуровневое меню. Наличие или отсутствие пунктов меню определяется ролью аутентифицированного пользователя.

Заголовок подменю указывает путь на страницу в ИС, где в настоящий момент находится пользователь; под заголовком находятся формы ввода или отображения данных. Ширина рабочей зоны пользовательского интерфейса – 1200 пикселей.

В большинстве случаев данные представлены в виде таблиц с функцией сортировки по одному любому столбцу. Для всех таблиц предусмотрены фильтры – в первую очередь по территориальной принадлежности объекта к ОЭС и РЭС, и возможность поиска записей – по названию электростанции или подстанции.

При выборе конкретной записи в большинстве таблиц предусмотрены служебные поля: просмотр детальной информации об объекте, редактирование, удаление записи.

При создании объекта используются раскрывающиеся списки, содержащие как не подлежащий редактированию набор территориальных, временных и технических параметров (перечень ОЭС и зарубежных энергосистем, перечень лет рассматриваемой перспективы, перечень классов напряжения и др.), так и информацию, подлежащую изменению пользователями с заданными ролями. К таким спискам относятся, например, справочники с марками проводов, кабелей и трансформаторов.

Аутентификация и управление пользователями

Роль пользователя в системе задается администратором ИС при создании профиля пользователя. Один пользователь может иметь несколько ролей одновременно. Просмотр и экспорт данных доступны для всех зарегистрированных пользователей, доступность редактирования данных определяется ролью пользователя в ИС.

В текущей версии ИС предполагается наличие следующих ролей пользователей: **администратор, руководитель, куратор и гость.**

Пользователями, зарегистрированными в системе, может управлять «администратор». Удаление пользователя не предусмотрено, так как ссылки на пользователя сохраняются в истории редактирования данных. «Администратор» может заблокировать пользователя, доступ которого к системе нежелателен.

Доступен просмотр сеансов работы любого пользователя в системе за любой выбранный месяц, т. е. активности пользователя. Для каждого сеанса отображается дата, время входа и длительность сеанса, выводится общее время работы в системе.

Вход в систему

Если пользователь не аутентифицирован, то на главной странице доступна форма для аутентификации, ссылки на страницу восстановления пароля, информация о системе (меню **Сервис**) и список контактов (меню **Контакты**). Если пользователь аутентифицировался, то рядом с заголовком системы появляется имя пользователя и ссылка «Выход из системы», становится доступен остальной функционал главного меню, в меню **Сервис** появляется ссылка для смены пароля.

Аутентификация в системе осуществляется посредством ввода пользователем своего имени или электронной почты и пароля (вместе они образуют мандат).

Меню **Контакты** организовано в виде телефонной книги, где абоненты сгруппированы по подразделениям ОАО «НТЦ ЕЭС», филиалам и представительствам ОАО «СО ЕЭС», ряду других энергетических организаций. Управление контактами ограничено ролью пользователя.

Оповещение пользователей

В некоторых случаях, связанных с важным обновлением данных в системе (например, добавление нового документа), предусмотрено оповещение заинтересованных пользователей. Оповещение осуществляется по электронной почте, которая вводится в систему при добавлении пользователя. Письмо содержит краткое описание изменений в ИС и ссылку на соответствующий адрес в ИС.

История редактирования данных

После создания объекта или редактирования его параметров для объекта добавляется запись с именем текущего пользователя и датой изменений. Раскрыв поле «История редактирования», можно проследить историю редактирования данных.

Практически каждая таблица с данными имеет поле «Комментарий». В отличие от поля «Примечание», куда записывается дополнительная техническая информация, в поле «Комментарии» пользователь может добавлять любую информацию для пояснения вносимых в процессе редактирования изменений. Комментарии также сохраняются в истории редактирования.

Проверка вводимых данных

При вводе данных выполняется первичная проверка всех полей на правильность формата вводимых данных (например, в числовое поле должно вводиться только число) и отсутствие незаполненных полей для тех позиций, где заполнение поля обязательно (обязательные поля отмечены). Эта проверка осуществляется напрямую в обозревателе. Более сложные проверки (например, уникальности объекта в ИС)

осуществляются на сервере. Сообщение об ошибке появляется вверху формы после автоматической перезагрузки страницы (рис. 1).

Добавление существующего трансформатора

Трансформатор с таким стационарным номером уже существует

Трансформатор	Размещение
ОЭС: ОЭС Северо-Запада РЭС: Кomi <input type="radio"/> Станция* <input checked="" type="radio"/> Подстанция* ПС 220 кВ Микунь Генераторный? <input type="checkbox"/>	
Выбор марки трансформатора	
Вид: Автотрансформатор Мощность, МВА: Выберите мощность Тип*: AT-125000/220/110 (ВН=230 кВ)	
Шины ВН*	
Шины: 220 кВ	
Шины СН	
Шины: 110 кВ	
Шины НМ*	
Шины: 10 кВ	
Стационарный номер* : 3	

Рис. 1. Пример сообщения об ошибке при проверке уникальности объекта

Стартовая страница

Стартовая страница для аутентифицированного пользователя содержит все пункты главного меню и статистическую информацию о загруженных в ИС действующих электроэнергетических объектах: электростанциях по типам (с суммарной установленной мощностью), подстанциям и ЛЭП по классам напряжения (с суммарными трансформаторной мощностью и длиной соответственно), УКРМ по типам (с суммарной реактивной мощностью); о количестве зарегистрированных пользователей и загруженных материалах.

Стартовая страница также содержит подробные сведения о загруженных за последний месяц материалах с возможностью их просмотра по ссылке (рис. 2).

Название материала	Посмотреть все
310_99012800_29_240.001_2011_ЛА энергостанции	Материалы загружены в раздел
310_99012800_29_240.001_2011_ЛЭСЧ	Стандарты
Инструкция о параллельной работе Ханты-Мансийск	Стандарты
	другие рабочие материалы

Рис. 2. Пример стартовой страницы

2. Основной функционал ИС

Структура ИС «Элемент» функционально разделена на четыре модуля.

Модуль 1. **Существующее состояние энергосистемы** – описание существующей топологии электрических сетей, действующего оборудования и его параметров, включая ретроспективный год ввода в эксплуатацию; учитываются изменения, вносимые в энергосистему в связи с вводом, демонтажем или реновацией оборудования, согласно утвержденным в текущем году планирования проектам.

Модуль 2. **Планируемое развитие энергосистемы** – описание планируемого к вводу, подлежащего демонтажу или реновации оборудования и его параметров, включая перспективный год реализации мероприятий по объектам и ссылки на обосновывающие документы; предусмотрена возможность отображения вариантов развития внутри одного года планирования и сохранение истории планирования.

Модуль 3. **Материалы** – информационное сопровождение ежегодного процесса создания перспективной расчетной модели ЕЭС России: база данных документов по развитию информационных и рабочих материалов.

Модуль 4. **Контрольные замеры** – подготовка базовых режимов текущего года для создания перспективных расчетных схем на основе режимов контрольных замеров в формате RastrWin.

В соответствии с данным функционалом организовано **главное меню** ИС, содержащее пункты **Схема, Перспектива, Инструменты и Материалы** (рис. 2).

Сущностями первых двух модулей ИС являются:

- генерирующие объекты – электростанции и их генерирующее оборудование (энергоблоки, представленные турбинами и генераторами);
- сетевые объекты – подстанции и линии электропередачи и их сетевое оборудование (трансформаторы и автотрансформаторы, УКРМ, провода и кабели);
- шины – ключевой элемент ИС, связывающий генераторы, трансформаторы, отходящие линии и УКРМ в единую электрическую схему.

Существующее и планируемое сетевое и генерирующее оборудование в электросетевом хозяйстве имеет уникальный станционный номер и однозначно идентифицируется в ИС путем определения его принадлежности к шинам электростанции или подстанции конкретной ОЭС и РЭС. Понятие «шина» в ИС соответствует реальным сборным шинам одного класса напряжения подстанции или электростанции (в ПК «RastrWin» шинам соответствуют узлы расчетной схемы). Так, наибольшее число связанных объектов характерно для электростанции, к шинам которой подключены генераторы, (авто)трансформаторы, генераторные трансформаторы, УКРМ, отходящие ЛЭП.

Управление (добавление, удаление, редактирование) существующими объектами осуществляется через меню **Схема**. Здесь поиск и просмотр параметров генерирующего и сетевого оборудования доступен как путем загрузки таблиц с перечнем электростанций или подстанций с дальнейшим переходом к деталям выбранной сущности, так и путем загрузки таблиц с перечнем непосредственно искомого оборудования: энергоблоков, ЛЭП, трансформаторов и УКРМ.

Управление объектами, по которым принято решение о новом строительстве, реконструкции или демонтаже, осуществляется через меню **Перспектива** посредством добавления объектов по титулам, определения мероприятия по объекту, года реализации этого мероприятия и обосновывающих документов.

В меню **Перспектива** можно представить варианты планирования по объектам внутри одного года планирования, несогласующиеся в обосновывающих документах. Здесь же хранится история планирования развития объектов в течение нескольких периодов планирования.

Представление результатов

Для представления результатов работы с таблицами меню **Схема** (т. е. результата применения фильтров, сортировок и поиска) на соответствующих страницах предусмотрен экспорт в Excel. Экспортируется экранная форма таблицы, без применения шаблона (кнопка «Экспортировать в Excel»).

Формирование таблиц с данными о планируемых объектах по заранее созданным шаблонам, разработанным для представления результатов работы по ежегодной актуализации перспективных расчетных моделей, выполняется в меню **Инструменты/Сформировать отчет**. Возможен вывод информации за несколько лет планирования. Шаблоны созданы для следующих планируемых объектов: «энергоблоки», «ЛЭП» (отдельно межсистемные и внутрисистемные), «трансформаторы» и «УКРМ».

Материалы

Все объекты, добавляемые через меню **Перспектива**, должны иметь обоснование, т. е. ссылку на соответствующий обосновывающий документ. Документ должен быть предварительно загружен в меню **Материалы** в раздел «Документы по развитию». На странице деталей этого документа, в свою очередь, отражаются все планируемые объекты, ссылающиеся на документ (рис. 3).

Информация о документе

Документ	
Категория	ИП ФСК
Название	ИП ФСК 2014-2018_проект
Год выпуска	2013
Горизонт планирования	2014-2018
Статус	Проект
Актуальность	Актуален
Примечание	
Файлы документа	
Приложение 1_1 - 2014-2018гг(6809529_вх-10972_31_05_2013).xls (1,1 MB) 10972(6809519_вх-10972_31_05_2013).pdf (163,8 KB)	
Приложение 1_3 к корр-ке ИП 2013(6809528_вх-10972_31_05_2013).xlsx (41,4 KB)	
Приложение 2_1 к корректировке ИП 2013(6809532_вх-10972_31_05_2013).rtf (343,8 KB)	
Приложение 2_1 к проекту ИП 2014-2018(6809533_вх-10972_31_05_2013).rtf (433,8 KB)	
Приложение 1_4 2013г(6809531_вх-10972_31_05_2013).xls (1,2 MB)	
Приложение 1_3 2014-2018 для МЭ(6809527_вх-10972_31_05_2013).xls (287,7 KB)	
Титулы со ссылкой на документ	
ОЭС Северо-Запада	
ПС 330 кВ Мурманская с заходами ВЛ 330 кВ ПС Выходной - Серебрянская ГЭС-15	
Дата загрузки 19.12.2013 0:11:55	
Пользователь Кутузова	
<input type="checkbox"/> История редактирования	

Рис. 3. Страница деталей по документу

Управление любыми документами осуществляется в меню **Материалы**, где они сгруппированы по трем разделам: Документы по развитию, Рабочие материалы и Информационные материалы, которые поделены на категории. Документы в указанных разделах отличаются назначением (адресная информация или мультиобъектная), наличием статуса (утвержден или проект), актуальностью, периодичностью обновления, источником поступления, количеством составляющих документ файлов и др. (например, категории «Положение по управлению режимами» и «Справочники»).

Документ, добавляемый в любую категорию, может состоять из неограниченного количества файлов основных поддерживаемых форматов.

Документ не подлежит удалению, если на него есть ссылка из меню **Перспектива**. Если ссылок нет и была выполнена смена статуса документа с «проект» на «утвержден», то целесообразнее не хранить его промежуточные редакции в отличие от утвержденных в разные годы редакций.

После утверждения документа пользователь должен либо сменить его статус, если содержание не изменилось, либо заменить проект утвержденным документом.

Контрольные замеры

Перспективные расчетные модели создаются на основе **базовых режимов**, которые получаются в результате обработки режимов контрольных замеров (КЗ) предшествующего года. Для формирования базовых режимов четыре режима КЗ, соответствующие характерным режимам потребления, приводятся в соответствие друг другу (и нормальным схемам) и подготавливаются для дальнейшего объединения в схему ЕЭС.

Так, в базовых режимах, в отличие от режимов КЗ, должно содержаться одинаковое число ветвей и узлов во всех 4 режимах, топология ветвей должна соответствовать нормальной схеме (без выведенных в ремонт и аварийно отключенных элементов), названия узлов и параметры ЛЭП должны совпадать во всех режимах, элементы схемы (узлы, районы, территории, токовые зависимости и др.) должны быть пронумерованы определенным образом для их однозначной идентификации в схеме ЕЭС, параллельные ветви должны быть согласованы по направлению, дублирующиеся межсистемные ветви в базовых режимах соседних ОЭС должны быть согласованы по направлению и параметрам и др.

В ИС реализован функциональный модуль **Инструменты/Сравнение контрольных замеров**, позволяющий в рамках подготовки базовых режимов выполнить сравнение файлов контрольных замеров формата RastrWin по ряду параметров и сразу же внести необходимые изменения, выбрав чек-бокс рядом с верным вариантом. В процессе сравнения автоматически выполняется перенаправление разнонаправленных параллельных ветвей.

Файлы контрольных замеров (КЗ) загружаются либо в соответствующую категорию «Рабочих материалов» (меню **Материалы**), либо посредством меню **Инструменты/Сравнение контрольных замеров**.

3. Основное меню: Перспектива

3.1. Типы мероприятий, применяемых к объектам

Каждому объекту, добавляемому в ИС через меню **Перспектива**, сопутствует «мероприятие». Рассматриваются следующие мероприятия: **ввод, демонтаж и ре-**

новация. Каждое мероприятие делится на типы в зависимости от того, к генерирующему или сетевому объекту оно применяется.

Так, в соответствии с СиПР ЕЭС мероприятие «ввод» для объекта «энергоблок» делится на типы: «новое строительство», «замена» и «расширение», а мероприятие «демонтаж» – на типы «окончательный» и «под замену».

Демонтаж применительно к ЛЭП может иметь буквальное значение (тип «окончательный») или являться следствием альтернативного технического решения по данной ЛЭП, например, выполнения заходов на промежуточную подстанцию, кабелирования ВЛ, выполнения перезаводки (перефиксации ЛЭП), перевода на другой класс напряжения.

Демонтаж трансформатора может быть как окончательным, так и выполняться под замену.

Термин «реконструкция» принят в ИС для обозначения планируемого изменения мощности существующей электростанции (уменьшения или увеличения) вследствие реконструкции, модернизации или перемаркировки существующего генераторного оборудования.

3.2. Управление статусами объектов

Для обозначения текущей позиции объекта в энергосистеме и отображения ее изменения в перспективе каждому объекту ИС присваивается «статус»: существующий, перспективный, планируемый или демонтирован.

Статус «существующий» автоматически присваивается действующему сетевому или генерирующему объекту, который добавляется в ИС единственным возможным образом – через меню **Схема**. Существующий объект автоматически сменит статус на «перспективный», если этот объект подлежит реконструкции или демонтажу в рассматриваемой перспективе и соответствующее мероприятие определено по отношению к этому объекту через меню **Перспектива**.

Статус «планируемый» автоматически присваивается сетевому или генерирующему объекту, являющемуся объектом нового строительства и планируемому к вводу в рассматриваемой перспективе. Планируемый объект добавляется в ИС также посредством меню **Перспектива**.

На странице информации об объектах в соответствующем пункте меню предусмотрена возможность оперативной (ручной) смены статуса для объектов «энергоблок», «ЛЭП», «трансформатор» и «УКРМ». Оперативная смена статуса предусмотрена для случаев, если состоялась реализация запланированного мероприятия по объекту. При реализации мероприятия типа «ввод» или «реконструкция» планируемый или перспективный объект приобретает статус «существующий», при реализации мероприятия «демонтаж» существующий объект меняет статус на «демонтирован».

Существующие станции и подстанции автоматически отображаются в таблицах меню **Схема** со статусом «перспективный», если с ними связывается объект нового строительства или подлежащий реконструкции или демонтажу.

3.3. Титулы и проекты

В документах по развитию информация о перспективных и планируемых объектах представляется в виде титулов с параметрами объектов и перспективным годом

реализации мероприятия. Например, титул «ПС 330 кВ Мурманская с заходами ВЛ 330 кВ Выходной – Серебрянская ГЭС-1» (в составе 2×АТ по 250 МВ·А, 2×15 км заходов ВЛ и реализацией в 2015 и 2018 гг.), титул «ПС 220 кВ Южная – замена АТ 125 МВ·А на 200 МВ·А» (в составе 1×АТ 200 МВ·А и реализацией в 2016 г.) или титул «Ленинградская АЭС-2» (в составе 4 энергоблоков с различными годами реализации). Титул в общем случае имеет отношение к нескольким объектам.

В ИС также применяется понятие «титул», содержание которого раскрывается в проектах, – титул может включать как один, так и несколько проектов. Понятие «проект» в ИС относится к одному объекту, а совокупность проектов по титулу определяет для пользователя алгоритм моделирования титула в ПК «RastrWin» при формировании перспективных расчетных схем ОЭС. Например, чтобы смоделировать титул «ПС 330 кВ Мурманская с заходами ВЛ 330 кВ Выходной – Серебрянская ГЭС-1», в расчетные схемы необходимо добавить два АТ на новой ПС 330 кВ Мурманская, удалить существующую ВЛ 330 кВ Серебрянская ГЭС-15 – Выходной в связи с выполнением заходов и ввести две новые ВЛ 330 кВ Серебрянская ГЭС-15 – Мурманская и Выходной – Мурманская, всего пять проектов, относящихся к объектам АТ и ЛЭП.

Суть титулов различается для сетевых и генерирующих объектов, поэтому в ИС принято разделение **титулов на Сеть и Генерацию**. Для титула Генерация имя титула полностью соответствует названию электростанции, на которой намечаются изменения установленной мощности, а проекты представляют собой совокупность энергоблоков, подлежащих вводу, демонтажу или реновации на этой электростанции. Например, титул «Ленинградская АЭС-2» включает проекты по вводу энергоблоков № 1–4.

Очевидно, что планы по развитию объекта, представленные в разных документах в рамках одинакового (или пересекающегося) периода планирования, могут не совпадать – начиная от несовпадения года реализации мероприятия по объекту или его параметров и заканчивая отсутствием титула целиком в одном из документов. Поэтому, как правило, в процессе выполнения работы по актуализации в течение текущего года планирования выполняется анализ всех доступных актуальных документов по развитию. Результаты этого анализа фиксируются в виде нескольких проектов внутри титула, относящихся к одному и тому же объекту, но отличающихся параметрами. Например, возможно, что по упомянутому выше титулу ПС 330 кВ Мурманская, документом ИП ФСК не предусмотрена установка второго АТ. Таким образом, один и тот же уникальный объект (АТ-2 на ПС 330 кВ Мурманская) может иметь разные **параметры проекта** согласно разным документам.

Параметрами проекта для всех объектов служат: год реализации мероприятия, тип мероприятия и обосновывающий документ. В текущей версии ИС принято, что для объектов «энергоблок» и «УКРМ» дополнительным параметром, который может отличаться от документа к документу, является мощность. А длина и марка провода/кабеля для объектов «ЛЭП», так же как мощность и напряжения обмоток для объектов «Трансформатор», – это неизменные параметры самих объектов, которые не могут различаться в разных документах.

Обозначать отсутствие проекта в одном актуальном документе при его наличии в другом принято выбором «Отсутствует» («Нет») в поле «Год реализации» (во вто-

рой версии ИС этот признак будет перенесен в поле «Мероприятие»). Утвержденные проекты с годом реализации «Отсутствует» не отображаются в таблицах меню **Схема** и не импортируются в Excel, информация о них есть только в проектах.

Для управления проектами текущего года и корректного перехода к новому году планирования с сохранением истории вводятся понятия «**номер проекта**» и «**утверждение проекта**». Номер проектам присваивается системой автоматически. Если разногласий в документах нет, то все проекты в составе титула будут иметь разные номера. Если по одному объекту добавлено несколько вариантов проектов – пакет, то все проекты в этом пакете будут иметь одинаковый номер.

Под **периодом планирования** в ИС условно принимается один год, в течение которого выполняется работа по актуализации расчетных моделей ЕЭС России. Текущий год планирования завершается формированием таблиц по заданному шаблону в формате Excel, содержащих сводную информацию о планируемых и перспективных объектах, для их представления в отчете по работе. Для завершения работы в текущем году пользователь должен выполнить утверждение одного варианта каждого проекта в составе титула (используется символ √). Объект в составе утвержденного проекта автоматически приобретает статус «перспективный» или «планируемый» и отображается с этим статусом наряду с существующими объектами в таблицах меню **Схема** (до утверждения объекты из меню **Перспектива** не отображаются в меню **Схема**).

После утверждения всех проектов титул также приобретет признак «утвержден», что позволяет при просмотре списка титулов осуществлять быстрый поиск неутверженных проектов в его составе.

Переход к новому году планирования

При переходе к новому году планирования все утвержденные в предшествующем году проекты перемещаются в историю, а перспективные и планируемые объекты перестают отображаться в таблицах меню Схема. Таким образом, при переходе к новому году планирования и до утверждения проектов в новом году в таблицах меню **Схема** отображаются только существующие объекты.

Для восстановления актуальных проектов в новом году планирования предусмотрена функция **дублирования** проектов. Проведя поиск среди перечня уже добавленных в предшествующем году титулов, пользователь переходит к проектам, выполняет дублирование, в случае необходимости редактирует параметры проектов или добавляет новые, ссылаясь на новые документы по развитию, и заново выполняет утверждение.

Реализация проектов

На странице с перечнем титулов предусмотрена возможность выбора для показа реализованных титулов. Всем проектам таких титулов присвоен статус «существующие», а новые проекты в составе реализованного титула в текущем году планирования отсутствуют.

Схематично структура меню Перспектива показана на рис. 4 на примере титула, состоящего из двух проектов. В год планирования (N) проект № 2 имеет два варианта, пользователем утверждается вариант № 2. В год планирования ($N+1$) два варианта имеют проект № 1, пользователем утверждается вариант № 1.

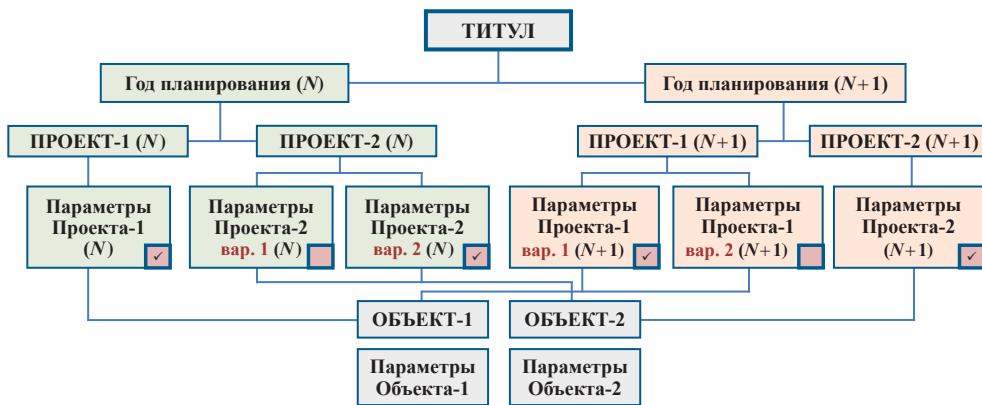


Рис. 4. Схематичное изображение титула и его проектов для двух лет планирования

На рис. 5 показана страница «Информация о титуле» на примере проектов по титулу «Сеть» с именем «ПС 330 кВ Мурманская с заходами ВЛ 330 кВ Выходной – Серебрянская ГЭС-15». Согласно документу «Проект СиПР ЕЭС 2014–2018 гг.» планируется ввод первой очереди ПС 330 кВ Мурманская с АТ-1 в 2015 г. и второй очереди с АТ-2 – в 2018 г. В 2015 г. также выполняются заходы существующей ВЛ 330 кВ Серебрянская ГЭС-15 – Выходной на новую ПС. Однако документом «Проект ИП ФСК 2014–2018» не подтверждается ввод второго АТ в рассматриваемой перспективе, что отображено в отсутствии года реализации проекта и ссылкой на документ. Таким образом, объект АТ(2)-250/330/150/10 на ПС 330 кВ Мурманская имеет два проекта.

Информация о Титуле						
Сеть						
Название титула ПС 330 кВ Мурманская с заходами ВЛ 330 кВ ПС Выходной - Серебрянская ГЭС-15						
ООО ОЭС Северо-Запада						
ГЭС Колская (Мурманская)						
Назначение: Обеспечение возможности подключения новых потребителей						
Год планирования: Все						
Проекты по титулу						
№	Подстанция	Объект	Мероприятие	Год планирования	Год реализации	Документы
1	ПС 330 кВ Мурманской	AT(1)-250/330/150/10	Ввод	2014	2015	СиПР ЕЭС 2014-2020_проект
2	ПС 330 кВ Мурманской	AT(2)-250/330/150/10	Ввод	2014	2018	СиПР ЕЭС 2014-2020_проект
3	ПС 330 кВ Мурманской	AT(2)-250/330/150/10	Ввод	2014	нет	ИП ФСК 2014-2018_проект
4	ВЛ 330 кВ Серебрянская ГЭС-15 - Выходной		Выход	2014	2015	СиПР ЕЭС 2014-2020_проект
5	ВЛ 330 кВ Серебрянская ГЭС-15 - Мурманская		Ввод	2014	2015	СиПР ЕЭС 2014-2020_проект
Добавление проектов по титулу						
<input type="button" value="+ Трансформатор"/>		<input type="button" value="+ ПСП"/>		<input type="button" value="+ УЧМ"/>		
<input type="button" value="Редактировать"/>		<input type="button" value="Дублировать титул"/>		<input type="button" value="К списку титулов"/>		

Рис. 5. Пример состава проектов по титулу «Сеть»

4. Основное меню Схема: объекты информационной системы

Основное меню Схема содержит пункты: Электростанции, Подстанции, Энергоблоки, ЛЭП, Трансформаторы и УКРМ. В соответствующих таблицах хранятся сведения о существующих сетевых и генерирующих объектах ЕЭС России, а также о перспективных и планируемых – в случае утверждения пользователем их статуса. Через меню Схема осуществляется просмотр и добавление существующих объектов, а также экспорт в Excel пользовательских таблиц.

Энергоблоки

Энергоблок в информационной системе представлен в общем случае совокупностью турбин и генераторов (без повышающего трансформатора). При этом энергоблок, турбины и генераторы имеют собственные станционные номера. Тип и количество турбин и генераторов в составе энергоблока определяются технологией, с помощью которой построен энергоблок.

Энергоблок «подключается» к шинам электростанции (ГРУ или токопроводу блока генератор-трансформатор) посредством задания номинального напряжения генератора и определения соответствующего класса сетевого напряжения. К шине этого же сетевого напряжения подключается и обмотка НН соответствующего генераторного трансформатора, который добавляется в ИС. Тогда напряжение обмотки ВН генераторного трансформатора задает сетевое напряжение шины ВН, на которую выдается мощность рассматриваемого генератора.

Принято, что мощность энергоблока определяется мощностями турбин, входящих в его состав.

Так, например, энергоблок № 4 Южной ТЭЦ (Ленинградская энергосистема) установленной мощностью 450 МВт использует технологии комбинированного цикла, т. е. представляет собой парогазовую установку (ПГУ) и состоит из двух газовых турбин ГТЭ-160 с генераторами ТЗФГ-160-2МУ3 и одной паровой турбины Т-125/150-7,4 с генератором ТЗФП-160-2МУ3. Установленная мощность каждой газовой турбины 156 МВт, паровой – 145 МВт. Следовательно, в ИС установленная мощность энергоблока № 4 Южной ТЭЦ будет равна 457 МВт. Выдача мощности энергоблока № 4 осуществляется на шины 110 и 330 кВ (рис. 6).

Информация об энергоблоке

Станция
[Южная ТЭЦ-22](#)

РЭС Ленинградская

Энергоблок

Станционный номер 4
Технология парогазовая установка (ПГУ)
P, МВт 457,0
Статус Существующий
Год ввода в эксплуатацию 2011
Tj - агрегата, с

Турбины

- + Турбина №4-0 Паровая Т-125/150-7,4 145 МВт
- + Турбина №4-1 Газовая ГТЭ-160 156 МВт
- + Турбина №4-2 Газовая ГТЭ-160 156 МВт

Генераторы

- + Генератор №4 ТЗФГ-160-2МУ3 160 МВт (выдача мощности на шины 330 кВ)
- + Генератор №4-1 ТЗФГ-160-2МУ3 160 МВт (выдача мощности на шины 330 кВ)
- + Генератор №4-2 ТЗФГ-160-2МУ3 160 МВт (выдача мощности на шины 110 кВ)

Редактировать

Рис. 6. Пример представления информации об энергоблоке

Для генераторов предусмотрена возможность ввода динамических характеристик и параметров настройки АРВ. Детальную информацию по турбинам и генераторам можно свернуть под знак «+».

Уникальное имя существующего энергоблока на электростанции формируется после задания пользователем станционного номера, мощности турбин и выбора технологии.

ЛЭП

Объектам «ЛЭП» присваивается диспетчерское наименование в соответствии с [4].

Для таблицы с перечнем ЛЭП, добавленных в систему, на странице **Схема/Линии электропередачи** предусмотрены дополнительные фильтры, с помощью которых можно выбрать для показа ЛЭП межгосударственные, межсистемные, межрайонные, а также ЛЭП, входящие в схему выдачи мощности электростанции или в заданное контролируемое сечение. Линии-отпайки представлены в отдельной таблице.

Для корректного автоматического расчета параметров ЛЭП и, при необходимости, их моделирования принято деление ЛЭП на участки. Как минимум ЛЭП содержит один участок, к описанию которого пользователь переходит после идентификации ЛЭП. Характеристики ЛЭП (длина и параметры r , x , b) складываются из характеристик участков, ее составляющих.

Если ЛЭП, подлежащая делению, на участки не разбита, значит информации для описания участков недостаточно (неизвестны длины участков или марки провода). Деление на участки осуществляется в следующих случаях:

- ВЛ, выполненные проводами разных марок или сечений, делятся на участки.
- КВЛ делятся на воздушные и кабельные участки; воздушные участки кВЛ могут быть выполнены разными проводами и также делиться на участки.
- ВЛ с отпайкой(ами) делятся на участки; участки, после которых выполнены отпайки, содержат признак «отпайка». Диспетчерское наименование линии-отпайки начинается со слов «Отпайка ВЛ». Принято, что КЛ не может иметь отпайки, а также допущение о том, что линия-отпайка описывается одним участком (т. е. выполнена одним проводом и не имеет последующих отпаек), при этом она может быть межсистемной.
- Межсистемные ВЛ могут быть поделены на участки до и после границы, если известны их параметры (марка провода и длина).

При добавлении существующей линии электропередачи начальный и конечный пункты (РУ-1 и РУ-2) выбираются из списка предварительно введенных в ИС станций и подстанций. Поле «промежуточная РЭС» указывается для межрайонных или межсистемных ВЛ, если ВЛ частично проходит по территории других РЭС, отличных от тех, где находятся ее начальная и конечная подстанции.

Если ВЛ входит в состав одного из контролируемых сечений, то указывается его номер.

Все существующие линии электропередачи (ЛЭП), добавленные в информационную систему, – переменного тока.

Уникальное имя ЛЭП в ИС формируется после выбора пользователем класса напряжения, РУ-1, РУ-2 и, при необходимости, номера параллельности.

Параметры ЛЭП – r , x , b

Реализована встроенная функция расчета параметров r , x и b для участков ВЛ и КЛ по известным формулам на основании заданных характеристик ЛЭП – nominalного напряжения, сечения (провода или кабеля), числа составляющих проводов, длины и справочных данных – погонного активного сопротивления, среднегеометрического расстояния между фазами (для проводов), параметров C и L (для кабеля, по данным каталога ABB). Для случая если параметры r , x и b достоверно известны пользователю, предусмотрен ручной ввод. Заданные вручную параметры можно корректировать, рассчитанные – нет.

Исходные данные для расчета параметров ЛЭП представлены в меню **Инструменты/Исходные данные/Провода (Кабели)**.

Пример страницы ИС, где реализовано управление участками существующей ЛЭП, показан на рис. 7.

Рис. 7. Пример представления информации об участках кВЛ и их параметрах

Трансформатор

Для добавления (авто)трансформатора в ИС требуется его идентификация по размещению, параметрам и привязка к шинам электростанции/подстанции. С этой

целью составлен редактируемый справочник (меню **Инструменты/Исходные данные/Трансформаторы**), где представлены в упрощенной форме типы применяемых в ЕЭС однофазных и трехфазных (авто)трансформаторов с напряжением обмотки ВН выше 35 кВ, например:

Т	-	40 000	/	220		
ТО	-	417 000	/	750		
АТ	-	200 000	/	220	/	110
АО	-	167 000	/	500	/	220

Для типовых трансформаторов в справочник добавлены сопротивления r и x обмоток и параметры регулирования, для нестандартных трансформаторов эти характеристики подлежат уточнению.

Уникальное имя трансформатора на электростанции/подстанции формируется после задания пользователем вида оборудования (однофазный или трехфазный трансформатор или автотрансформатор), станционного номера, количества обмоток, мощности, напряжения шин на электростанции/подстанции и окончательного выбора типа трансформатора из справочника. Для формирования имени трансформатора к выбранному типу автоматически добавляется станционный номер и, если выбрана однофазная единица, фиксируется их количество. Например, трехфазному двухобмоточному трансформатору присваивается имя Т(1)-20000/110/6, а группе однофазных автотрансформаторов присваивается имя 3*АО(2)-167000/500/220.

Генераторный трансформатор на электростанции имеет соответствующий признак.

В отличие от требований [4] в ИС допускаются одинаковые станционные номера для трансформаторов и автотрансформаторов, поскольку такая нумерация поддерживалась до настоящего времени на электросетевых объектах.

УКРМ

Для устройств компенсации реактивной мощности принята классификация по типам: ШР, УШР, ШРЛ, БСК, СТК, СТАТКОМ, УПК, ТОР, ВРГ. Для всех типов, кроме ТОР, основным параметром объекта является реактивная мощность (ступени) Q (Мвар), для ТОР задается сопротивление R (Ом). Кроме того, обязательно задается станционный номер УКРМ и напряжение шин электростанции/подстанции, где выполняется коммутация устройства. Эти параметры формируют уникальное имя объекта. Необязательное поле – марка устройства. В примечании к объекту целесообразно указать место коммутации (номер системы шин или название ВЛ для линейных устройств), а также диапазон регулирования по реактивной мощности, если устройство регулируемое.

Электростанции и подстанции

Сущности «электростанция» и «подстанция» в ИС наглядно отображают совокупность подключенного к их шинам генерирующего и сетевого оборудования. Расчетный параметр «установленная мощность» – генерирующая для электростанций и трансформаторная для подстанций – складывается из соответствующих мощностей связанных объектов. При этом «текущая мощность» отражает состояние объекта в текущем году планирования, а «новая мощность» – с учетом изменения

мощности в перспективе (на основании параметров объектов, утвержденных пользователем со статусами «перспективный» и «планируемый»). Пример представления информации об электростанции (Южная ТЭЦ) и установленном оборудовании приведен на рис. 8 – указаны установленные энергоблоки, генераторы, подключенные к шинам генераторного напряжения, блочные трансформаторы и отходящие ВЛ 110–330 кВ. Перейдя по каждой ссылке, можно получить детальную информацию по объекту.

Присваиваемое подстанциям диспетчерское наименование отвечает требованиям [4].

Для действующих электростанций заполняется поле «Код по ОКПО», если код присвоен территориальными органами Росстата.

Информация об Электростанции	
Электростанция	
РЭС Ленинградская ОЭС ОЭС Северо-Запада	
Наименование Южная ТЭЦ-22	
Краткое наименование ТЭЦ-22	
Предприятие ТТК-1	
Код ОКПО 345718	
Вид топлива газ, мазут	
Тип ТЭС	
Адрес	
Статус Существующий	
Расчетные параметры	
Текущая установленная мощность 1207 МВт	
Новая установленная мощность 1207 МВт	
Объекты на электростанции	
Энергоблок №1 паросиловая установка (ТЭЦ, КЭС, ГРЭС) 250 МВт	
Турбина №1 Паровая Т-250/300-240-2 250 МВт Генератор №1 ТВВ-320-2/3 300 МВт (выдача мощности на шины 110 кВ)	
Энергоблок №2 паросиловая установка (ТЭЦ, КЭС, ГРЭС) 250 МВт	
Турбин №2 Паровая Т-250/300-240-2 250 МВт Генератор №2 ТВВ-320-2/3 300 МВт (выдача мощности на шины 220 кВ)	
Энергоблок №3 паросиловая установка (ТЭЦ, КЭС, ГРЭС) 250 МВт	
Турбина №3 Паровая Т-250/300-240-2 250 МВт Генератор №3 ТВВ-320-2/3 300 МВт (выдача мощности на шины 220 кВ)	
Энергоблок №4 парогазовая установка (ПГУ) 457 МВт	
Турбина №4-0 Паровая Т-125/150-7,4 145 МВт Турбина №4-1 Газовая Т-3-160-156 МВт Турбина №4-2 Газовая ТГ-300-150 МВт Генератор №4 №4 ТЭФГ-160-2МУ3 160 МВт (выдача мощности на шины 330 кВ) Генератор №4-1 ТЭФГ-160-2МУ3 160 МВт (выдача мощности на шины 330 кВ) Генератор №4-2 ТЭФГ-160-2МУ3 160 МВт (выдача мощности на шины 110 кВ)	
Шины	
Шины 20 кВ	Подключенный объект
Генератор №1 ТВВ-320-2/3 300 МВт (выдача мощности на шины 110 кВ) Генератор №2 ТВВ-320-2/3 300 МВт (выдача мощности на шины 220 кВ) Генератор №3 ТВВ-320-2/3 300 МВт (выдача мощности на шины 220 кВ)	
Шины 15,7 кВ	
Генератор №4 ТЭФГ-160-2МУ3 160 МВт (выдача мощности на шины 330 кВ) Генератор №4-1 ТЭФГ-160-2МУ3 160 МВт (выдача мощности на шины 330 кВ) Генератор №4-2 ТЭФГ-160-2МУ3 160 МВт (выдача мощности на шины 110 кВ)	
Шины 330 кВ	
T(4)-200000/330/15,75 Генераторный Существующий (2010) T(41)-200000/330/15,75 Генераторный Существующий (2010) КЛ 330 кВ Южная ТЭЦ - Южная №1 Существующая КЛ 330 кВ Южная ТЭЦ - Южная №2 Существующая КЛ 330 кВ Южная ТЭЦ - Южная №1 Существующая КЛ 330 кВ Южная ТЭЦ - Южная №2 Существующая	
Шины 220 кВ	
ВЛ 220 кВ Южная ТЭЦ - Южная №1 Существующая ВЛ 220 кВ Южная ТЭЦ - Южная №2 Существующая ВЛ 220 кВ Южная ТЭЦ - Южная №1 Существующая ВЛ 220 кВ Южная ТЭЦ - Южная №2 Существующая	
Шины 110 кВ	
T(1)-400000/110/20 Генераторный Существующий (1980)	

Рис. 8. Пример представления информации о существующей электростанции

5. Развитие ИС «Элемент»

1. В процессе опытно-промышленной эксплуатации ИС формируются предложения по доработке, расширению и оптимизации функционала ИС, усовершенствованию навигации и интерфейса системы.
2. В последующих версиях ИС целесообразно расширить возможности автоматизации процессов формирования базовых режимов и сборки перспективных

расчетных схем при выполнении ежегодной работы по актуализации расчетных моделей ЕЭС России.

3. В ходе эксплуатации системы будут накапливаться сведения о реализованных проектах за предшествующие годы (при изменении статуса объекта «планируемый/перспективный» на «существующий» и «существующий» на «демонтирован»). В дальнейшем предлагается рассмотреть целесообразность добавления отдельного пункта меню «Ретроспектива» с обзором введенных в эксплуатацию проектов.
4. Включение в состав объектов ИС элементов постоянного тока – ППТ и ВПТ.

В ОАО «НТЦ ЕЭС» действует база данных объектов постоянного тока «Передачи и вставки постоянного тока», находящихся в эксплуатации в ЕЭС России и зарубежных энергосистемах [5]. В базе данных для каждой ППТ и ВПТ указаны год ввода, основные параметры, причины использования постоянного тока, доступны публикации и картографические материалы. При дальнейшем развитии информационной системы «Элемент» целесообразно включить объекты постоянного тока в число объектов ИС, объединив базу данных ППТ и ВПТ с базой данных ИС.

5. При дальнейшем развитии ИС целесообразно регламентировать работу с ней всех участников процесса актуализации перспективных моделей ЕЭС России, которые смогут в соответствии с предоставленными правами вводить и редактировать данные и получать информацию в унифицированной форме удаленно и самостоятельно.

Список литературы

1. Макоклюев Б. И., Лондер М. И., Попов С. Г. и др. Единая система классификации и кодирования в электроэнергетике. Проблемы и пути решения // Электрические станции. 2006. № 3.
2. Научно-технический отчет ОАО «НТЦ Электроэнергетики» по работе «Создание общей информационной модели ЕЭС на основе стандартов МЭК, разработка систем классификации и идентификации объектов электроэнергетики». – Этап 10. – Т. 2. Проект национального стандарта «Общая информационная модель ЕЭС». – 2011.
3. Протокол совместного заседания Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» и Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики по теме: «Создание общей информационной модели ЕЭС на основе стандартов МЭК, разработка систем классификации и идентификации объектов электроэнергетики» № 10/13 от 24.12.2013.
4. Методические указания по присвоению и принципам построения диспетчерских наименований вновь вводимым в эксплуатацию и реконструируемым объектам электросетевого хозяйства ОАО «ФСК ЕЭС». Приложение 1 к приказу ОАО «ФСК ЕЭС» от 08.09.2011 № 546.
5. Герасимов А. С., Есипович А. Х., Ефимова Е. В., Штайфштейн В. А. Электро передачи и вставки постоянного тока: объекты, технологии, научные разработки : информационная база данных // Известия НИИ постоянного тока. 2002. № 59. С. 189–198.

Кутузова Наталья Борисовна, научный сотрудник отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: kutuzova@ntcees.ru

Kutuzova N. B.

Generating and networking equipment of UPS of Russia related data arrangement Information system.

The Information system “Element” intended for actualization and accompaniment of the perspective computation model of UPS of Russia is presented. The functionality of the basic facilities and the user interface are described, the further system development steps are suggested.

Key words: *Information system, actualization, perspective computation model of UPS of Russia, generating and networking equipment.*

Научная школа НИИПТ – НТЦ ЕЭС

Представлена история создания школы системных исследований в электроэнергетике, основные достижения школы за более чем полвека ее существования.

Ключевые слова: научная школа, энергосистема, режимы, устойчивость, надежность, противоаварийная автоматика, регулирование.

Под научной школой подразумевается длительно существующий творческий коллектив, который занят разработкой научных основ и путей практической реализации решений в области крупной научной (научно-технической) проблемы. Состав школы на разных этапах ее существования может изменяться под действием различных факторов. При этом вчерашние «ученики» становятся «учителями», некоторые отдавали школе несколько лет, а многие – всю жизнь. В течение прошедших 68 лет существования в НИИПТ – НТЦ ЕЭС образовались и получили развитие три научные школы, занятые решением комплексных задач в рамках следующих крупных проблем:

- преобразовательная техника и передача электроэнергии постоянным током;
- высоковольтная техника и линии электропередачи постоянного и переменного тока;
- развитие и управление энергосистемами.

В данной публикации сделана попытка проследить деятельность одной из школ – научной **Школы развития и управления энергосистемами** – от зарождения до настоящего времени, не прибегая к оценкам или сопоставлениям с результатами деятельности других научных школ. Последнее предоставляется сделать самим читателям.

Инициатором и первым руководителем Школы развития и управления энергосистемами стал один из старейших энергетиков профессор Н. Н. Щедрин. Школа с 1955 г. организационно была оформлена на базе лаборатории (отдела) электрических систем НИИПТ. На разных этапах в состав школы входили доктора технических наук Ю. А. Розовский, В. А. Андреюк, Л. А. Кощеев, А. С. Зеккель, А. Н. Зейлигер, С. В. Смоловик, А. Н. Дойников, Н. В. Коровкин, кандидаты технических наук Е. А. Марченко, Ю. Д. Садовский, Д. П. Дижур, Б. М. Шмелькин, Л. М. Левит, В. А. Шлайфштейн, П. Я. Кац, И. А. Гордон, В. Т. Мельник, В. Л. Невельский, М. А. Эдлин, Г. Б. Гофман, А. Х. Есипович, И. И. Штефка, А. С. Герасимов, А. В. Черкасский, Д. Л. Балыбердин, В. П. Коваленко, В. Д. Науменко, О. В. Фролов, В. П. Вагин, Ю. М. Шаргин, В. С. Чудный, Е. В. Сорокин, А. В. Николаев, В. Г. Неуймин, Е. В. Машалов, А. В. Виштибееев, М. К. Сальникова, большая группа инженеров-исследователей и разработчиков.

С первых дней организации школа тесно сотрудничала с кафедрой электрических систем и сетей и другими кафедрами Ленинградского политехнического института, а также с Институтом электромеханики АН СССР, ВНИИЭ, СЭИ, СибНИИЭ и др. Большое влияние на становление и последующее развитие школы оказали выдающиеся ученые и специалисты: академики М. П. Костенко, И. А. Глебов, Ю. Н. Руденко, Н. Н. Тиходеев; доктора наук А. И. Важнов, О. В. Щербачев, И. А. Груздев, М. Л. Левинштейн, С. С. Рокотян, А. В. Поссе, С. А. Соловьев, В. А. Семенов, Г. Р. Герценберг.



1966 г. Профессор Н. Н. Щедрин в первом ряду в центре

Организация лаборатории и формирование школы были ориентированы на решение научно-практических задач, связанных с созданием и развитием энергосистем, региональных энергообъединений (объединенных энергосистем – ОЭС) и Единой энергосистемы СССР, а также систем регулирования и управления ими. Этим определилась тесная связь лаборатории и школы с проектными организациями, прежде всего, Энергосетьпроектом, ТЭП, Гидропроектом и их отделениями, с эксплуатирующими организациями всех уровней – от Главтехуправления Минэнерго СССР и ЦДУ ЕЭС СССР до отдельных подразделений энергосистем и крупных электростанций.

Первоочередной задачей школы стало развитие методологии исследования переходных режимов больших энергосистем. Значительную роль в решении этой задачи, особенно на начальном этапе, сыграло создание в составе лаборатории самой крупной в стране и мире электродинамической модели энергосистемы, которая обеспечивала до наступления эры вычислительной техники возможность исследования переходных процессов в сложных энергосистемах, а в последующем – исследования и испытания различных предложений по усовершенствованию принципов и аппаратуры регулирования и автоматики в условиях, максимально приближенных к натурным. При этом существенное развитие получила и методика моделирования, основы которой были представлены в трудах М. П. Костенко и В. А. Веникова. Были разработаны и реализованы новые типы силового и электронного модельного оборудования (И. А. Гордон, В. Р. Белоусов, Г. Б. Гофман, Н. А. Мичурин).

В составе лаборатории появился и первый в институте вычислительный центр, что позволило, с одной стороны, заняться вопросами цифрового моделирования энергосистем и разработкой программных средств исследования (В. А. Андреюк, Д. П. Дижур, А. С. Зекель, А. В. Черкасский, Н. С. Сказываева, И. А. Богомолова,

А. С. Герасимов), а с другой – создать в последующем на базе электродинамической модели цифро-аналого-физический комплекс – ЦАФК (Ю. Д. Садовский, В. Р. Белогузов, В. Д. Науменко, И. И. Штефка). С использованием ЦАФК в настоящее время решаются практические задачи исследования современных систем регулирования и автоматики (А. С. Герасимов, А. Х. Есипович, Г. В. Кирьянко, Т. А. Гущина).

Одним из наиболее существенных достижений школы в 60-е годы был переход к многомерному анализу статической и динамической устойчивости сложных энергосистем. В большой степени этому способствовало обладание электродинамической моделью, которая позволяла представлять энергосистемы многомашинными эквивалентами. До этого исследования обычно проводились применительно к отдельным объектам или энергосистемам, которые приводились к двух-, в лучшем случае, трехмашинным эквивалентам.

Исследования в многомашинных схемах позволили выявить и оценить взаимное влияние процессов в различных частях энергосистемы, что было особенно важно при создании системы регулирования и автоматики в энергосистемах с кольцевой многосвязной структурой основной сети. С другой стороны, этими исследованиями удавалось обосновать в тех или иных случаях глубокое эквивалентирование для последующих исследований, доступных при использовании имевшихся технических средств, – так называемых расчетных столов, аналоговых ЭВМ, первых малопроизводительных цифровых ЭВМ.

Многомерные исследования сложных энергосистем открывали новые возможности для проектирования развития энергосистем с учетом условий системной надежности и управления режимом сложной энергосистемы.

Платой за демонстрацию возможностей такого анализа был вал практических задач, обрушившийся на лабораторию электрических систем. ЭДМ эксплуатировалась в две, а часто и в три смены. Столь напряженный режим работы в той или иной мере оправдывает отсутствие монографий, к написанию которых поощряли и руководители Главтехуправления, и коллеги из ЦДУ ЕЭС. В лучшем случае результаты исследований излагались в отдельных статьях и докладах. Одним из очевидных результатов исследований тех лет явилась разработка в последующем централизованной системы противоаварийной автоматики.

В ходе исследования процессов в развивающихся энергосистемах Северо-Запада, Центра, Средней Волги, Урала, Сибири, Средней Азии, ЕЭС в целом, энергообъединениях Европы и Китая были предложены методики определения областей динамической устойчивости, выделения «опасных сечений» (Ю. Д. Садовский, Л. А. Кощеев, А. А. Глебовская), выявлена «волна частоты» и предложена оценка эффективности первичного регулирования с учетом статистического исходного состояния систем регулирования (Л. М. Левит), предложен экспресс-метод оценки динамической устойчивости слабых межсистемных связей (Б. М. Шмелькин), исследованы системные особенности поведения в нормальных и переходных режимах протяженных энергосистем переменного тока, в том числе и с применением элементов постоянного тока (Л. А. Кощеев, В. А. Шлайфштейн, Б. Н. Шмелькин, В. Л. Невельский) и др.

На всех этапах велись разработки аналитических методов исследования, в том числе с использованием критериев Ляпунова и других классических методов

(В. А. Андреюк), а с освоением вычислительной техники были разработаны и продолжают разрабатываться цифровые модели и программные средства для исследования различных процессов в энергосистемах и энергообъединениях (В. А. Андреюк, А. С. Зеккель, А. С. Герасимов, Н. С. Сказываева).

В школе сформировались и были развиты в трудах В. А. Андреюка, Е. А. Марченко идеи вероятностных оценок устойчивости и надежности параллельной работы энергосистем, которые позволили в дальнейшем разработать практические подходы к оценке проектных решений с точки зрения надежного функционирования энергосистемы (Е. А. Марченко, А. Н. Зейлигер).

Была разработана методология оценки пропускной способности связей с учетом нерегулярных колебаний нагрузки (В. А. Андреюк). Под руководством Д. П. Дикура впервые была разработана цифровая модель передачи постоянного тока с примыкающими энергосистемами, которая обеспечила возможность по-новому оценить требования к системе регулирования передачи постоянного тока, ее роли и влияния на условия устойчивости энергосистемы (Г. И. Поляк, В. А. Шлайфштейн, П. Я. Кац).

Впервые в стране было выполнено физическое моделирование и проведены системные исследования многоподстанционной передачи постоянного тока, определены области рационального применения в ЕЭС России линий электропередачи переменного и постоянного тока разных классов напряжения (Л. А. Кощеев, В. А. Шлайфштейн), создана физическая модель вставки постоянного тока на преобразователях напряжения (В. А. Шлайфштейн, М. А. Эдлин).

В настоящее время разрабатываются новые подходы к решению проблемы развития энергосистем и обеспечения их устойчивости и надежности с учетом новых экономических отношений (О. В. Фролов, С. В. Смоловик, В. П. Вагин). Разработана методика формирования перспективных расчетных моделей ОЭС и ЕЭС России на основе данных контрольных замеров, создается информационная система для регулярной актуализации расчетных моделей ОЭС/ЕЭС на 15-летнюю перспективу (Ю. М. Шаргин, В. П. Вагин, В. С. Чудный, Н. Б. Кутузова). С использованием перспективных расчетных моделей комплексно решаются задачи, связанные с развитием энергосистем всех уровней (О. В. Фролов, В. П. Вагин, С. В. Смоловик, А. С. Брилинский).

Большое количество работ было посвящено проблеме регулирования возбуждения генераторов. Первые работы, относящиеся к 50-м годам (Ю. Д. Розовский, Л. А. Кощеев, Ю. Д. Садовский), проводились в сотрудничестве с лауреатом Ленинской премии Г. Р. Герценбергом (ВЭИ). На последующих этапах были предложены и внедрены на ряде электростанций различные усовершенствования в системах регулирования, в частности, принятые в том или ином виде во всех современных АРВ управление уставкой в переходных режимах и нелинейное регулирование по каналам стабилизации (Л. А. Кощеев), дополнительные сигналы, блокировки и т. п. (В. Л. Невельский, М. А. Эдлин), обеспечивающие повышение эффективности регулирования, особенно в различных специфических схемно-режимных ситуациях. Наряду с этим разработаны новые методики выбора настроек и оценки эффективности АРВ (А. С. Зеккель, А. В. Черкасский, А. С. Герасимов, А. Х. Есипович), что позволило сохранить лидерство в решении вопросов, связанных с применением АРВ разных типов в энергосистемах.

Одним из главных направлений, определенных руководителем школы Н. Н. Щедриным, стало развитие автоматизации электроэнергетики, в частности – противоаварийной автоматики. За первые работы, связанные с исследованием эффективности существующих средств противоаварийной автоматики в условиях конкретных энергосистем и выбором соответствующих комплексов устройств автоматики, последовали разработки новых принципов и устройств. При этом следует особо отметить разработку нового принципа упреждающего выявления асинхронного хода и создание соответствующего устройства ликвидации асинхронного режима (М. А. Эдлин).

Наибольшим достижением в области противоаварийной автоматики явилась разработка принципов централизованного противоаварийного управления в энергообъединении, на базе которого были разработаны алгоритмы и технические решения по созданию централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА). Работы велись в нескольких направлениях большой группой сотрудников (Ю. Д. Садовский, Л. А. Кощеев, П. Я. Кац, И. А. Богомолова, В. Л. Невельский, Е. П. Салита, В. Д. Науменко и др.). За создание и внедрение в ОЭС Урала ЦСПА с алгоритмом выбора управляющих воздействий в реальном времени изменения нормального режима энергосистемы группе сотрудников НИИПТ, ЦДУ ЕЭС и ОДУ Урала в 1991 г. была присуждена Государственная премия СССР.

В последние годы разработана новая Концепция развития противоаварийной автоматики в ЕЭС России (Л. А. Кощеев, П. Я. Кац, М. А. Эдлин), а также разработаны алгоритм и структура ЦСПА нового поколения (А. А. Лисицын, П. Я. Кац, М. А. Эдлин).

По результатам работы школы имеется несколько сотен публикаций и авторских свидетельств и патентов на изобретения, подготовлены десятки диссертаций.

Наряду с наиболее значимыми направлениями деятельности школы были и другие задачи, решение которых не было использовано непосредственно в энергосистемах, в частности, защита установок продольной компенсации воздушной линии (Е. А. Марченко), компенсация реактанса синхронного компенсатора в схеме дальней электропередачи (Ю. А. Розовский, В. А. Андреюк), различные схемно-технические решения по несинхронному объединению энергосистем (А. С. Зекель, А. В. Черкасский), разработка устройств компенсации реактивной мощности (А. С. Зекель, В. Т. Мельник), форсирование мощности энергоблоков в переходных режимах энергосистемы (В. П. Коваленко, Г. В. Кирьянко), исследование прохождения кодированных сигналов «циркулярной разгрузки» по распределительной сети (Д. П. Дикур), разработка способов и устройств торможения генераторов (А. С. Зекель, Л. А. Кощеев, В. П. Белоусов, А. И. Кошелев), технико-экономическое обоснование нескольких ППТ (В. А. Шлайфштейн, Л. А. Кощеев). Результаты разработки перечисленных и многих других вопросов ограничились публикациями и авторскими свидетельствами на изобретения и, возможно, ждут своего часа.

За 60 лет существования научной школы существенно изменился ее состав, однако сохранились традиции, сохраняются и основные направления деятельности. Научные интересы школы по-прежнему сосредоточены на решении научно-практических задач в интересах развития электроэнергетики. Эти задачи во многом сходны с теми, которые возникали при создании школы, хотя и решаются на совершенно

ином уровне. В настоящее время к этой школе причастны все творческие работники ОАО «НТЦ ЕЭС» – от генерального директора до молодых специалистов.

При этом наибольшее развитие получила деятельность, связанная с решением научно-практических задач модернизации и развития энергосистем и модернизации систем управления, регулирования и автоматики.

Серьезным успехом творческого коллектива (П. Я. Кац, М. А. Эдлин, А. А. Лисицын, А. В. Николаев, С. И. Демидов и др.) является разработка принципиально нового алгоритма и создание на его основе ЦСПА нового поколения, первая установка которой осуществлена в конце 2012 г. в ОЭС Востока. Этую ЦСПА отличает большая универсальность и транспарентность программно-алгоритмического комплекса, что открывает возможность перехода к применению ЦСПА во всех ОЭС, а на уровне ЕЭС России – координирующей системы противоаварийной автоматики с алгоритмом, обеспечивающим формирование управляющих воздействий по условию обеспечения статической и динамической устойчивости и предотвращения перегрузки по току и недопустимых отклонений напряжения в электрической сети.

Отвечая на запросы современной электроэнергетики, ведется разработка ряда новых для школы направлений: обеспечение надежности электроснабжения мегаполисов и изолированных энергосистем (О. В. Фролов, В. П. Вагин, Ю. М. Шаргин, С. В. Смоловик); разработка новых подходов к моделированию современных энергосистем (А. С. Герасимов, А. Н. Смирнов, О. В. Фролов); разработка новой методики распределения резервов генерации с учетом ограничений пропускной способности электрической сети (Н. В. Коровкин, А. Е. Егоров, Н. А. Беляев); разработка нового программного комплекса расчета режимов и устойчивости энергосистем – Rustab (В. Г. Неуймин, Е. В. Машалов); разработка программно-технического комплекса «Система мониторинга запасов устойчивости» – СМЗУ (В. Г. Неуймин, А. С. Александров, П. Я. Кац, А. А. Лисицын, М. А. Эдлин, С. И. Демидов) и др.

Эти исследования проводятся на фоне выполнения большого объема практических работ по заказам ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «РусГидро» и других субъектов электроэнергетики (В. П. Вагин, Ю. М. Шаргин, А. Е. Егоров, Е. В. Сорокин, А. Н. Смирнов, А. В. Виштибеев, А. С. Брилинский и многие другие).

К сожалению, приходится отметить снижение доли работ более общего научного характера, проведение которых в прежние годы поощрялось, а во многих случаях и инициировалось Минэнерго СССР. Целью таких работ могло бы быть исследование тенденций развития энергосистем с учетом мировых тенденций экономического развития, требований надежности, использования новой техники и технологий получения, преобразования, передачи и распределения электроэнергии.

В последнее время принято сопоставлять достижения сформировавшихся в СССР научных школ с уровнем достижений западных специалистов в соответствующих областях. Можно без преувеличения сказать, что в области изучения больших энергосистем, особенно в области обеспечения их устойчивости и надежности, достижения советских (российских) специалистов, безусловно, не уступают, а в некоторых вопросах и превосходят достижения западных коллег. Подтверждением этому является предотвращение системных аварий тех масштабов, которые имели место в энергосистемах Северной Америки и Западной Европы, прежде всего, за счет использования эффективных средств регулирования и противоаварийной автоматики. И это

в условиях исключительно напряженных режимов, имевших место в ЕЭС, особенно в последние годы существования СССР. В достижении этих результатов свою заметную роль сыграла и представленная школа НИИПТ – НТЦ ЕЭС.

Scientific school of NIIPT – STC UPS.

The history of origination of scientific school of NIIPT – STC UPS, which deals with general problems of power systems, is presented. Also, the achievements of scientific school during more than fifty years of its existence are described.

Key words: *scientific school, power system, operating conditions, stability, reliability, emergency automation, regulation.*

УДК 621.311 (091)

Ю. С. Васильев

Выдающийся ученый и инженер Игорь Алексеевич Глебов (к 100-летию со дня рождения)

Приведены материалы о жизненном и творческом пути Игоря Алексеевича Глебова (1914–2002), выдающегося ученого-электротехника, академика РАН, Героя Социалистического Труда.

Ключевые слова: И. А. Глебов, электротехника, системы возбуждения, турбогенераторы, инерционные накопители энергии, ВНИИЭлектромаш, СИГРЭ.



Выдающийся ученый и инженер Игорь Алексеевич Глебов родился в Санкт-Петербурге 08 (21) января 1914 г. В 1931 г. после окончания с отличием школы учится на рабфаке Ленинградского электромеханического института (ЛЭМИ), в 1932 г. перешел на 1-й курс ЛЭМИ, выбрав специальность «Тепловые электрические станции». После объединения в 1934 г. отраслевых вузов он учится на электромеханическом факультете Ленинградского индустриального института (ЛИИ). В январе 1938 г. оканчивает ЛИИ с отличием по специальности «Гидроэлектрические станции», защитив диплом на тему «Замена турбин и автоматизация Волховской ГЭС». После окончания института работал в Кольской энергосистеме на Туломской ГЭС инженером по автоматизации. В январе 1939 г. он зачислен в аспирантуру на электромеханический факультет ЛИИ на кафедру «Электрические станции», руководимой проф. В. В. Болотовым. За время пребывания в аспирантуре И. А. Глебов успешно выполнил учебный план и подготовил для защиты кандидатскую диссертацию на тему «Исследование переходных процессов в насыщенных индуктивных компенсаторах, применяемых для повышения статической устойчивости». Но 22 июня 1941 г. началась Великая Отечественная война, и, как пишет в своей автобиографии И. А. Глебов: «В июле 1941 г. был мобилизован в ряды Советской Армии. Участвовал в боях на Волховском, Юго-Западном, третьем, первом и четвертом Украинских фронтах в должностях от командира артиллерийской батареи до начальника разведывательного отделения 1-й гвардейской армии». Войну он закончил в звании майора и за успешное выполнение боевых заданий командования был награжден орденами Александра Невского, Красного Знамени, Отечественной войны 1-й степени, Красной Звезды и медалями.

После демобилизации в августе 1946 г. из рядов Советской Армии он вернулся в родной город. Его знакомство с заведующим кафедрой Ленинградского института

авиационного приборостроения (ЛИАП) проф. Д. А. Завлишиным определила дальнейшую судьбу И. А. Глебова как ученого. Под его руководством он написал и в 1949 г. успешно защитил кандидатскую диссертацию на тему: «Исследование синхронного генератора с ионным преобразователем в цепи возбуждения». Эта работа получила дальнейшее практическое развитие на заводе «Электросила» и была внедрена вначале на Нижне-Свирской, а затем на Волжской ГЭС.

До 1961 г. основная деятельность И. А. Глебова была связана с преподавательской работой и подготовкой инженерных кадров. В ЛИАПе он читал курс лекций по электрическим машинам. В 1953 г. Игорь Алексеевич был избран по конкурсу доцентом, а затем заведующим кафедрой энергетики Ленинградского технологического института пищевой промышленности. Здесь он создал наиболее современную на тот период электротехническую лабораторию, читал курсы лекций по электротехнике для механиков и технологов и в то же время он уделял много времени работе со студентами. В последние годы жизни профессор И. А. Глебов был советником ректора Санкт-Петербургского государственного политехнического университета.

В середине 50-х годов академик М. П. Костенко пригласил его на работу в Институт электромеханики АН СССР (с 1969 г. – Всесоюзный научно-исследовательский институт электромашиностроения) старшим научным сотрудником. Здесь он прошел путь от заведующего лабораторией до директора института. Под руководством И. А. Глебова институт стал научно-техническим центром страны по электромашиностроению. Сам он был назначен генеральным конструктором по этому направлению работ.

В 1964 г. И. А. Глебов успешно защитил докторскую диссертацию на тему: «Исследование систем возбуждения мощных синхронных генераторов с управляемыми преобразователями». В 1974 г. он был избран членом-корреспондентом, а в 1976 г. – действительным членом АН СССР.

За годы работы И. А. Глебова во ВНИИэлектромаше под его руководством и при его непосредственном участии была создана уникальная экспериментальная база, сделавшая институт лидером в области электромашиностроения не только в нашей стране, но и за рубежом. Были успешно решены важнейшие научно-технические задачи: создание и внедрение принципиально новых систем возбуждения с полупроводниковыми преобразователями для турбо- и гидрогенераторов; разработка серий турбогенераторов, двигателей постоянного тока и вентильных двигателей переменного тока; создание инерционных накопителей энергии для термоядерного синтеза; испытание в энергосистеме нового сверхпроводникового турбогенератора. Большинство этих работ специалисты института под руководством И. А. Глебова выполнили впервые в мировой практике.

Академик И. А. Глебов принимал самое активное участие в разработках института по повышению обороноспособности нашего Военно-морского флота – создании некоторых образцов оружия для защиты надводных кораблей.

Следует подчеркнуть, что при определении объемов своих научных и общественных задач Игорь Алексеевич всегда ориентировался на их максимум. Это правило он установил для себя еще в период Великой Отечественной войны – работать без выходных и отпусков, с полной отдачей и непрерывно, без какой-либо раскачки. Это его качество удивляло всех, кто с ним соприкасался. Таков уж был этот выдающийся

человек, великая личность, отдававшая целиком себя служению Отечеству. И в то же время он был бескорыстен и скромен, внимателен к людям, вникал в их заботы, помогал в личных делах, с душой участвовал в общественной работе различных организаций, особенно молодежных. И молодые специалисты видели в нем наставника, мудрого руководителя и считали его образцом для выбора своего жизненного пути. А когда его спрашивали об отпуске и выходных, он обычно отвечал, что этого не требуется, когда есть любимая работа.

На посту директора института И. А. Глебов работал с 1973 по 2000 г. Подготовка научных кадров, организованная им в институте, созданные под его руководством комплексы современных экспериментальных стендов позволили институту (ныне федеральное государственное унитарное предприятие «НИИЭлектромаш») успешно вести работу в новых экономических условиях.

Научная деятельность И. А. Глебова в эти годы вышла за стены возглавляемого им института. В 1979 г. он был назначен уполномоченным президиума АН СССР по Ленинграду и Северо-Западному региону, а позднее – руководителем Межведомственного координационного совета (МКС) АН СССР в Ленинграде.

В 1983 г. был образован Ленинградский научный центр Академии наук СССР под председательством И. А. Глебова, ставшего к этому времени выдающимся организатором науки и технического прогресса не только в городе, но и в стране. Об этом свидетельствует и тот факт, что академик И. А. Глебов, являясь депутатом Верховного Совета СССР двух созывов, возглавлял в нем комиссию по науке и технике одной из палат советского парламента в течение 10 лет.

Академик И. А. Глебов постоянно поддерживал строительство защитных сооружений города Санкт-Петербурга от наводнений, участвовал в решении ряда технических проблем и в многочисленных дискуссиях с противниками строительства. Он активно развивал международную деятельность, его заслуги в области электроэнергетического машиностроения были хорошо известны зарубежным ученым и инженерам. У него сложились научные и творческие контакты с ведущими зарубежными фирмами и специалистами в области крупных электрических машин. Его приглашали для чтения лекций и выступлений с докладами на престижных международных конференциях и совещаниях. Всех слушателей буквально покоряли его природные скромность и обаяние, умение о сложных вопросах говорить доходчиво, без какого-либо превосходства над слушающей аудиторией, способность терпеливо выслушивать другие мнения и находить веские доказательства в подтверждение своей точки зрения. В середине 60-х годов И. А. Глебов был руководителем группы советских специалистов, читавших лекции для инженеров Египта по электротехническому оборудованию Асуанской ГЭС. Впоследствии он неоднократно приглашался руководством ГЭС для консультаций. За участие в работах по Асуанской ГЭС в 1971 г. он был награжден правительством Египта орденом Отличия 1-й степени.

В 1968 г. русский ученый И. А. Глебов был избран первым и единственным от СССР президентом научно-исследовательского комитета Международной организации по электрическим машинам (СИГРЭ). Он вел эту исключительно трудную работу в период с 1968 по 1976 г. После этого в течение восьми лет руководил рабочей группой СИГРЭ по использованию явления сверхпроводимости в электротехнике.

Успешной международной работе И. А. Глебова способствовал не только его высочайший авторитет среди зарубежных специалистов, но и владение английским, немецким и французским языками. Французский язык он выучил в годы работы в СИГРЭ. В 1998 г. ему было присвоено почетное звание «Выдающийся член СИГРЭ».

В конце 1980-х годов к нему неоднократно обращались с просьбой возглавить не один комитет, а всю организацию СИГРЭ, но Игорь Алексеевич отказался категорически, поскольку эта работа требовала расстаться с научными исследованиями и жить в основном за рубежом. Такую же точку зрения он высказал и в связи с предложением возглавить Международный электротехнический комитет.

После расформирования в 1963 г. Отделения технических наук АН СССР была нарушена связь между отдельными направлениями инженерных знаний. Академик И. А. Глебов с группой ученых провел большую работу по созданию Инженерной академии. После распада СССР она преобразовалась в Инженерные академии Содружества Независимых Государств, в том числе в Российской Федерации – в Российскую инженерную академию. В этих условиях была образована Международная инженерная академия, И. А. Глебов – почетный член Российской и Международной инженерных академий. Он был избран почетным членом Белорусской и Казахской инженерных академий и иностранным членом Инженерной академии Грузии. В 1991 г. была образована Санкт-Петербургская инженерная академия, ее президентом был избран проф. А. И. Федотов, а почетным президентом – академик И. А. Глебов.

Развал СССР сопровождался ликвидацией большинства отраслевых министерств. Академик И. А. Глебов был одним из инициаторов образования общественных академий по отдельным отраслям науки и техники с целью сохранения научных и творческих связей специалистов. В частности, это Академия электротехнических наук РФ и Международная академия электротехнических наук. В рамках этих академий он провел большую работу как ответственный редактор и один из авторов книги «История электротехники», изданной в 1999 г.

В последнее время под его редакцией велась большая работа по изданию «Электротехнической энциклопедии» в пяти томах, первый том издан в 2002 г. Кстати, финансирование этого фундаментального труда руководством РАО «ЕЭС России» осуществилось во многом благодаря высокому авторитету И. А. Глебова у энергетиков России.

Академик И. А. Глебов внес большой вклад в работу научно-технических обществ города и области. С 1976 по 1991 г. он был председателем Ленинградского областного правления НТО (Научно-технического общества) и заместителем председателя Всесоюзного совета НТО. До последнего времени являлся президентом Союза ученых, инженеров и специалистов производства Санкт-Петербурга и Ленинградской области. С 1991 г. было проведено три съезда обществ и союза по наиболее важным проблемам научно-технического прогресса и экономики. Так, например, съезд 1993 г. был посвящен проблеме: «Выход из экономического кризиса в Санкт-Петербурге: проблемы и решения», а съезд в 1996 г. проходил по теме: «Концепция развития Санкт-Петербурга».

И. А. Глебов вел большую научную и организационную работу как советник президиума Российской академии наук, регулярно выезжал в Москву на заседания

президиума РАН, при этом всегда оставался не пассивным слушателем, а активным участником проходивших там дискуссий.

В последние годы И. А. Глебов был председателем комиссий конкурса «Инновации Северо-Запада России – энергосбережению» и конкурса на звание «Почетный инженер Санкт-Петербурга».

В 1999–2002 гг. академик РАН, д-р техн. наук И. А. Глебов работал профессором кафедры «Возобновляемые источники энергии и гидроэнергетика» в Санкт-Петербургском государственном политехническом университете и был советником ректора СПбГПУ по энергетике.

Как директор ВНИИэлектромаша, располагавшегося в зданиях бывшего Новодевичьего монастыря, И. А. Глебов сумел сохранить от намечавшегося сноса церковь Казанской Божьей Матери и передать ее Санкт-Петербургской епархии. На посту председателя Научного центра города, председателя Комиссии по науке и технике Верховного Совета СССР он оказывал помощь в вопросах финансирования не только важнейших научно-технических проблем, но и в организации строительства больницы Академии наук, способствовал сооружению памятника М. В. Ломоносову на Университетской набережной, участвовал в создании музея памяти Жукова Г. К. в одном из лицеев Санкт-Петербурга. Был председателем оргкомитета по возрождению Музея обороны Ленинграда. Эта работа завершилась открытием музея в 1989 г. С момента образования Клуба кавалеров ордена Александра Невского был активнейшим членом президиума и проводил большую воспитательную работу в школах города, участвовал в работе ветеранской организации 1-й гвардейской армии.

В нашем городе под руководством И. А. Глебова сложилась научная школа по проблемам электрических машин, электроэнергетики и электрофизики. Из ее состава были избраны четыре члена АН СССР и РАН. В 1997 и 2000 гг. были получены гранты президента РФ в поддержку этой научной школы, позволившие не только проводить исследования и разработки по важным для страны научным направлениям, но и привлечь к работе талантливую молодежь.

Научная и организационная деятельность И. А. Глебова отражена в публикациях, количество которых превышает 750; им получено 45 патентов и авторских свидетельств на изобретения. О его научных работах и деятельности, а также о работах, в которых он принимал участие, опубликовано более 300 статей в газетах и журналах.

За уникальные научные исследования в 1968 г. И. А. Глебову была присуждена Государственная премия СССР, в 1976 г. – премия П. Н. Яблочкива АН СССР, а в 1988 г. он был удостоен Государственной премии Украины. В 1987 г. Международный фонд им. А. Топфера (г. Гамбург, Германия) присудил И. А. Глебову премию А. П. Карпинского за выдающиеся работы в области электромашиностроения и электроэнергетики, способствующие развитию творческих связей между специалистами Европы. В 1997 г. он был награжден серебряной медалью Международной инженерной академии, удостоен почетного знака «Ветеран энергетики».

Достижения в области научной и научно-организационной деятельности и участие в Великой Отечественной войне И. А. Глебова оценены высокими правительственные наградами: орденами Ленина, Октябрьской Революции, Трудового Красного Знамени, Дружбы народов, Отечественной войны I степени. В 1981 г. ему

присвоено звание Героя Социалистического Труда, а в 1994 г. – звание заслуженного деятеля науки и техники РФ. В 1999 г. он был награжден орденом «За заслуги перед Отечеством» IV степени.

Международный астрономический союз в 1999 г., отмечая выдающиеся заслуги Игоря Алексеевича в российской и мировой науке, присвоил планете М^a 6108 Солнечной системы имя Glebov. Планета открыта в 1971 г. Имя планеты Glebov занесено в международное научное издание «Эфемериды малых планет».

Посмертно И. А. Глебов стал лауреатом Государственной премии РФ 2001 г. в области науки и техники за создание серии высокоэффективных взрывопожаробезопасных турбогенераторов с полным водяным охлаждением для тепловых и атомных электростанций и премии Правительства РФ 2002 г. в области науки и техники за создание новых типов электрических машин на основе высокотемпературных сверхпроводников.

В 2002 г. И. А. Глебов стал лауреатом Золотой Книги Санкт-Петербурга.

Кавалер ордена Александра Невского Игорь Алексеевич Глебов навсегда останется в памяти потомков гордостью отечественной науки.

Васильев Юрий Сергеевич, академик РАН, заслуженный деятель науки и техники РФ, профессор, лауреат премии Президента РФ, президент Санкт-Петербургского государственного политехнического университета.

E-mail: president@spbstu.ru

Vasiliev Yu. S.

Eminent scientist and engineer Igor A. Glebov (on the 100th anniversary of his birth).

The material about life and work of Igor A. Glebov (1914–2002), an outstanding scientist in the field of Electrical Engineering, Academician, Hero of Socialist Labor is given.

Key words: *Igor A. Glebov, Academician, Academy of Sciences, electrical engineering, inertial energy storage devices, CIGRE.*

УДК 621.311 (091)

М. К. Гуревич

Памяти Леонида Леонидовича Балыбердина

Приведены материалы о жизненном и творческом пути старейшего сотрудника НИИПТ, кандидата технических наук, лауреата Государственной премии СССР Л. Л. Балыбердина (1932–2014), крупного ученого и специалиста в области преобразовательной техники и электропередач и вставок постоянного тока.

Ключевые слова: Л. Л. Балыбердин, преобразовательная техника, передачи и вставки постоянного тока, высоковольтные тиристорные вентили.



Л. Л. Балыбердин пришел в научно-исследовательский институт по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (НИИПТ) в 1960 г. после пяти лет работы на Ленинградском вагоноремонтном заводе № 1 и вскоре стал одним из ведущих сотрудников в области разработки новых в то время высоковольтных тиристорных вентилей.

Леонид Леонидович Балыбердин родился 17 июля 1932 г. в деревне Жарихино Костромской области в семье рабочих. В 1950 г. сразу после окончания школы поступил в Ленинградский политехнический институт (ЛПИ) на электромеханический факультет. Прекрасные природные данные позволили ему учиться легко, без обычных для студентов проблем, несмотря на необходимость параллельно с учебой зарабатывать себе на жизнь тяжелым физическим трудом. Многие сокурсники Леонида Леонидовича стали впоследствии кандидатами наук, но только он один удостоен Государственной премии СССР.

Л. Л. Балыбердин за время работы в НИИПТ прошел путь от старшего инженера лаборатории электрических режимов до заведующего титульным научно-исследовательским отделом электропередач и вставок постоянного тока, который возглавлял более 20 лет, с 1986 по 2006 г. В 1972 г. защитил кандидатскую диссертацию на тему: «Разработка и исследование однокаскадной кабельно-трансформаторной системы управления полупроводниковыми вентильными блоками». Леонид Леонидович был отмечен рядом правительственные и ведомственные наград. В конце статьи приведен список научных работ и изобретений Л. Л. Балыбердина, расположенных в хронологическом порядке.

Природные способности Леонида Леонидовича и глубокие знания, полученные им во время учебы в ЛПИ, позволили ему в короткие сроки стать одним из ведущих сотрудников НИИПТ. Основной сферой его научных интересов были высоковольтные тиристорные вентили. Именно в начале 1960-х гг., когда Л. Л. Балыбердин пришел в НИИПТ, появились отечественные силовые полупроводниковые приборы (диоды и тиристоры) разработки Физико-технического института имени А. Ф. Иоффе

и саранского завода «Электровыпрямитель». Как раз в это время в соавторстве с сотрудниками ФТИ им было сделано изобретение, которое затем легло в основу многих разработок НИИПТ, – кабельно-трансформаторная система управления высоковольтным тиристорным вентилем. Это изобретение, авторское свидетельство № 256049, используется и в настоящее время.

Л. Л. Балыбердин принимал самое активное участие в проводимых в НИИПТ исследованиях и разработках по применению мощных полупроводниковых приборов для передач и вставок постоянного тока, установок плавки гололеда, тиристорного регулируемого привода и др. Эти разработки нашли применение практически во всех проектировавшихся и действующих в России объектах постоянного тока: передачи постоянного тока Кашира – Москва, Волгоград – Донбасс, Экибастуз – Центр, Выборгская вставка постоянного тока, мощные испытательные стенды в Тольятти и Белом Расте, ПС Могоча и др.

Накопленный опыт позволил ему возглавить и успешно завершить работы по пуску в эксплуатацию всего комплекса вставки постоянного тока в составе электропередачи СССР – Финляндия.

По итогам этих работ в 1989 г. Леониду Леонидовичу в составе авторского коллектива присуждена Государственная премия СССР в области науки и техники – «За разработку и внедрение комплекса электротехнического оборудования на сверхмощной несинхронной электропередаче».

В 60-е годы научные интересы Л. Л. Балыбердина связаны главным образом с полупроводниковыми выпрямителями для электротранспорта. С начала 70-х годов он полностью переключился на проблемы, связанные с применением тиристоров, включая параллельные «тройки» для первых тиристорных блоков БВПМ-700/120 Выборгской вставки постоянного тока и их перегрузочную способность, особенности работы фототиристоров и возможность создания тиристорных вентилей для высоких частот. Затем внимание Леонида Леонидовича до конца жизни было приковано к техническому сопровождению Выборгской выпрямительно-инверторной подстанции (ВВИП). В руководимом им отделе проводился широкий комплекс работ по входному контролю как собственно тиристоров, так и отдельных узлов и блоков преобразователей, разрабатывалась, изготавливались и вводились в эксплуатацию специализированная аппаратура контроля. При непосредственном участии Л. Л. Балыбердина проводились пусконаладочные и системные испытания ВВИП, осуществлялся систематический анализ работы ВВИП и оценивалась надежность комплекса, постоянно проводились работы по усовершенствованию фильтро-компенсирующих устройств на стороне третичных обмоток преобразовательных трансформаторов. С 90-х годов прошлого века он подключился к работам по применению вновь создаваемых силовых полупроводниковых приборов – запираемых тиристоров и фототиристоров – в преобразователях для энергетики. Одной из последних крупных работ Леонида Леонидовича было участие в редакционной коллегии трехтомника «Электрические сети сверх- и ультравысокого напряжения ЕЭС России».

Во все годы работы в НИИПТ Л. Л. Балыбердина отличала активная изобретательская деятельность. В нем была конструкторская хватка и особый «вкус» к изобретательству. Ему принадлежат почти 60 авторских свидетельств СССР и патентов

России, причем первый получен в январе 1964 г., а последний – в конце 2012 г. В период с 1970 по 1988 г. чрезвычайно плодотворным был тандем Л. Л. Балыбердин – Б. Д. Михайлов. В этот период ими было сделано около 20 изобретений, что тогда имело не только научно-техническое значение, но представляло и финансовый интерес. В последующие годы на ниве изобретательства Леонид Леонидович успешно сотрудничал с Ю. А. Шершневым, а затем с А. В. Поссе.

Кроме научных способностей Леонида Леонидовича совершенно необходимо отметить его незаурядную литературную одаренность. Только при написании настоящей статьи мы осознали, какой это труд и как блестящеправлялся с аналогичными задачами сам Л. Л. Балыбердин. Примерами его биографических эссе служат статьи в память корифеев научной мысли НИИПТ: Андрея Владимировича Поссе, Юрия Соломоновича Крайчика, Дмитрия Евгеньевича Кадомского.

Л. Л. Балыбердин писал стихи и прозу со школьных лет. Среди его произведений не только «стихи по случаю», коими грешили многие технари в 60-х годах прошлого века, но и истинно поэтические произведения – о судьбе, жизни, мимолетной встрече, природе. Несмотря на то что эта статья никак не является литературно-критической, невозможно отказать себе в удовольствии процитировать хотя бы эти строки из позднего (1995 г.) творчества Леонида Леонидовича:

Ах, серое небо! Ох, хлипкая осень!
Вы как наказанье за наши грехи.
Хотелось бы очень «осеннюю просинь»
Увидеть и въяве и вставить в стихи.

Когда в 1975 г. он возглавил большую лабораторию Л-3 (в те годы она состояла из четырех секторов), то ввел традицию поздравлять всех женщин на 8 Марта не безликими «стишатами», какими ныне переполнен Интернет, а индивидуальными стихотворениями. Эти поздравления многие хранят до сих пор. Поражала способность Леонида Леонидовича подбирать совершенно неординарные рифмы. Один пример. В лаборатории была сотрудница с очень сложной для рифмовки фамилией Цзин. Ей в подарок был приготовлен флакон духов «Красный мак». Стихотворение к подарку оканчивалось строками:

Мужчины б стояли все, рты пораззиня,
Иди по Парижу жена Юры Цзиня.

Не по служебной обязанности, а только по зову сердца Л. Л. Балыбердин занимался составлением сборников стихов самодеятельных авторов – сотрудников НИИПТ и выпустил три таких сборника, тем самым сохранив для нас разбросанные в разных местах и странах следы творчества многих и многих. В предисловии к последнему сборнику сам редактор отмечал, что «подчас поэзия снобистски делится на подлинную и неподлинную» и продолжал: «хорошо все, что не наносит ущерба общественному вкусу... и что пишется не для саморекламы, для пиара, для самовыделения, а для самовыражения с чувством подлинности». Вся литературная деятельность Леонида Леонидовича Балыбердина отличается этим чувством подлинности.

Следует рассказать об организаторских способностях. Понятно, что в отсутствии таковых Л. Л. Балыбердин не мог быть назначен руководителем комплекса работ

по Выборгской выпрямительно-инверторной подстанции. Но и в его каждодневной деятельности заведующего лабораторией или отделом явные лидерские качества хорошо просматривались. При этом, несмотря на то что вся текучка воспринималась им близко к сердцу (экономическая ситуация в разные годы была разная, и часто назначение обычной месячной зарплаты превращалось в сложный «акробатический этюд»), он никогда не грешил «звериной серьезностью». Помнится один случай. Конец декабря 1977 г. В Л-3 идут испытания высоковольтного тиристорного вентиля с пусковой ветвью. Идут тяжело. Образец опытный, то и дело выявляются недочеты. А вентиль этот включен не только в годовые соцобязательства института, но и в соцобязательства Выборгского района. Те, кто жил и работал в те годы, понимают, что тогда это значило. Наконец дело дошло до полномасштабных испытаний. Вентиль установлен в высоковольтном зале II корпуса. Балыбердин стоит на галерее и ждет. Поодаль на той же галерее стою и я. Постепенно повышают напряжение на вентиле. Все идет хорошо, но при достижении испытательным напряжением значения, близкого к номинальному, происходит пробой. Срабатывают автоматы. Тишина. Немая сцена. Несколько секунд молчит и Леонид Леонидович. Затем, махнув рукой, восклицает: «А, мать честная!». Быстро уходит с галереи и, как выяснилось, садится писать стихи к Новому году. Он был прав. Пару дней спустя вентиль доработали, и испытания прошли успешно. А Новый год наступил по календарю.

Леонид Леонидович был прекрасным семьянином: чутким сыном, любящим мужем, отцом и дедом. Мы видели его скрыто-восхищенное отношение к детям и внукам, которым он неизменно уделял много внимания. Именно для них он всю жизнь строил и улучшал дачу, благо строительными навыками обладал вполне.

Л. Л. Балыбердина всегда отличало чуткое отношение к сотрудникам, живым и ушедшим. Он вел специальные записи и всегда помнил даты рождений и смерти, регулярно посещал могилы. Его пример нам наука. Теперь мы должны исполнять долг памяти.

СПИСОК НАУЧНЫХ РАБОТ Балыбердина Леонида Леонидовича Работы, опубликованные в Известиях НИИПТ

1. Балыбердин Л. Л., Пинцов А. М., Соловьев В. М., Шиловский А. А. Опытно-промышленная выпрямительная установка с кремниевыми вентилями для мегаполиса // Известия НИИПТ. 1965. № 11.
2. Балыбердин Л. Л., Синявский В. А., Харитонов А. И. Исследование непосредственного параллельного соединения тиристоров // Известия НИИПТ. 1971. № 17.
3. Балыбердин Л. Л., Долгих В. А., Плоткина Н. З., Смоляр Б. В. Особенности характеристик и применения силовых фототиристоров // Известия НИИПТ. 1980. № 30.
4. Балыбердин Л. Л., Долгих В. А., Сальман М. А. Испытания тиристорных ячеек на перегрузочную способность по току // Известия НИИПТ. 1981. № 32.
5. Балыбердин Л. Л., Алексеева Н. Д., Демчина А. А. Опыт эксплуатации двух преобразовательных блоков на Выборгской выпрямительно-инверторной подстанции // Известия НИИПТ. 1984. № 38.

6. Балыбердин Л. Л., Михайлов В. Д., Меньшиков В. Я. Устройства управления вентилями трехфазного тиристорного регулятора напряжения // Известия НИИПТ. 1986. № 42.
7. Балыбердин Л. Л., Долгих В. А., Казаров С. С., Таратута И. П. Анализ надежности вентильных блоков Выборгской выпрямительно-инверторной подстанции // Известия НИИПТ. 1986. № 42.
8. Балыбердин Л. Л., Гуревич М. К., Долгих В. А., Плоткина Н. З., Синявский В. А. Возможности создания высоковольтного тиристорного вентиля для повышенных частот // Известия НИИПТ. 1986. № 44.
9. Балыбердин Л. Л., Голощекин И. Г., Меньшиков В. Я., Шеринев Ю. А. Принципы построения высоковольтного запираемого комбинированного вентиля // Известия НИИПТ. 1986. № 44.
10. Балыбердин Л. Л., Гуревич М. К., Шеринев Ю. А. Экспериментальное исследование характеристик силовых запираемых тиристоров для создания высоковольтных вентиляй // Известия НИИПТ. 1991. № 53.
11. Балыбердин Л. Л., Гуревич М. К., Шеринев Ю. А. Оптимизация импульса выключения запираемого тиристора и устройство для его формирования // Известия НИИПТ. 1991. № 53.
12. Балыбердин Л. Л., Поссе А. В. Дважды двенадцатифазный преобразователь с шунтирующими конденсаторами // Известия НИИПТ. 1999. № 57.
13. Балыбердин Л. Л., Поссе А. В. Характеристики компенсатора реактивной мощности с двумя преобразователями напряжения // Известия НИИПТ. 2001. № 58.
14. Балыбердин Л. Л. А. В. Поссе как новатор в теории и практике мощных вентильных преобразователей // Известия НИИПТ. 2004. № 60.
15. Балыбердин Л. Л., Крайчик Ю. С., Минин В. Т., Змазнов Е. Ю., Лозинова Н. Г., Николаев А. В., Прочан Г. Г. Настройка фильтров, присоединенных к третичным обмоткам преобразовательных трансформаторов // Известия НИИПТ. 2007. № 62.
16. Балыбердин Л. Л., Кощеев Л. А. В память о Юрии Соломоновиче Крайчике – ученом, инженере, человеке // Известия НИИПТ. 2007. № 62.
17. Балыбердин Л. Л., Гусаковский К. Б., Ивакин В. Н., Прочан Г. Г. Опыт эксплуатации и пути повышения надежности работы преобразовательной подстанции электропередачи Россия – Финляндия (в связи с 25-летием ввода первого преобразовательного блока) // Известия НИИПТ. 2007. № 62.
18. Балыбердин Л. Л., Капитула Ю. В., Лозинова Н. Г. Многомодульные вставки постоянного тока как одно из средств ограничения токов короткого замыкания и повышения управляемости энергосистем мегаполисов // Известия НИИПТ. 2010. № 64.
19. Балыбердин Л. Л. Памяти Дмитрия Евгеньевича Кадомского (к 85-летию со дня рождения) // Известия НТЦ ЕЭС. 2012. № 67.
20. Балыбердин Л. Л. Этапы развития техники электропередачи постоянным током высокого напряжения в отечественной энергетике. Вклад НИИПТ в теорию и практику создания и применения ППТ и ВПТ (краткий исторический очерк) // Известия НТЦ ЕЭС. 2013. № 69.

Работы, опубликованные в периодических советских (российских) электроэнергетических изданиях и зарубежных журналах

1. Балыбердин Л. Л., Андронов В. А., Макаров А. С., Семчевский В. В., Шиловский А. А. Полупроводниковая выпрямительная установка для прогрева мощных высоковольтных силовых трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов // Энергетическое строительство. 1966. № 3.
2. Балыбердин Л. Л., Пинцов А. М., Шиловский А. А. Опытно-промышленный полупроводниковый выпрямитель для городского электрического транспорта // Электротехника. 1966. № 3.
3. Балыбердин Л. Л., Макаров А. С., Терехин Н. Н., Филичкина Э. Д., Шиловский А. А. Управляемый полупроводниковый выпрямитель для прогрева мощных силовых трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов // Энергетическое строительство. 1968. № 5.
4. Балыбердин Л. Л., Михайлов Б. Д., Смирнов Г. В. Электропитание устройств собственных нужд высоковольтного тиристорного вентиля электропередачи постоянного тока. Экспресс-информация. Информэлектро // Электромонтажные работы в энергетическом строительстве. 1976. № 8.
5. Балыбердин Л. Л., Долгих В. А., Цзин Ю. Д., Плоткина Н. З. Прибор для выявления тиристоров с пониженной стойкостью к процессу включения // Электронная техника. Сер. 4. Электровакуумные и газоразрядные приборы. 1978, вып. 7.
6. Балыбердин Л. Л., Долгих В. А., Сальман М. А., Гуревич М. К. Транзисторный режим для мощных высоковольтных тиристоров // Э. П. Сер. «Техника». 1978. Вып. 12 (107).
7. Балыбердин Л. Л., Долгих В. А., Гуревич М. К., Синявский В. А. Методика и результаты оперативного контроля качества тепловых контактов СПП большой площади // Электронная техника. Сер. 4. Электровакуумные и газоразрядные приборы. 1984, 198, вып. № 2 (101).
8. Балыбердин Л. Л., Казаров С. А., Казаров С. С., Демчина А. А. Освоение и эксплуатация выпрямительно-инверторной подстанции для несинхронной связи крупных энергосистем // Электрические станции. 1985. № 10.
9. Балыбердин Л. Л., Алексеева Н. Д., Боярский А. И., Крайчик Ю. С., Кулаков В. П., Лазарев Н. С., Левченко В. В., Ракова Н. К. Опыт пусконаладочных и системных испытаний Выборгской выпрямительно-инверторной подстанции // Электрические станции. 1985. № 11.
10. Балыбердин Л. Л., Лазарев Н. С., Левченко В. В., Ракова Н. К., Худяков В. В., Алексеева Н. Д., Боярский А. И., Крайчик Ю. С., Прочан Г. Г., Хойкиля Х. Выборгская преобразовательная подстанция как элемент связи энергосистем СССР и Финляндии // Электричество. 1986. № 2.
11. Балыбердин Л. Л. Опыт эксплуатации Выборгской вставки постоянного тока // Энергетическое строительство. 1994. № 3.
12. Балыбердин Л. Л., Галанов В. И., Гуревич М. К., Шершнев Ю. А. Опыт применения силовых запираемых тиристоров в преобразовательной технике // Электротехника. 1997. № 11.

13. Балыбердин Л. Л., Галанов В. И., Шершинев Ю. А. Комбинированная установка для плавки гололеда // Вестник энергетики. 1998. № 2.
14. Балыбердин Л. Л., Галанов В. И., Поссе А. В. Преобразователи на базе запираемых и обычных тиристоров с шунтирующими конденсаторами // Информэнерго. 1999.
15. Балыбердин Л. Л., Галанов В. И., Шершинев Ю. А. Комбинированная установка «Управляемый выпрямитель для плавки гололеда – статический тиристорный компенсатор» // Электрические станции. 1999. № 3.
16. Балыбердин Л. Л., Галанов В. И., Шершинев Ю. А., Суслова О. В. Повышение надежности вентилей с последовательным соединением тиристоров с учетом транзисторного режима // Академический вестник. Информатизация. Естествознание – техника – образование – культура. Вып. 2. – СПб., 2000.
17. Балыбердин Л. Л., Галанов В. И., Ковалев В. Д., Казаров С. С., Смирнов А. А., Гольберг М. И. Опыт создания и работы Выборгской выпрямительно-инверторной подстанции (к 20-летию пуска в эксплуатацию) // Электрические станции. 2001. № 12.
18. Балыбердин Л. Л., Галанов В. И., Шершинев Ю. А., Крайчик Ю. С., Мазуров М. И., Краснова Б. П., Лозинова Н. Г. Индукционная плавка гололеда на грозозащитных тросах воздушных линий электропередач // Электрические станции. 2002. № 1.
19. Балыбердин Л. Л., Галанов В. И., Мазуров М. И., Николаев А. В., Шейко П. А. СТАТКОМ как средство компенсации реактивной мощности в сетях высокого напряжения [Электронный журнал]. 2002. Декабрь.
20. Балыбердин Л. Л., Шейко П. А., Мазуров М. И., Николаев А. В. СТАТКОМ как средство компенсации реактивной мощности в сетях высокого напряжения. [Электронный журнал «Новое в российской энергетике»]. 2003. № 5.
21. Балыбердин Л. Л., Крайчик Ю. С., Мазуров М. И., Краснова Б. П. Метод индуктивной плавки гололеда на грозозащитных тросах воздушных линий электропередачи // Новые технологии в энергетике. 2002.
22. Балыбердин Л. Л., Козлова М. А., Шершинев Ю. А. Управляемые установки для плавки гололеда на проводах ЛЭП // Новые технологии в энергетике. 2002.
23. Балыбердин Л. Л., Галанов В. И., Мазуров М. И., Гусаковский К. Б., Волько О. Ю., Евликов А. А. К 40-летию пуска электропередачи постоянного тока Волгоград – Донбасс // Электрические станции. 2002. № 12.
24. Балыбердин Л. Л., Ливинский А. П. Об использовании в электроэнергетике новых достижений в области силовой электроники // Энергия России. 2002. Сентябрь. № 22 (92).
25. Балыбердин Л. Л., Галанов В. И., Таратута И. П. Передачи и вставки постоянного тока – высокотехнологичный способ транспорта электроэнергии // Строители России XX века. Изд-во «Мастер», 2003.
26. Балыбердин Л. Л., Ливинский А. П. Разработки в области силовой электроники // Энергетик. 2003. № 1.
27. Балыбердин Л. Л., Змазнов Е. Ю., Крайчик Ю. С., Лозинова Н. Г., Мазуров М. И., Прочан Г. Г. Переходные процессы, сопровождающие включение и отключение

- фильтрокомпенсирующих устройств на стороне третичных обмоток преобразовательных трансформаторов // Электрические станции. 2004. № 4.
28. Балыбердин Л. Л., Галанов В. И., Кощеев Л. А., Крайчик Ю. С., Мазуров М. И., Прочан Г. Г. Увеличение мощности электропередачи 330/400 кВ с вставкой постоянного тока между энергосистемами России и Финляндии // Электрические станции. 2004. № 10.
29. Balyberdin L. L., Zmaznov E. Y., Kraihik Y. S., Krasnova B. P., Lozinova N. G., Mazurov M. I., Prochan G. G. Transient Processes accompanying Connection and disconnection of capacitive filter – compensating devices / Power Technology and Engineering. 2004. № 2.
30. Balyberdin L. L., Galanov V. I., Koshcheev L. A., Kraihik Y. S., Mazurov M. I., Prochan G. G. Intensification of 330/400 kV power transmission in the “Back-to-Back” project Connecting Russia and Finland / Power Technology and Engineering. 2004. № 6.
31. Балыбердин Л. Л. 25-летие эксплуатации электропередачи Россия – Финляндия – свидетельство мирового уровня развития отечественной энергетики. И этот опыт сегодня должен быть востребован // Региональная газета. 2006. Июнь.
32. Балыбердин Л. Л., Крайчик Ю. С., Лозинова Н. Г., Прочан Г. Г. Теория и практика настройки фильтров высших гармоник, подключенных к третичным обмоткам преобразовательных трансформаторов // Электрические станции. 2007. № 12.
33. Balyberdin L. L., Kraihik Y. S., Lozinova N. G., Prochan G. G. The theory and practice of adjustment of high harmonic filters connected to tertiary winding of converting transformers / Power Technology and Engineering. 2008, № 2.
34. Балыбердин Л. Л., Кощеев Л. А., Шлайфштейн В. А. О расчетных показателях стоимости оборудования электрических сетей для начальных стадий проектирования // Энерго-Info. 2009. № 2–3.
35. Балыбердин Л. Л., Кощеев Л. А., Лозинова Н. Г., Мазуров М. И. Повышение энергоэффективности энергосистем путем применения вставок и передач постоянного тока // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2010. № 3.
36. Балыбердин Л. Л., Кощеев Л. А., Лозинова Н. Г. Потери электроэнергии в высоковольтных преобразовательных установках большой мощности и некоторые пути их снижения // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2010. № 3.
37. Балыбердин Л. Л., Дьячков В. А., Капитула Ю. В., Лозинова Н. Г. Многомодульные вставки постоянного тока // Электрические станции. 2010. № 11.
38. Кощеев Л. А., Балыбердин Л. Л., Шлайфштейн В. А. О стоимостных показателях оборудования // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2011. № 6.
39. Балыбердин Л. Л., Дьячков А. Ф., Бударгин О. М., Бобровский В. М., Брянцев А. М., Васильев А. Н., Волкова О. В., Дикой В. П., Жуков А. В., Ковалев В. Д., Лаврентьев В. М., Мазуров М. И., Максимов Б. К., Савваитов Д. С., Самородов Г. И., Седунов В. Н., Тимашова Л. В., Токарский А. Ю., Шунтов А. В. Электрические сети сверх- и ультравысокого напряжения ЕЭС России. Теоретические и практические основы: в 3 т. / под общей ред. чл.-корр. РАН А. Ф. Дьякова. – М.: НТФ «Энергопрогресс» Корпорации «ЕЭЭК». 2012.

Доклады

1. Балыбердин Л. Л., Лавров Н. И., Долгих В. А., Меньшиков В. Я., Сурков Л. Р., Михайлов Б. Д., Лешуков Н. Д. Опыт эксплуатации высоковольтного вентиля ПВУ-7 на Волжской подстанции ППТ Волгоград – Донбасс // Доклад на научно-технической конференции «Опыт 10-летней эксплуатации электропередачи постоянного тока Волгоград – Донбасс», Михайловка, 1976.
2. Балыбердин Л. Л., Меньшиков В. Я., Михайлов Б. Д. Система контроля состояния тиристоров высоковольтных тиристорных вентилей, совмещенная с системой управления // Доклад на Всесоюзной научно-технической конференции «Применение преобразовательной техники в электроэнергетике, технологических установках и электроприводе», Тольятти, 1984.
3. Балыбердин Л. Л., Долгих В. А., Меньшиков В. Я., Лебедева Л. С., Наумочкин В. Ф. Пути создания высокочастотных тиристорных ключей // Доклад на Всесоюзном научно-техническом совещании «Преобразовательная техника в энергетике» (ПТЭН-84), 1984.
4. Балыбердин Л. Л., Петров С. Я., Степанов В. П., Ракова Н. К., Крайчик Ю. С., Лазарев Н. С., Левченко В. В. Опыт эксплуатации Выборгской подстанции вставки постоянного тока СССР – Финляндия // Международный научно-технический семинар, Хельсинки, Финляндия, 1985.
5. Балыбердин Л. Л., Степанов В. П., Болдырев В. Т., Кулаков В. П., Худяков В. В., Сысоева В. Г., Алексеева Н. Д. Отчет об опыте эксплуатации Выборгской выпрямительно-инверторной подстанции за 1984 г. // Доклад на ИК 14–85 (РГ-04), CIGRE, 1985.
6. Балыбердин Л. Л., Степанов В. П., Болдырев В. Т., Кулаков В. П., Худяков В. В., Сысоева В. Г., Алексеева Н. Д. Отчет об опыте эксплуатации Выборгской выпрямительно-инверторной подстанции за 1985 г. // Доклад на ИК 14–86 (ЗГ-04), CIGRE, 1986.
7. Балыбердин Л. Л., Кощеев Л. А., Герцик К. А. Проблемы создания и развития передач постоянного тока напряжением 1500 кВ // Всесоюзный семинар «Проблемы создания и развития передач постоянного тока напряжением 1500 кВ», Красноярск, 1987.
8. Балыбердин Л. Л., Меньшиков В. Я., Плоткина Н. З., Прочан Г. Г. Опыт эксплуатации силовых тиристоров в высоковольтных тиристорных вентилях // Доклад на Всесоюзной конференции «Создание комплексов электротехнического оборудования, высоковольтной, преобразовательной, сильноточной и полупроводниковой техники», Москва, 1990.
9. Балыбердин Л. Л., Гуревич М. К., Шершнев Ю. А. Проблемы разработок вентилей на основе силовых запираемых тиристоров // Тезисы докладов Научно-технической конференции «Проблемы преобразовательной техники», Чернигов, 1991.
10. Балыбердин Л. Л., Гуревич М. К. О возможности создания высоковольтных запираемых тиристорных вентилей для преобразовательных подстанций передач и вставок постоянного тока // Тезисы докладов «Полупроводники в энергетике». Международная конференция, посвященная памяти акад. А. Кротериса, Рига, 1991.

11. Балыбердин Л. Л., Гуревич М. К., Ляус И. М., Шеринев Ю. А. Преобразователь на запираемых тиристорах для многофазного асинхронного тягового двигателя // Всесоюзный семинар ВЭИ им. В. И. Ленина. – М., 1994.
12. Балыбердин Л. Л., Шеринев Ю. А. Исследования и разработки по тиристорной преобразовательной технике для нужд Санкт-Петербурга и региона // III съезд СПб. Союза АТО «Концепция развития Санкт-Петербурга на ближайший и отдаленный периоды с расстановкой приоритетов, основанных на общественном согласии». 1995. Ноябрь.
13. Балыбердин Л. Л., Альтишуль Р. А., Поссе А. В., Иванова Л. А., Шеринев Ю. А., Гуревич М. К. Установка для плавки гололеда и компенсации реактивной мощности // Доклад на Международном симпозиуме «Энергетика-96», 1996.
14. Балыбердин Л. Л., Альтишуль Р. А., Поссе А. В., Иванова Л. А., Шеринев Ю. А., Гуревич М. К. Установка для плавки гололеда и компенсации реактивной мощности // Доклад на Всероссийской конференции ВЭИ им. В. И. Ленина, Москва, 1997.
15. Балыбердин Л. Л., Поссе А. В. Преобразователи с шунтовыми конденсаторами на базе запираемых и незапираемых вентиляй // Электротехника 2010 год: Перспективные направления в развитии энергетики и электротехнического оборудования в 2000–2010 годах: V симпозиум ТРАВЭК (Моск. обл., 19–22 окт. 1999): Сб. докладов: в 2 томах. Т. 2. – М., 1999.
16. Балыбердин Л. Л., Иванова Л. А., Поссе А. В., Шеринев Ю. А. Сдвоенный тиристорно-управляемый реактор для компенсации реактивной мощности // Доклад на научно-техническом семинаре на международной выставке «Современные решения в проектировании, строительстве и эксплуатации электрических сетей (ЛЭП-99)». Москва, ВВЦ, 1999.
17. Балыбердин Л. Л., Шеринев Ю. А., Козлова М. А. Управляемая преобразовательная установка контейнерного типа для плавки гололеда на проводах ЛЭП // Электротехника 2010 год: Перспективные виды электротехнического оборудования для передачи и распределения электроэнергии: VI симпозиум ТРАВЭК (Моск. обл., 22–25 окт., 2001): Сб. докладов: в 2 томах. Т. 2. – М.: Изд-во ВЭИ, 2001.
18. Balyberdin L. L., Ivakin V. N., Kovalev V. D., Lazarev N. S., Lytaev R. A., Mazurenko A. K., Kraichik Y. S., Smirnov A. A. Experience of reconstruction and expansion of Vyborg back-to-back HVDC link, CIGRÉ session, Paris, 2002. P. 14–103.
19. Балыбердин Л. Л., Галанов В. И. Электропередачи постоянного тока: история и развитие // Международная научно-практическая конференция «Теоретическая и практическая проблема развития электроэнергетики России», посвященная 100-летию со дня рождения академика АН СССР Л. Р. Неймана. – СПб., 2002, июнь.
20. Балыбердин Л. Л., Белоглазов И. Н., Куценко Б. Н., Шеринев Ю. А. Объединенная полупроводниковая установка для компенсации реактивной мощности и плавки гололеда на проводах ЛЭП // Семинар. Воркутинский ГОК, Воркута, 2003.
21. Балыбердин Л. Л., Куценко Б. Н., Мазуров Н. И., Николаев А. В. Преимущества применения СТАТКОМ в схеме питания металлургического предприятия //

- Всероссийская научно-практическая конференция «Новые технологии в металлургии, химии, обогащении и технология». СПбГГУ им. Г. В. Плеханова. СПб., 26–27 сентября, 2004.
22. Балыбердин Л. Л., Кощеев Л. А. К вопросу о централизованном электроснабжении удаленных труднодоступных районов // Доклад на международной конференции «Энергосервис – 2005». Прага, 11–14 сентября, 2005.
 23. Балыбердин Л. Л., Крайчик Ю. С., Куценко Б. Н. Transients happened when cut-offs of filter compensatory devices on the tertiary windings of transformers // Доклад на международной конференции «Power Tech – 2005». Рег. № 455.
 24. Балыбердин Л. Л., Козлова М. А., Шеринев Ю. А. Model group of controlled installation, for melting ice on transmission live conductors // Доклад на международной конференции «Power Tech – 2005». Рег. № 675.
 25. Balyberdin L., Stepanov V., Boldirev V., Khoudiakov V., Kulakov V./ SC 1483 (WG 04) LENENERGO. Power System Vyborg Back-to-back HVDC. Converter Station. Operational Report For 1982.
 26. Балыбердин Л. Л., Кощеев Л. А., Лозинова Н. Г., Ковалев В. Д., Мустафа Г. М. Потери электроэнергии в высоковольтных преобразовательных установках большой мощности и некоторые пути их снижения // Доклад на международной научно-технической конференции «Энергосбережение в электроэнергетике и промышленности». ТРАВЭК. Москва, 17–18 марта, 2010.
 27. Балыбердин Л. Л., Лозинова Н. Г., Мазуров М. И. Повышение энергоэффективности электросистем путем применения вставок и передач постоянного тока // Доклад на международной научно-технической конференции «Энергосбережение в электроэнергетике и промышленности». ТРАВЭК. Москва, 17–18 марта, 2010.
 28. Балыбердин Л. Л., Кощеев Л. А., Штайнер В. А. О стоимостных показателях оборудования // Доклад на международной научно-технической конференции «Перспективы развития электроэнергетики. Энергоэффективность и энергосбережение». Москва, 29–30 марта, 2011.
 29. Балыбердин Л. Л., Кощеев Л. А., Лозинова Н. Г. Преобразователи тока ППТ и ВПТ // Доклад на Всемирном электротехническом конгрессе ВЭЛК 2011 «Электротехника будущего». Москва, 4–5 октября, 2011.

Брошюры

1. Балыбердин Л. Л., Донской А. В., Пинцов А. М., Шиловский А. А. Применение неуправляемых выпрямителей в промышленных и транспортных установках / Ленинградский дом научно-технической пропаганды, 1964.
2. Балыбердин Л. Л., Метелецкий Б. В., Шиловский А. А. Силовой полупроводниковый выпрямитель на германиевых вентилях для тяговых подстанций трамвая и троллейбуса / Ленинградское областное правление НТО городского хозяйства и автомобильного транспорта, 1964.
3. Балыбердин Л. Л., Афанасьев Н. П., Исэрнов А. Д., Клямкин С. С., Козлович Г. В., Красноштанов А. С., Лавров Н. И., Лемаев С. А., Михайлов Б. Д., Смирнов А. Г.,

Сурков Л. Р. Выпрямительно-преобразовательный блок установки «Полигон-1» / Препринт ИВТАН СССР. М., 1985, № 3–156.

4. *Балыбердин Л. Л., Сурков Л. Р. Передвижная электроразведочная генераторная установка «Полигон-2» / Препринт ИВТАН СССР. М., 1986.*

Депонированные научные работы

1. *Балыбердин Л. Л., Андронов В. А., Алексеева Н. Д., Левченко В. В. Комплекс пусконаладочных и системных испытаний Выборгской выпрямительно-инверторной подстанции // Сборник тезисов докладов к совещанию «Преобразовательная техника в энергетике» (ПТЭН-84), Ленинград, 22–25 мая 1984 г. – М.: Информэнерго, 1984.*
2. *Балыбердин Л. Л., Гуревич М. К. Высоковольтные тиристорные вентили / Депонир. Информэнерго, 1987.*
3. *Балыбердин Л. Л., Галанов В. И., Поссе А. В. Преобразователи на базе запираемых и обычных тиристоров с шунтирующими конденсаторами / Депонир. Информэнерго, 1999.*

Изобретения

1. А.с. 159890 СССР, МПК H02M7/10. Многомостовой преобразователь / Балыбердин Л. Л., Шиловский А. А. Опубл. 14.01.1964. Бюл. № 2.
2. А.с. 256049 СССР, МПК H02M1/088. Устройство для управления последовательно соединенными управляемыми вентилями / Балыбердин Л. Л., Тучкевич В. М., Уваров А. И., Яковчук Н. С., Нейман Л. Р., Меньшиков В. Я., Миронов А. В., Шипулина Н. А. Опубл. 04.11.1969. Бюл. № 34.
3. А.с. 266037 СССР, МПК H02M11/00. Преобразовательный блок / Балыбердин Л. Л. Опубл. 15.07.1985. Бюл. № 26.
4. А.с. 270047 СССР, МПК H02M7/155, H02M1/08. Преобразовательный блок / Балыбердин Л. Л., Михайлов Б. Д. Опубл. 08.05.1970. Бюл. № 16.
5. А.с. 302996 СССР, H01L1/16. Преобразовательный блок / Балыбердин Л. Л., Бушихина Н. Н., Давыдов В. Г., Капустин В. А., Лешуков Н. Д., Манн А. К., Полянский С. В., Рантман В. А., Шиловский А. А. Опубл. 1970.
6. А.с. 305817 СССР, H02M7/00. Устройство для управления последовательно соединенными вентилями / Балыбердин Л. Л., Меньшиков В. Я., Штеренберг Г. П. Опубл. 1971.
7. А.с. 353642 СССР, H02M7/18 H02J11/00. Устройство для питания собственных нужд высоковольтных выпрямителей / Балыбердин Л. Л., Лавров Н. И., Меньшиков В. Я., Михайлов Б. Д., Штеренберг Г. П. Опубл. 1972.
8. А.с. 357880 СССР, H02M1/08. Устройство для управления последовательно соединенными тиристорами / Балыбердин Л. Л., Михайлов Б. Д. Опубл. 1972.
9. А.с. 434883 СССР, H02M1/08. Формирователь мощных импульсов / Балыбердин Л. Л., Михайлов Б. Д. Опубл. 1972.
10. А.с. 404423 СССР, G05F1/56. Источник питания постоянного тока / Балыбердин Л. Л., Лешуков Н. Д., Шиловский А. А., Канащенко Н. А., Сурков Л. Р. Опубл. 1973.

11. А.с. 433904 СССР, Н02М7/00. Вентильный преобразователь / Балыбердин Л. Л., Михайлов Б. Д., Лешуков Н. Д. Опубл. 1974.
12. А.с. 434882 СССР, Н02М1/08. Усилитель-формирователь импульсов управления / Балыбердин Л. Л., Михайлов Б. Д. Опубл. 1974.
13. А.с. 492231 СССР, Н02М1/10. Устройство для питания собственных нужд высоковольтных преобразователей / Балыбердин Л. Л., Михайлов Б. Д. Опубл. 1975.
14. А.с. 510064 СССР, МПК Н02М1/088. Устройство для управления высоковольтным блоком последовательно соединенных вентилем / Балыбердин Л. Л., Герцик К. А., Дайновский Р. А., Кадомский Д. Е. Опубл. 1975.
15. А.с. 554771 СССР, МПК Н02М1/08. Устройство для управления последовательно соединенными тиристорами / Балыбердин Л. Л., Михайлов Б. Д. Опубл. 1976.
16. А.с. 539359 СССР, МПК Н02М1/08, Н02Р3/16. Устройство для управления параллельно соединенными тиристорами / Балыбердин Л. Л., Михайлов Б. Д. Опубл. 15.12.1976.
17. А.с. 618816 СССР, МПК Н02Н7/10. Способ защиты высоковольтного тиристорного вентиля с параллельно включенными ветвями / Балыбердин Л. Л., Барановский Б. Г., Долгих В. А., Иоспа З. С., Лавров Н. И., Лебедева Л. С., Меньшиков В. Я., Мицкевич В. А. Опубл. 05.08.1978. Бюл. № 29.
18. А.с. 565366 СССР, МПК Н02М7/68, Н02Р13/16. Высоковольтный тиристорный блок / Балыбердин Л. Л., Долгих В. А., Таратута И. П. Опубл. 15.07.1977. Бюл. № 26.
19. А.с. 695438 СССР, МПК Н02Р13/16. Устройство для управления тиристорным вентилем / Балыбердин Л. Л., Меньшиков В. Я., Лавров Н. И., Шершнев Ю. А. Опубл. 1977.
20. А.с. 616903 СССР, МПК Н02Н7/10. Устройство защиты высоковольтного тиристорного вентиля / Балыбердин Л. Л., Меньшиков В. Я., Михайлов Б. Д., Лавров Н. И. Опубл. 1978.
21. А.с. 635827 СССР, МПК Н02М7/10, Н02Р13/16. Высоковольтный тиристорный вентиль / Балыбердин Л. Л., Яковлев О. А., Михайлов Б. Д. Опубл. 1978.
22. А.с. 615796 СССР, МПК Н02Н7/10. Способ ограничения перенапряжений на высоковольтных тиристорных вентилях / Балыбердин Л. Л., Михайлов Б. Д. Опубл. 1978.
23. А.с. 705952 СССР, МПК Н02Н7/10, Н02М1/18. Устройство для защиты последовательно включенных вентилем преобразователя / Балыбердин Л. Л., Меньшиков В. Я., Михайлов Б. Д., Смирнов Г. В. Опубл. 1979.
24. А.с. 753330 СССР, МПК Н02Н7/10, Н02М1/18. Способ защиты от перегрузок по току высоковольтных полупроводниковых вентилем / Балыбердин Л. Л., Эпштейн Л. Д., Виницкий Ю. Д., Ильин В. М., Михайлов Б. Д., Пешехонов В. С. Опубл. 1980.
25. А.с. 805899 СССР, МПК Н02Н7/10, Н02М1/18. Способ ограничения перенапряжений на высоковольтных тиристорных вентилях / Балыбердин Л. Л., Михайлов Б. Д., Эпштейн Л. Д. Опубл. 1980.

26. А.с. 817621 СССР, МПК G01R31/333. Устройство для испытания управляемых вентиляй / Балыбердин Л. Л., Голощекин И. Г., Меньшиков В. Я., Долгих В. А., Шершнев Ю. А. Опубл. 30.03.1981. Бюл. № 12.
27. А.с. 862791 СССР, МПК H02M1/08. Устройство для управления последовательно соединенными тиристорами / Балыбердин Л. Л., Михайлов Б. Д. Опубл. 1981.
28. А.с. 932944 СССР. МПК H02H7/12, H02M1/18. Устройство для защиты последовательно соединенных тиристоров / Балыбердин Л. Л., Михайлов Б. Д., Эпштейн Л. Д. Опубл. 1982.
29. А.с. 944022 СССР, МПК H02M7/12. Трехфазный выпрямитель / Балыбердин Л. Л., Михайлов Б. Д. Опубл. 15.07.1982. Бюл. № 26.
30. А.с. 983598 СССР, МПК G01R31/28. Устройство для испытания управляемых вентиляй / Балыбердин Л. Л., Голощекин И. Г., Шершнев Ю. А., Меньшиков В. Я. Опубл. 23.12.1982. Бюл. № 47.
31. А.с. 995672 СССР. МПК H02M7/00. Высоковольтный тиристорный вентиль / Балыбердин Л. Л., Галанов В. И., Михайлов Б. Д., Яковлев О. А. Опубл. 1982.
32. А.с. 1018248 СССР, МПК H03K17/78. Высоковольтный оптоэлектронный ключ / Балыбердин Л. Л., Михайлов Б. Д. Опубл. 15.05.1983. Бюл. № 18.
33. А.с. 1129696 СССР, МПК H02J3/18. Компенсатор реактивной мощности / Балыбердин Л. Л., Долгих В. А., Меньшиков В. Я., Поссе А. В. Опубл. 15.12.1984. Бюл. № 46.
34. А.с. 1338748 СССР, МПК H02H7/12. Устройство для защиты последовательно включенных вентиляй преобразователя / Балыбердин Л. Л., Меньшиков В. Я., Михайлов Б. Д. Опубл. 1987.
35. А.с. 1419453 СССР, МПК H02H7/10. Способ защиты инверторной подстанции МГД-электростанции от перенапряжений при обрыве энергетической связи с электрической сетью / Балыбердин Л. Л., Кадомский Д. Е., Лавров А. Н. Опубл. 1988.
36. А.с. 1464876 СССР, МПК H02M1/08. Формирователь мощных импульсов / Балыбердин Л. Л., Михайлов Б. Д. Опубл. 1988.
37. А.с. 1515985 СССР, МПК H02J3/36. Способ включения очередного преобразовательного блока / Балыбердин Л. Л., Крайчик Ю. С., Мазуров М. И., Радул А. Б. Опубл. 1989.
38. А.с. 1464245 СССР, МПК H02J3/18. Компенсатор реактивной мощности / Балыбердин Л. Л., Поссе А. В., Меньшиков В. Я., Шершнев Ю. А. Опубл. 07.03.1989. Бюл. № 9.
39. А.с. 1588239 СССР, МПК H02M1/08. Устройство для запирания *n*-последовательно соединенных запираемых тиристоров / Балыбердин Л. Л., Гуревич М. К., Меньшиков В. Я., Шершнев Ю. А. Опубл. 1990.
40. А.с. 1582274 СССР, МПК H02J3/00. Компенсатор реактивной мощности / Балыбердин Л. Л., Поссе А. В., Меньшиков В. Я., Шершнев Ю. А. Опубл. 30.07.1990. Бюл. № 28.
41. А.с. 1698942 СССР, МПК H02M1/08. Устройство для управления высоковольтным запираемым тиристорным вентилем / Балыбердин Л. Л., Гуревич М. К., Шершнев Ю. А. Опубл. 15.12.1991. Бюл. № 46.

42. А.с. 1744772 СССР, МПК H02M1/08, 7/20. Способ выключения запираемого тиристора / Балыбердин Л. Л., Гуревич М. К., Шершнев Ю. А. Опубл. 30.06.1992. Бюл. № 24.
43. Пат. РФ. Устройство для рекуперации энергии от высокочастотного генератора / Балыбердин Л. Л., Поссе А. В., Шершнев Ю. А., Наумочкин В. Н.; заявитель и патентообладатель Российский институт мощного радиостроения. Опубл. 1992.
44. А.с. 1707708 СССР, МПК H02M1/08. Устройство для ограничения перенапряжений на высоковольтном запираемом тиристорном вентиле / Балыбердин Л. Л., Гуревич М. К., Шершнев Ю. А. Опубл. 23.01.1992. Бюл. № 3.
45. Пат. 2089035 РФ, МПК H02M7/757. Двенадцатифазный обратимый самокоммутируемый преобразователь / Балыбердин Л. Л., Альтшуль Р. А., Бородич Д. В., Поссе А. В., Шершнев Ю. А. Опубл. 27.08.1997.
46. Пат. 2134009 РФ, МПК H02J1/00. Электропередача постоянного тока / Балыбердин Л. Л., Поссе А. В. Опубл. 27.07.1999. Бюл. № 21.
47. Пат. 2235397 РФ, МПК H02G7/16. Установка для плавки гололеда / Балыбердин Л. Л., Галанов В. И., Кощеев Л. А., Краснова Б. П., Мазуров М. И., Николаев А. В. Опубл. 27.08.2004. Бюл. № 24.
48. Пат. 2119711 РФ, МПК H02M7/12. Многофазный преобразователь / Балыбердин Л. Л., Поссе А. В. Опубл. 27.09.1998.
49. Пат. 2119712 РФ, МПК H02M7/17, H02M7/19. Комбинированный вентиль тока / Балыбердин Л. Л., Гуревич М. К., Поссе А. В., Бородич Д. В., Шершнев Ю. А. Опубл. 27.09.1998.
50. Пат. 2119707 РФ, МПК H02H7/122. Устройство защиты автономного инвертора на запираемых тиристорах от однофазного опрокидывания / Балыбердин Л. Л., Гуревич М. К., Шершнев Ю. А. Опубл. 27.09.1998.
51. Пат. РФ на полезную модель 41201, МПК H02G7/16. Установка для плавки гололеда на тросах воздушной линии электропередачи / Балыбердин Л. Л., Денисенко А. В., Мазуров М. И. Опубл. 10.10.2004. Бюл. № 28.
52. Пат. 2422963 РФ, МПК H02G7/16. Устройство для плавки гололеда на проводах и тросах воздушной линии (варианты) / Балыбердин Л. Л., Дайновский Р. А., Мазуров М. И., Краснова Б. П., Лозинова Н. Г. Опубл. 27.06.2011. Бюл. № 18.
53. Пат. 2178087 РФ, МПК F01D25/36. Валоповоротное устройство / Балыбердин Л. Л., Галанов В. И., Евстратов Р. В., Куценко Б. Н., Мазуров М. И., Суслова О. В., Ладыгин А. В. Опубл. 10.01.2002. Бюл. № 1.
54. Пат. 2210854 РФ, МПК H02P9/06, H02P9/42, F03D9/02. Ветроэлектрическая установка / Балыбердин Л. Л., Галанов В. И., Волосенко А. А., Евстратов Р. В., Куценко Б. Н., Семенов П. В., Смирнова Л. Ю., Суслова О. В., Чесноков А. Н. Опубл. 20.08.2003.
55. Пат. 2207746 РФ, МПК H05K7/20, G12B15/02. Преобразовательная установка контейнерного типа / Балыбердин Л. Л., Гуревич М. К., Козлова М. А., Шершнев Ю. А. Опубл. 27.06.2003.
56. Пат. 2451379 РФ, МПК H02N9/00. Способ для ограничения токов короткого замыкания и повышения управляемости перетоками мощности в энергосистемах

и устройство для его осуществления – многомодульная вставка постоянного тока (МВПТ) / Балыбердин Л. Л., Дьячков В. А., Капитула Ю. В., Козлович Г. В., Лозинова Н. Г. Опубл. 20.05.2012. Бюл. № 14.

Гуревич Мария Копельевна, канд. техн. наук, доцент, ведущий научный сотрудник отдела преобразовательных устройств Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: gurevich_m@niipt.ru

Gurevich M. K.

In memory of Leonid L. Balyberdin.

The article is devoted to life and creative career of senior NIIPT researcher, PhD in engineering, laureate of the USSR State prize Leonid L. Balyberdin (1932–2014). L. Balyberdin was known as the great scientist and expert in the field of converting equipment, HVDC power transmissions and back-to-backs.

Key words: *L. L. Balyberdin, converting equipment, HVDC power transmission, HVDC back-to-back, high voltage thyristor valve.*



Научно-технический центр Единой энергетической системы – многопрофильный электроэнергетический научный и инженерный центр Системного оператора, головная научная организация отрасли в области развития системообразующей сети Единой энергетической системы России и межгосударственных электрических связей.

ОАО «НТЦ ЕЭС» активно сотрудничает с крупнейшими отечественными компаниями (ОАО «Россети», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «РусГидро», ТГК, ОГК, АО-Энерго) и с зарубежными фирмами Австрии, Германии, Италии, Китая, США, Швейцарии, Швеции, Японии и других стран.

Основные направления научно-технической деятельности:

1. Проектирование и развитие электроэнергетических систем.
2. Устойчивость, надежность, живучесть и управляемость электроэнергетических систем.
3. Режимное и противоаварийное управление.
4. Развитие технологий оперативно-диспетчерского управления энергосистемами.
5. Автоматизированные системы мониторинга, сбора, передачи, обработки информации и управления технологическими процессами.

Экспериментальная база:

- Цифро-аналого-физический комплекс на базе электродинамической (физической) модели энергосистемы для исследования функционирования объектов электроэнергетики и энергосистем любого уровня; натурных испытаний на функционирование устройств управления, защиты и автоматики, систем АСУ ТП в реальном времени.
- Цифровая модель реального времени (RTDS).
- Испытательный стенд устройств релейной защиты и систем автоматизации.

Выполняемые работы:

- Разработка перспективных схем и программ развития электроэнергетики.
- Проведение исследований перспективных схем развития электроэнергетических систем на базе единой математической модели ЕЭС России.
- Разработка рекомендаций по совершенствованию проектных решений развития энергосистем и энергообъектов.
- Разработка схем выдачи мощности электростанций и подключения потребителей.
- Разработка схем внешнего энергоснабжения энергорайонов и отдельных потребителей.
- Создание, верификация и актуализация цифровых моделей для исследования переходных режимов и устойчивости электроэнергетических систем.

- Разработка рекомендаций и технических решений по обеспечению устойчивости, надежности и живучести электроэнергетических систем и отдельных энергообъектов.
- Разработка проектов модернизации систем противоаварийной автоматики.
- Разработка алгоритмов и программно-технических комплексов локальных и централизованных устройств режимного и противоаварийного управления.
- Расчеты токов короткого замыкания и разработка рекомендаций по их снижению для конкретных энергообъектов.
- Проверка на функционирование (экспертиза) и настройка устройств регулирования, управления, защиты и автоматики на электродинамической модели, в том числе «под ключ».
- Аттестация цифровых автоматических регуляторов возбуждения, цифровых устройств АЛАР и разработка рекомендаций по их применению в ЕЭС России.
- Настройка «под ключ» автоматических регуляторов возбуждения генераторов электростанций.
- Испытания систем группового регулирования активной и реактивной мощности, проверка технологических алгоритмов ГРАМ на соответствие требованиям нормативных документов и технического задания, разработка рекомендаций по повышению эффективности и системной надежности.
- Создание и внедрение программных средств и систем автоматизации для эффективной работы предприятий энергетической отрасли: Bars, LincorWin, ВРДО, RastrWin, МДП, Анализ вероятных аварийных событий в электрической системе по принципу «N – 1», Коммутационные схемы, Комплекс СМЗУ, ЦСПА, Прогноз потребления и др.
- АСУ ТП для подстанций переменного и постоянного тока, атомных, тепловых и гидроэлектростанций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- АСУ ТП на базе информации от МПРЗА для подстанций классов напряжения до 330 кВ, СН электрических станций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- Система анализа и просмотра аварийной информации от разнородных распределенных источников регистрации для АСДУ энергосистем и энергообъединений, подстанций переменного и постоянного тока, атомных, тепловых и гидроэлектростанций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- Цифровая автоматика ликвидации асинхронных режимов – АЛАР-Ц.
- Разработка основных технических решений по внедрению объектов распределенной генерации.
- Оценка эффективности инвестиций в строительство, реконструкцию, модернизацию и техническое перевооружение электросетевых и генерирующих объектов на стадии выполнения работ по проектированию и на стадии реализации инвестиционного проекта.

Участие в системах добровольной сертификации

Система добровольной сертификации ОАО «СО ЕЭС»

В 2013 г. ОАО «НТЦ ЕЭС» допущено к проведению добровольной сертификации в СДС «СО ЕЭС» в области подтверждения соответствия автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов требованиям стандарта организации ОАО СО «ЕЭС» СТО 59012820.29.160.20.001-2012 «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов».

Система добровольной сертификации Корпорации «Единый электроэнергетический комплекс»

В 2011 г. в рамках реализации Соглашения о сотрудничестве Корпорации «ЕЭЭК» и ОАО «СО ЕЭС» в области технического регулирования в электроэнергетике ОАО «НТЦ ЕЭС» наделено в СДС Корпорации «ЕЭЭК» полномочиями экспертной организации, органа сертификации, испытательной лаборатории.

Область полномочий:

1. Устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики.
2. Цифровые регистраторы (СМПР, РАС).
3. Системы регулирования (FACTS, APB, АРЧМ, САУМ, ГРАРМ, АРН, СУРЗА ВПТ и ППТ).
4. Системы режимного регулирования на базе силовой электроники.
5. Программное обеспечение расчета электроэнергетических режимов.
6. Автоматизированные системы управления (АСУ ТП, ССПИ, СОТИ, ТМ).
7. Техническая и проектная документация, НИОКР, технические требования.

Одной из важнейших сфер деятельности ОАО «НТЦ ЕЭС» как организации, располагающей авторитетной научной школой и современной, а во многом уникальной экспериментально-исследовательской базой, является подготовка кадров высшей квалификации через аспирантуру и соискательство.

Обучение в аспирантуре ведется по научным специальностям:

- 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы;
- 05.14.12 – Техника высоких напряжений.

Лицензия Федеральной службы по надзору в сфере образования и науки на право ведения образовательной деятельности в сфере послевузовского профессионального образования – № 0353 от 24 сентября 2012 г.



Научно-исследовательский институт по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (НИИПТ) – дочернее общество ОАО «НТЦ ЕЭС».

Основные направления научно-технической деятельности:

1. Управляемые электропередачи: вставки и электропередачи постоянного тока, технологии FACTS.
2. ТВН и проектирование линий электропередачи постоянного и переменного тока.
3. Силовая преобразовательная техника.

Экспериментальная база:

- Высоковольтный комплекс для испытания элементов ВЛ и оборудования ПС переменного и постоянного тока.
- Многофункциональный испытательный комплекс преобразовательной техники.

Выполняемые работы:

- Разработка вариантов выдачи мощности на постоянном токе от ГЭС, ПЭС, АЭС.
- Разработка методических рекомендаций по применению в ЕЭС России устройств для управляемых электропередач переменного тока и ограничения токов короткого замыкания, ВПТ и ППТ.
- Исследование возможности применения многомодульных ВПТ для ограничения токов короткого замыкания в энергосистемах с высокой плотностью генерации и нагрузки.
- Сопровождение проектирования и проектирование объектов постоянного тока.
- Сопровождение эксплуатации мощных высоковольтных преобразовательных подстанций (ВПТ и ППТ) с целью повышения их энергоэффективности, надежности и расширения функциональных возможностей (реверс, увеличение мощности, реконструкция, улучшение качества электроэнергии и др.).
- Анализ качества электроэнергии и разработка мероприятий по ограничению гармоник тока и напряжения в энергосистемах.
- Преобразовательные установки различного назначения – комбинированные установки для компенсации реактивной мощности и плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах (в том числе со встроенным оптическим волокном) ВЛ, фильтр активный гармоник, мощные источники питания постоянного тока, мощные генераторы широкого диапазона частот для геологии и геофизики.
- Разработка проектов присоединения установок для плавки гололеда к цепям подстанций.

- Выбор оптимальных технических решений по конструкции основных элементов проектируемых ВЛ постоянного и переменного тока различного класса напряжения.
- Технико-экономические расчеты и проектирование ВЛ переменного и постоянного тока. Выбор оптимальных опор по типам, высоте, дизайну и условиям размещения.
- Выполнение предпроектных работ, разработка ТЭО, подготовка тендерной документации и экспертиза конкурсных предложений, экспертиза проектов по направлениям научно-технической деятельности института.
- Анализ опыта эксплуатации и разработка рекомендаций по повышению надежности действующих воздушных и кабельных линий, оборудования ПС.
- Проведение приемо-сдаточных, квалификационных, периодических и типовых испытаний оборудования ПС, кабелей и изоляторов.
- Исследование кратковременной и длительной электрической прочности внутренней изоляции оборудования для проверки его эксплуатационной надежности перед вводом в эксплуатацию после длительного хранения, ремонта, а также снятого с эксплуатации по результатам профилактических испытаний.
- Проведение испытаний оборудования для целей сертификации в соответствии с областью аккредитации, в том числе предквалификационные и типовые испытания кабельных систем 10–330 кВ с изоляцией из свитого полиэтилена.
- Составление региональных и локальных карт степеней загрязнения и разработка рекомендаций по выбору линейной и внешней подстанционной изоляции, в том числе в районах с природными и промышленными загрязнениями.
- Выбор и оптимизация средств грозозащиты ВЛ, в том числе проходящих по районам со сложными гидрометеорологическими условиями и грунтами с высоким удельным сопротивлением.
- Диагностика в условиях эксплуатации и оценка остаточного ресурса кабельных линий напряжением до 500 кВ с использованием современных неразрушающих методов.

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.

Периодичность выхода журнала – 2 раза в год.

Статью в редакцию журнала «Известия НТЦ Единой энергетической системы» можно направить по адресу: 194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, ОАО «НТЦ ЕЭС» или по E-mail: nto@ntcees.ru

2. ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

Авторы должны придерживаться следующей обобщенной структуры статьи: вводная часть (актуальность, существующие проблемы); основная часть (постановка, описание задачи, изложение и суть основных результатов); заключительная часть (предложения, выводы), список литературы.

2.1. Оформление материалов

1. Объем статьи, как правило, не должен превышать 16 страниц формата А4.

2. Набор текста осуществляется в редакторе MS Word.

Параметры страницы. Поля: верхнее – 4 см, нижнее – 3,7 см, левое – 3,5 см, правое – 3,5 см, расстояние от края до верхнего колонтитула – 3 см. Текстовое поле – 14×22 см.

Шрифт Times New Roman, размер шрифта основного текста – 11, межстрочный 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, фотоизображений, представляемых в электронном виде, – с разрешением 300 dpi.

6. **Список литературы** приводится в конце статьи. Он составляется в порядке последовательности ссылок в тексте. Ссылки на литературу в тексте заключаются в квадратные скобки. В список литературы не должны включаться неопубликованные материалы и материалы служебного пользования.

Образец и шаблон оформления статьи приведены на сайте: <http://www.ntcees.ru/departments/proceedings.php>.

2.2. Вместе с материалами статьи должны быть обязательно предоставлены:

- номер УДК в соответствии с классификатором (в заголовке статьи);
- аннотация статьи на русском и английском языках;
- ключевые слова статьи на русском и английском языках;
- сведения об авторах, включающие фамилию, имя, отчество автора, ученую степень, ученое звание, должность, место работы, E-mail, контактные телефоны;
- экспертное заключение о возможности опубликования материалов в открытой печати;
- справка автора.

2.3. Рассмотрение материалов

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:

(812) 292-94-05, (812) 292-94-20

или E-mail: nto@ntcees.ru

**ИЗВЕСТИЯ НТЦ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

Оригинал-макет выполнен
в ООО «ИЗДАТЕЛЬСТВО ДЕАН»

Редактор

A. B. Деревянко

Верстка

A. H. Марус

Ю. В. Степанова

Корректура

A. O. Брезман

B. H. Эйхман

ОТДЕЛ ПО РАБОТЕ С АВТОРАМИ

191119, Санкт-Петербург, ул. Константина Заслонова, 17

Тел. (812) 712-27-40

E-mail: glavred@deanbook.ru

РЕДАКЦИОННО-ИЗДАТЕЛЬСКИЙ ОТДЕЛ

191119, Санкт-Петербург, ул. Воронежская, 5, оф. 122

Тел. (812) 438-28-47

E-mail: izdat@deanbook.ru

www.deanbook.ru

Подписано в печать 16.06.2014. Формат 70×108¹/₁₆
Печать офсетная. Гарнитура «Times New Roman». Объем 8,75 п. л.
Тираж 300 экз. Заказ №

Отпечатано в ООО «Медиапапир».

195220, Санкт-Петербург, Гражданский пр., д. 22, лит. А.