



**НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЕРСТВО
«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
СИСТЕМЫ»**

«УТВЕРЖДАЮ»

Президент НП «НТС ЕЭС»,
д.т.н., профессор

Н.Д. Роголев

«29» ноября 2023 г.

ПРОТОКОЛ

заседания секции «Проблемы надежности и эффективности релейной защиты и средств автоматического системного управления», секции «Управления режимами энергосистем, РЗА» по теме: **«Моделирование работы Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 и Сахалинской ГРЭС-2 в составе Сахалинской энергосистемы»**

28 июня 2023 г.

г. Москва

Присутствовало: 37 человек (список представлен в Приложении 1).

На заседании выступили:

С вступительным словом:

- Председатель секции «Проблемы надежности и эффективности релейной защиты и средства автоматического системного управления в ЕЭС России» НП «НТС ЕЭС», к.т.н. – А. В. Жуков.

С докладами:

1. **«Моделирование работы Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 и Сахалинской ГРЭС-2 в составе Сахалинской энергосистемы»** - Д.А. Кабанов (АО «НТЦ ЕЭС») (приложение 2).

В обсуждении докладов и прениях выступили:

А.В. Жуков, А.Н. Калинин, Е.И. Сацук, Д.А. Кабанов, Сахалинская ГРЭС, А.С. Герасимов, А.П. Морозов, Н.Л. Новиков.

Заслушав доклады, выступления участников в дискуссии, заседание отмечает следующее:

1. С 1 января 2024 года в соответствии с Федеральным законом от 11.06.2022 № 174-ФЗ «О внесении изменений в ФЗ «Об электроэнергетике» и отдельные законодательные акты РФ» АО «СО ЕЭС» приступит к осуществлению функций оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных энергосистемах Магаданской и Сахалинской областей, Камчатского края и Чукотского автономного округа в Дальневосточном федеральном округе и Норильско-Таймырской энергосистемой в Красноярском крае. Поэтому в настоящее время специалисты АО «СО ЕЭС» и других профильных компаний выполняют огромный объем работ, необходимый для повышения надежности функционирования указанных энергосистем. НИОКР «Моделирование работы Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 и Сахалинской ГРЭС-2 в составе Сахалинской энергосистемы» направлена на повышение качества регулирования частоты, мощности и напряжения генерирующим оборудованием Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 (далее – ЮСТЭЦ-1) и Сахалинской ГРЭС-2 (далее – СГРЭС-2) и представляет интерес для обсуждения.

2. АО «НТЦ ЕЭС» по заказу ПАО «РусГидро» выполнена НИОКР «Моделирование работы Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 и Сахалинской ГРЭС-2 в составе Сахалинской энергосистемы» (далее – НИОКР) с целью оценки эффективности существующей в настоящее время в Сахалинской энергосистеме системы противоаварийного управления, а также оценки корректности функционирования систем регулирования генерирующего оборудования ЮСТЭЦ-1 и СГРЭС-2 по частоте, мощности и напряжению в ходе аварии, произошедшей 06.04.2021 в энергосистеме Сахалинской области (далее – авария). Указанная авария была выбрана для анализа, т.к. возникновение короткого замыкания вблизи ПС 220 кВ Южно-Сахалинская привело в итоге к возникновению значительного дефицита мощности в изолированной системе, связанному с выделением Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 на собственные нужды, отключением единственного находившегося в работе блока 2 на Сахалинской ГРЭС-2 и отключению ГТУ 1 и ГТУ 2 на Ногликской ГТЭС с потерей собственных нужд. Предварительной причиной

развития аварии была определена в том числе некорректная работа функционирования систем регулирования генерирующего оборудования ЮСТЭЦ-1 и СГРЭС-2.

Основные задачи работы:

2.1. Этап 1. Выполнение расчетов установившихся электрических режимов, токов короткого замыкания, статической и динамической устойчивости Сахалинской энергосистемы согласно Требованиям к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем» (утверждены приказом Министерства энергетики РФ от 28.12.2020 № 1195, зарегистрированы в Министерстве юстиции РФ 27.04.2021 № 63248). Анализ алгоритмов и настроек АРВ генераторов и АРЧМ турбин ЮСТЭЦ-1 и СГРЭС-2, а также осциллограмм при аварии. Предварительная оценка соответствия алгоритмов функционирования и параметров настройки АРВ и СВ требованиям к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов, утвержденных приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 98 (далее – Требования), а также оценка корректности работы АРЧМ в соответствии с требованиями НТД.

2.2. Этап 2. Разработка подробных цифровых моделей АРЧМ и турбин (включая ГТУ) ЮСТЭЦ-1 и СГРЭС-2. Проведение расчетов электромеханических переходных процессов по проверке корректности функционирования АРЧМ турбин ЮСТЭЦ-1 и СГРЭС-2 с рабочими параметрами настройки. Разработка рекомендаций по корректировке параметров настройки АРЧМ.

2.3. Этап 3. Выбор оптимальных параметров настройки АРВ генераторов ЮСТЭЦ-1 и СГРЭС-2 и их проверка в соответствии с «Методическими указаниями по проверке параметров настройки автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов» (далее – Методические указания).

Дополнительные работы, необходимость в проведении которых выявлена в ходе НИОКР по результатам второго и третьего этапов:

2.4. Этап 4. Проведение натурных испытаний по проверке параметров настройки регуляторов возбуждения АРВ-НЛ производства НПО «Элсиб» ПАО турбогенераторов №1 и №2 СГРЭС-2.

2.5. Этап 5. Проведение натурных испытаний по уточнению характеристик первичного регулирования частоты АРЧМ ГТУ ЮСТЭЦ-1.

3. В рамках НИОКР

3.1. На 1 этапе анализ исходной информации, функционирования АРВ генерирующего оборудования СГРЭС-2 и ЮСТЭЦ-1 в ходе аварии, результатов расчетов в цифровых моделях показал:

•По Сахалинской ГРЭС-2:

– установлены два турбогенератора типа ТФ 63 2 УХЛ4, мощностью 63 МВт каждый, оснащенные статическими тиристорными системами параллельного самовозбуждения с сертификатом соответствия СДС «СО ЕЭС». Т.е., алгоритмы функционирования системы возбуждения и АРВ СГРЭС-2 полностью соответствуют Требованиям;

– параметры настройки релейной форсировки возбуждения АРВ-НЛ ТГ-2 не являются оптимальными, что приводит после ликвидации короткого замыкания к чрезмерному повышению напряжения на статоре турбогенератора. Рекомендовано выполнить оптимизацию параметров настройки релейной форсировки возбуждения обоих регуляторов АРВ-НЛ, установленных в составе систем возбуждения ТГ-1 и ТГ-2;

– при существующих параметрах настройки АРВ-НЛ возникновение аварийных небалансов активной мощности приводит к формированию выходного сигнала регуляторов возбуждения, в значительной степени зависящего от характера изменения частоты в энергосистеме, что вызывает потребление реактивной мощности генераторов сверх допустимого значения. Рекомендовано выполнить оптимизацию параметров настройки каналов регулирования и стабилизации регуляторов возбуждения АРВ-НЛ;

– в ходе аварии зафиксировано превышение реактивной мощности, потребляемой генератором ТГ-2, заданной характеристики ОМВ. Рекомендовано выполнить коррекцию параметров настройки ОМВ ТГ-1 и ТГ-2.

•Южно-Сахалинской ТЭЦ-1:

– на турбогенераторах ТГ-1–ТГ-3 эксплуатируются системы возбуждения, быстроедействие которых не соответствует Требованиям;

– в составе систем возбуждения ТГ-1–ТГ-3 применяются АРВ пропорционального типа, что не соответствует Требованиям: эти регуляторы возбуждения не являются АРВ сильного действия, в них не реализована функция ограничения максимального тока ротора и не реализована или алгоритмически неверно реализована функция ограничения минимального возбуждения;

– рекомендовано рассмотреть возможность модернизации СВ с заменой устаревших АРВ на современные, удовлетворяющие требованиям действующих нормативных документов (для ТГ1-3);

– на ГТУ-4–ГТУ-8 необходимо установить сертифицированную версию алгоритма EX2100-RU с введённой функцией релейной форсировки возбуждения и установить кратность не менее 2 о.е.

3.2. На 1 этапе по результатам анализа работы САРЧМ при аварии выявлены:

• По Сахалинской ГРЭС-2:

– некорректная работа ГЧСРиЗ ТГ-2, заключающаяся в заклинивании левого регулирующего клапана в полностью открытом положении;

– некорректная работа ЭЧСРиЗ ТГ-2, заключающаяся в отсутствии выдачи необходимой первичной мощности, регулирование в противоположную сторону от требуемой.

• По Южно-Сахалинской ТЭЦ-1:

– отсутствие обеспечения поддержания частоты на номинальном уровне и устойчивого поддержания частоты РЧВ ТГ-1 при его работе на нагрузку собственных нужд, заключающегося в кратковременных отклонениях частоты от установившегося значения на значительную величину;

– вывод из работы контура «ограничителя ускорения» в алгоритмах АРЧМ газовых турбин;

– отсутствие в алгоритмах ГТУ алгоритма выявления отделения на работу в изолированном районе с целью автоматического восстановления частоты до длительно допустимого значения.

3.3. На 2 этапе по результатам расчетов электромеханических переходных процессов сделаны следующие выводы:

– паротурбинные установки ЮСТЭЦ-1 показали удовлетворительное качество регулирования частоты. Представляется нецелесообразным разрабатывать рекомендации по корректировке АРЧМ паротурбинных установок ЮСТЭЦ-1;

– АРЧМ СГРЭС-2 обеспечивают удовлетворительное качество регулирования частоты. В связи с этим изменение параметров АРЧМ СГРЭС-2 нецелесообразно;

– рабочая статическая характеристика первичного регулирования, заданная в АРЧМ ГТУ ЮСТЭЦ-1 может приводить к появлениям незатухающих колебаний частоты и повышенному износу регулирующих

органов ГТУ по причине наличия в ней разрывов. Данные разрывы в статической характеристике рекомендуется устранить;

– предложенные мероприятия рекомендуется подтвердить путем проведения натуральных испытаний с участием производителей соответствующих систем АРЧМ.

3.4. На 3 этапе выполнены:

– выбор параметров настройки каналов регулирования и стабилизации;

– проверка рекомендованных параметров настройки каналов регулирования и стабилизации на соответствие Методическим указаниями по программе, согласованной с ПАО «Сахалинэнерго»;

– оптимизация параметров настройки релейной форсировки возбуждения;

– коррекция параметров настройки контура регулирования реактивной мощности ОМВ.

4. На 4 этапе:

– разработана программа и проведены натурные испытания регуляторов АРВ-НЛ турбогенераторов №1 и №2 СГРЭС-2;

– по результатам анализа испытаний показано, что рекомендуемые параметры настройки АРВ-НЛ турбогенераторов №1 и №2 СГРЭС-2 обеспечивают корректную работу и повышение качества демпфирования и стабилизации режимных параметров, а также соответствие Требованиям.

5. На 5 этапе:

– разработана программа и проведены испытания АРЧМ ГТУ ЮСТЭЦ-1;

– по результатам анализа испытаний рекомендовано устранить разрыв в статической характеристике стационарной АРЧМ всех ГТУ ЮСТЭЦ-1 путем реализации соответствующих изменений в программном обеспечении АРЧМ.

Рассмотрев материалы НТС и заслушав докладчиков, совместное заседание секции «Проблемы надежности и эффективности релейной защиты и средств автоматического системного управления», секции «Управления режимами энергосистем, РЗА» НП «НТС ЕЭС» **приняло следующие решения:**

1. Отметить высокое качество и важность НИОКР, корректность результатов которой подтверждены натурными испытаниями на СТЭЦ-2 и ЮСТЭЦ-1.

2. Требования к функционированию систем регулирования генерирующего оборудования в том числе при работе в изолированной энергосистеме требуют нормирования. С 1 апреля 2023 года вступил в действие ГОСТ Р 70661-2023 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Устройства автоматического регулирования частоты и активной мощности гидроагрегатов гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций. Нормы и требования», устанавливающий требования к электрогидравлическим регуляторам и иным устройствам автоматического регулирования частоты и активной мощности гидроагрегатов (далее – ЭГР) в том числе при работе ГЭС в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе или части Единой энергетической системы России (технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы), временно выделившейся на изолированную работу. Проверка ЭГР на соответствие требованиям указанного ГОСТ Р должна выполняться посредством проведения испытаний серийных образцов ЭГР с использованием программно-аппаратного комплекса моделирования энергосистем в режиме реального времени (далее – ПАК РВ). Планируется разработка проекта аналогичного ГОСТ Р, устанавливающего требования к устройствам автоматического регулирования частоты и активной мощности генерирующего оборудования ГЭС. Результаты НИОКР должны быть учтены при разработке проекта указанного ГОСТ Р.

3. Результаты расследования аварийных ситуаций в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах или в частях Единой энергетической системы России (технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы), временно выделившейся на изолированную работу (аварийные ситуации в энергосистеме Калининградской области, выделение на изолированный район Серебрянских ГЭС, аварийные ситуации в энергосистеме Республики Саха (Якутия) и т.д.), выявляют проблемы в системах автоматического регулирования частоты и активной мощности генерирующего оборудования электрических станций, которые необходимо решать на уровне формирования требований в нормативно-технической документации. Анализ способов устранения причин неправильного функционирования указанных систем регулирования показывает эффективность использования двухэтапного подхода:

- математическое моделирование с использованием ПАК РВ;
- натурные испытания,

что обусловлено необходимостью отдельной настройки систем автоматического регулирования частоты и активной мощности при работе генерирующего оборудования электростанций в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах или в частях Единой энергетической системы России (технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы), временно выделившейся на изолированную работу.

С учетом указанного рекомендовано при выполнении настройки систем автоматического регулирования частоты и активной мощности генерирующего оборудования применять двухэтапный подход, приведенный выше, позволяющий обеспечить правильную работу систем автоматического регулирования в различных аварийных ситуациях.

Первый заместитель Председателя
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС», д.т.н., профессор

В.В. Молодук

Ученый секретарь
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС», к.т.н.

Я.Ш. Исамухамедов

Председатель секции «Управление
режимами энергосистем, РЗА»
НП «НТС ЕЭС»

А.Ф. Бондаренко

Ученый секретарь секции
«Управление режимами энергосистем,
РЗА» НП «НТС ЕЭС», к.т.н.

Ю.И. Лужковский

Председатель секции «Проблемы
надежности и эффективности
релейной защиты и средства
автоматического системного
управления в ЕЭС России» НП
«НТС ЕЭС», к.т.н.

А.В. Жуков

Ученый секретарь секции «Проблемы
надежности и эффективности
релейной защиты и средства
автоматического системного
управления в ЕЭС России» НП «НТС
ЕЭС»

А.И. Расщепляев