



АО «ТЭСС»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

СИСТЕМА СТАНДАРТИЗАЦИИ ТЭСС

Интеграция малой синхронной генерации и объектов
на её основе в электрические сети централизованных
систем энергоснабжения и между собой

СТО 09797721.27.010.01.01-2025

Москва 2025

АО «ТЭСС»
СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

СИСТЕМА СТАНДАРТИЗАЦИИ ТЭСС

**ИНТЕГРАЦИЯ МАЛОЙ СИНХРОННОЙ ГЕНЕРАЦИИ И ОБЪЕКТОВ
НА ЕЁ ОСНОВЕ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ
ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ И
МЕЖДУ СОБОЙ**

СТО 09797721.27.010.01.01-2025

**Настоящий проект стандарта не подлежит применению до его
утверждения**

Москва 2025

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 29.06.2015 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации», а правила применения стандартов организаций – ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН ФБГОУ Новосибирским государственным техническим университетом

2 ВНЕСЕН Акционерным обществом «ТЭСС»

3 УТВЕРЖДЁН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом акционерного общества «ТЭСС» от 15.05.2025 г. № 01-01/12-25.

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

В настоящем стандарте использованы изобретения, защищённые патентами:

- Патент RU 2662728 C2. Способ противоаварийного управления режимом параллельной работы синхронных генераторов в электрических сетях: заявл. 06.12.2016; опубл. 30.07.2018. Фишов А. Г., Мукатов Б. Б., Марченко А. И.; заявитель: Фишов А. Г.; патентообладатель: НГТУ;

- Патент RU 2752248 C1. Способ управления режимом параллельной работы синхронных генераторов в электрических сетях: заявл. 07.12.2020; опубл. 23.07.2021. Фишов А. Г., Какоша Ю. В.; патентообладатель: НГТУ;

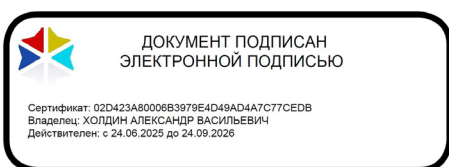
- Патент RU 2697510 C1. Способ управления составом и загрузкой генераторов электростанции с собственными нагрузками, работающей изолированно и параллельно с приемной энергосистемой. заявл. 10.04.2018; опубл. 15.08.2019. Фишов А.Г., Семендяев Р.Ю., Ивкин Е.С.; патентообладатель: НГТУ;

- Патент RU 2752693 C1. Способ удаленной синхронизации и восстановления нормального режима аварийно разделенной электрической сети с генераторами: заявл. 28.09.2020; опубл. 30.07.2021. Фишов А. Г., Гуломзода А. Х.; патентообладатель: НГТУ.

- Патент RU 2784610 C1. Способ децентрализованной синхронизации и восстановления нормального режима аварийно разделенной электрической сети с генераторами. Заявка № 2022116180 от 16.06.2022. опубл. 28.11.2022. Фишов А.Г., Осинцев А. А., патентообладатель: НГТУ.

Информация об изменениях к настоящему стандарту ежегодно размещается на информационном ресурсе АО «ТЭСС» <https://gktest.ru> в сети Интернет, а текст изменений и поправок – ежемесячно. В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта уведомление об этом будет размещено на вышеуказанном сайте.

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без письменного разрешения АО «ТЭСС». Данное ограничение не предусматривает запрета на присоединение сторонних организаций к настоящему стандарту и его использование в своей производственно-хозяйственной деятельности. В случае присоединения к стандарту сторонней организации необходимо уведомить АО «ТЭСС».



Копирование, демонстрация, распространение, публикация, иное использование всех или части материалов, содержащихся в СТО 09797721.27.010.01.01-2025 или приложенных к нему материалов, запрещено без предварительного письменного разрешения АО «ТЭСС»

Содержание

1 Область применения	5
2 Нормативные ссылки	6
3 Термины и определения	8
4 Обозначения и сокращения	13
5 Технические требования	15
5.1 Требования к ГУ и электростанциям ЛИЭС, СБЭР, ТИЛИЭС	15
5.2 Требования к СУ ГПЭ, работающих параллельно с ЦСЭ, в составе ТИЛИЭС, СБЭР	16
5.3 Требования к интеграции ЛИЭС с ЦСЭ	16
5.4 Требования к РЗА ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР	17
5.5 Требования к общей системе управления и ПТК ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР	18
5.6 Требования к режимам ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР при параллельной работе с ЦСЭ	18
5.7 Требования к организации эксплуатации оборудования и управлению режимами ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР, работающих параллельно с ЦСЭ	19
5.8 Требования к управлению электроэнергетическим режимом ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР при параллельной работе с ЦСЭ	20
5.9 Нормы и требования к параметрам и процессам ЭР при осуществлении режима параллельной работы ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР с внешней сетью ЦСЭ	21
5.10 Нормы и требования к осуществлению режима островной работы ЛИЭС	23
5.11 Нормы и требования к противоаварийным и оперативным переходам из режима островной работы в параллельный и обратно	23
5.12 Эргономические требования к рабочим местам персонала, использующего ПТК ЛИЭС	23
6 Услуги	24
6.1 Последовательность работ и услуг в общем процессе создания объекта с малой генерацией (ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР)	24
6.2 Технологические карты услуг по созданию и управлению режимами ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР	28
Приложение А (рекомендованное) Технические решения при создании ЛИЭС с интеграцией в ЦСЭ. Схемы объединения объектов с малой синхронной генерацией	40
Приложение Б (рекомендованное) Технические решения при создании ЛИЭС с интеграцией в ЦСЭ. Адаптивное первичное регулирование частоты на электростанции ЛИЭС при островной и параллельной работе с ЦСЭ	44
Приложение В (рекомендованное) Технические решения при создании ЛИЭС с интеграцией в ЦСЭ. Способ противоаварийного управления в электрической сети путём опережающего сбалансированного отделения ЛИЭС	45

Приложение Г (справочное) Технические решения при создании ЛИЭС с интеграцией в ЦСЭ. Гибридная генерация и системные эффекты при участии МГ в регулировании режимов электрических сетей	50
Приложение Д (рекомендованное) Формы сбора данных по объекту МГ для проектирования	52
Приложение Е (справочное) Пример проекта ТУ на присоединение ГП Мини-ТЭЦ ЛИЭС к региональной электрической сети с режимом параллельной работы	56
Приложение Ж (справочное) Экспертное сравнение вариантов интеграции ЛИЭС	60
Приложение И (рекомендованное) Использование симулятора режимов ЛИЭС для решения задач проектирования	63
Приложение К (справочное) ПТК ЛИЭС. Функции ПТК ЛИЭС микрорайона с учётом его взаимодействия с блочной автоматикой Terberg	79
Приложение Л (справочное) ПТК ЛИЭС. Требования и пример выбора уставок срабатывания пускового органа АОСД	84
Приложение М (справочное) ПТК ЛИЭС. Пример карт настройки ПТК ЛИЭС микрорайона, защиты энергоблоков Мини-ТЭЦ ЛИЭС	87
Приложение Н (справочное) Испытания ПТК и ЛИЭС. Испытания ПТК и ЛЭС с подключением к сети ЦСЭ через РП на физической модели энергосистем	96
Приложение П (справочное) Испытания ПТК и ЛИЭС. Программа и результаты испытаний совместимости сигналов управления ПТК и блочной автоматики Terberg	99
Приложение Р (справочное) Испытания ПТК и ЛИЭС. Пример программы проверки требуемого участия энергоблоков ТЭЦ ЛИЭС в ОПРЧ ЕЭС	104
Приложение С (рекомендованное) Испытания ПТК и ЛИЭС. Методика и пример получения и подтверждения соответствия требованиям статической характеристики первичного регулирования ГУ с учётом зоны нечувствительности	114
Приложение Т (рекомендованное) Испытания ПТК и ЛИЭС. Перечень проверок, включаемых в состав программы комплексных испытаний готовности ЛИЭС к включению на параллельную работу с сетью ЕЭС	123
Приложение У (справочное) Взаимодействие участников при технологическом присоединении ЛИЭС к распределительным электрическим сетям	124
Приложение Ф (справочное) Программа обучения персонала, проектировщиков, руководителей проектов создания ЛИЭС	130
Приложение Х (справочное) Справочная литература	144
Библиография	145

Введение

Стандарт разработан с учетом положений Федерального закона "О техническом регулировании" от 27.12.2002 N 184-ФЗ, «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных Приказом Минэнерго России от 04.10.2022 N 1070 (ред. от 09.12.2024) (Зарегистрировано в Минюсте России 06.12.2022 N 71384).

Стандарт направлен на совершенствование услуг АО «ТЭСС» при создании и обеспечении управления режимами объектов с малой синхронной генерацией при их интеграции в сети централизованных систем энергоснабжения, а также между собой.

1 Область применения

1.1. Настоящий стандарт (далее – Стандарт) устанавливает:

- систему терминов для деятельности по созданию и управлению режимами объектов с малой синхронной генерацией при их интеграции в сети централизованных систем энергоснабжения или между собой.

- систему требований к объектам с малой синхронной генерацией, интегрированных в сети централизованных систем энергоснабжения или между собой.

- состав и модели услуг АО «ТЭСС», оказываемых сторонним организациям, при создании и организации управления режимами объектов с малой синхронной генерацией, интегрированных в сети централизованных систем энергоснабжения или между собой, в том числе с использованием инновационных технологий и программно-аппаратных средств управления режимами.

1.2. Требования Стандарта распространяются на услуги компании:

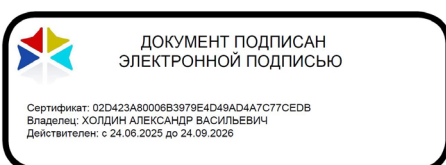
- по проектированию, поставке, монтажу и наладке электроэнергетического оборудования и систем управления режимами объектов с малой синхронной генерацией,

- обучению оперативного и дежурного персонала объектов с малой синхронной генерацией,

- разработке и поставке цифровых симуляторов управления режимами объектов с малой синхронной генерацией.

1.3. Стандарт предназначен для АО «ТЭСС» и организаций, осуществляющих деятельность по разработке, проектированию, внедрению, испытанию, эксплуатации объектов с малой синхронной генерацией, на условиях присоединения к стандарту.

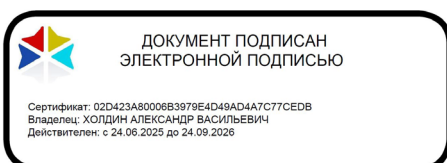
1.4. Требования Стандарта должны учитываться при разработке схем выдачи мощности электрических станций объектов с малой синхронной генерацией, при проектировании, строительстве, реконструкции, модернизации и техническом перевооружении электростанций (генерирующего оборудования) объектов с малой синхронной генерацией, подготовке и согласовании технических условий на технологическое присоединение объектов с малой синхронной генерацией к электрическим сетям, эксплуатации генерирующего оборудования, проведении испытаний регуляторов скорости, систем возбуждения синхронных генераторов, выборе, проверке параметров настройки автоматик режимного и противоаварийного управления объектов с малой синхронной генерацией.



Копирование, демонстрация, распространение, публикация, иное использование всех или части материалов, содержащихся в СТО 09797721.27.010.01.01-2025 или приложенных к нему материалов, запрещено без предварительного письменного разрешения АО «ТЭСС»

Соблюдение требований Стандарта является обязательным в части требований к генерирующим установкам объектов с малой синхронной генерацией, включаемым на параллельную работу с сетью ЦСЭ.

1.5. Стандарт не устанавливает технических требований к технологическим схемам управления, диагностике, сервисному обслуживанию, объему заводских проверок и надежности силовой части.



Копирование, демонстрация, распространение, публикация, иное использование всех или части материалов, содержащихся в СТО 09797721.27.010.01.01-2025 или приложенных к нему материалов, запрещено без предварительного письменного разрешения АО «ТЭСС»

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие документы:

ГОСТ 2.701-2008 Единая система конструкторской документации. Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению

ГОСТ 24.104-2023 Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования

ГОСТ 24.701-86 Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Надёжность автоматизированных систем управления. Основные положения

ГОСТ 21786-76 Система «человек-машина». Сигнализаторы звуковые неречевых сообщений. Общие эргономические требования

ГОСТ 33115-2014 Установки электрогенераторные с дизельными и газовыми двигателями внутреннего сгорания. Общие технические условия

ГОСТ 34045-2023 Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования

ГОСТ 34184-2017 Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и потоков активной мощности в энергообъединении. Общие требования

ГОСТ Р 50923-96 Дисплей. Рабочее место оператора. Общие эргономические требования и требования к производственной среде. Методы измерения

ГОСТ Р 55006-2012 Стационарные дизельные и газопоршневые электростанции с двигателями внутреннего сгорания. Общие технические условия

ГОСТ Р 55437-2013 Двигатели внутреннего сгорания поршневые. Классификация по объему автоматизации и технические требования к автоматизации

ГОСТ Р 56302-2014 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования

ГОСТ Р 57114-2022 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения

ГОСТ Р 59232-2020 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования

ГОСТ Р 59793-2021 Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

СТО ИНТИ S.130.2-2024 Газопоршневые электростанции. Общие технические требования

СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания

IEEE 1547-2018 Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных нормативных правовых документов в информационной системе общего пользования на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменён (изменён), то при пользовании настоящим стандартом организации следует руководствоваться заменённым (изменённым) документом. Если ссылочный документ отменён без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылки.

3 Термины и определения

3.1. В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р 1.4, ГОСТ Р 1.12, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **аварийно допустимое напряжение:** По ГОСТ Р 57114-2022 (статья 2.162).

3.1.2 **аварийный электроэнергетический режим:** Электроэнергетический режим объекта электроэнергетики с параметрами, выходящими за пределы обязательных требований и угрозой повреждения оборудования или нарушения устойчивости (на основе аварийный электроэнергетический режим, ГОСТ Р 57114-2022, статья 2.21).

3.1.3 **автоматизированная система технологического управления:** По ГОСТ Р 57114-2022 (статья 2.235).

3.1.4 **автоматизированная система управления технологическими процессами:** По ГОСТ Р 57114-2022 (статья 2.236).

3.1.5 **автоматизированное рабочее место (оперативного или диспетчерского персонала):** По ГОСТ Р 57114-2022 (статья 2.239).

3.1.6 **автономный режим:** Режим ЛИЭС, когда в работе находится только одна генерирующая установка и электроприемники потребителей, при этом отсутствует связь с электрической сетью внешней энергосистемы или другой ЛИЭС.

3.1.7 **алгоритм функционирования устройства релейной защиты и автоматики:** По ГОСТ Р 57114-2022 (статья 2.194).

3.1.8 **баланс мощности объекта электроэнергетики (части объекта электроэнергетики):** Равенство генерируемой активной мощности и суммы потребляемой активной мощности объекта электроэнергетики (части объекта электроэнергетики) с внешним перетоком объекта электроэнергетики (части объекта электроэнергетики) при номинальной частоте, при условии, что фактическое значение внешнего перетока объекта электроэнергетики (части объекта электроэнергетики) равно его плановому значению (на основе баланс мощности энергосистемы, ГОСТ 34184-2017, статья 3.1).

3.1.9 **вторичное регулирование (частоты и перетоков активной мощности):** По ГОСТ Р 34184-2017 (статья 3.3).

3.1.10 **вынужденный режим ЛИЭС, самобалансирующегося района, ТИЛИЭС:** Электроэнергетический режим ЛИЭС, самобалансирующегося энергорайона, ТИЛИЭС, характеризующийся сниженными запасами устойчивости в нормальном режиме и возможностью нарушения устойчивости параллельной работы с энергосистемой в послеаварийном режиме или устойчивости в островном режиме после оперативного или противоаварийного отделения от энергосистемы (на основе вынужденный режим, ГОСТ Р 57114-2022, статья 2.17).

3.1.11 **газопоршневой двигатель:** По СТО ИНТИ S.130.2-2024 (статья 2.1.1).

3.1.12 **газопоршневой электроагрегат:** По СТО ИНТИ S.130.2-2024 (статья 2.1.3).

3.1.13 **газопоршневая электростанция:** По СТО ИНТИ S.130.2-2024 (статья 2.1.4).

3.1.14 **групповое регулирование (активной, реактивной мощностей, частоты, напряжения):** Регулирование параметров группы генераторов, один из которых (ведущий)

осуществляет непосредственное регулирование, а остальные поддерживают постоянство заданной уставкой доли в активной или реактивной мощности ведущего генератора.

3.1.15 динамическая устойчивость ЛИЭС, самобалансирующегося энергорайона, ТИЛИЭС: Способность ЛИЭС, самобалансирующегося энергорайона, ТИЛИЭС возвращаться к установившемуся синхронному режиму параллельной работы с энергосистемой в послеаварийном режиме и сохранять устойчивость в островном режиме после оперативного или противоаварийного отделения от энергосистемы после значительных нарушений (на основе динамическая устойчивость (энергосистемы), ГОСТ Р 57114-2022, статья 2.40).

3.1.16 длительно допустимая токовая нагрузка: По ГОСТ Р 57114-2022 (статья 2.37).

3.1.17 доаварийный режим энергосистемы, ЛИЭС, самобалансирующегося энергорайона, ТИЛИЭС: Установившийся электроэнергетический режим энергосистемы, ЛИЭС, самобалансирующегося энергорайона, ТИЛИЭС до возникновения аварийного возмущения (на основе доаварийный режим энергосистемы, ГОСТ Р 57114-2022, статья 2.20).

3.1.18 зона нечувствительности первичного регулирования: Максимальная величина изменения частоты вращения роторов генераторов от любого ее исходного значения в любом направлении ее изменения, при которой не гарантируется участие генерирующего оборудования в первичном регулировании.

3.1.19 зона эксплуатационной ответственности: По ГОСТ Р 57114-2022 (статья 2.103).

3.1.20 изолированный режим: Режим ЛИЭС или самобалансирующегося энергорайона сети при отсутствии связей с сетью внешней энергосистемы, когда параллельная работа на текущем этапе ее развития проектом не предусмотрена или эти связи отключены на постоянной основе по технологическим, экономическим или иным причинам.

3.1.21 информационное ведение: Организация информирования центром управления ЛИЭС, ТИЛИЭС центра управления сетями энергосистемы о планируемых изменениях технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов, относящихся к диспетчерскому ведению центра управления сетями (на основе информационное ведение, ГОСТ Р 57114-2022, статья 2.97).

3.1.22 контролируемое сечение ЛИЭС, самобалансирующегося энергорайона, ТИЛИЭС: Совокупность линий электропередачи и других элементов электрической сети, связывающих ЛИЭС с энергосистемой, переток активной мощности по которым контролируется и/или регулируется (на основе контролируемое сечение: Совокупность линий электропередачи и других элементов электрической сети, определяемых диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, переток активной мощности по которым контролируется и/или регулируется в целях обеспечения устойчивости энергосистемы и допустимых режимов работы линий электропередачи и оборудования, ГОСТ Р 57114-2022, статья 2.45).

3.1.23 контрольный пункт (по напряжению) (Нрк. контрольная точка по напряжению; контрольная точка): По ГОСТ Р 57114-2022 (статья 2.159).

3.1.24 коррекция по частоте (коррекция по мощности): Величина изменения регулируемого параметра (активной мощности генерирующего оборудования объекта электроэнергетики) относительно заданного значения, обусловленная выходом частоты или контролируемого перетока мощности за границы допустимых значений (на основе коррекция по частоте, ГОСТ Р 34184-2017, статья 3.5).

3.1.25 коэффициент использования теплоты топлива: По СТО ИНТИ S.130.2-2024 (статья 2.1.7).

3.1.26 **критическое напряжение:** По ГОСТ Р 57114-2022 (статья 2.163).

3.1.27 **крутизна статической частотной характеристики (крутизна СЧХ):** Коэффициент линеаризованной зависимости мощности нагрузки или генерации от изменения частоты.

3.1.28 **локальная система электроснабжения:** Система электроснабжения с источниками электрической энергии суммарной мощностью до 25 МВт, подключенная к внешней распределительной сети напряжением до 110 кВ.

3.1.29 **локальная интеллектуальная энергосистема (ЛИЭС): минигрид:** Локальная система электроснабжения с источниками электрической энергии суммарной мощностью до 25 МВт, подключенная к внешней распределительной сети напряжением до 110 кВ, работающая под управлением независимой от внешней системы автоматики, как в островном режиме, так и параллельно с энергосистемой, с устойчивыми и безопасными переходами из островного режима в параллельный и обратно.

3.1.30 **локальная система противоаварийной автоматики ЛИЭС:** Комплекс локальных устройств противоаварийной автоматики на базе децентрализованных алгоритмов, установленных в ЛИЭС и/или на линиях электропередачи, связывающих ЛИЭС с энергосистемой, которые осуществляют автоматический расчет и ввод управляющих воздействий на основе текущей схемно-режимной информации и параметров электроэнергетического режима.

3.1.31 **самобалансирующийся энергорайон:** Созданный на базе сетей напряжением 0,4-10 кВ с целью организации энергоснабжения потребителей сбалансированный по активной и реактивной мощности в нормальном режиме энергорайон с генерацией, работающий как параллельно с сетью энергосистемы напряжением до 110 кВ включительно, так и в островном режиме под управлением независимой интеллектуальной системы автоматического управления с использованием, преимущественно, децентрализованных алгоритмов.

3.1.32 **малая генерация:** Источники электроэнергии мощностью до 25 МВт.

3.1.33 **малая синхронная генерация:** Источники электроэнергии переменного тока промышленной частоты с синхронными генераторами мощностью до 25 МВт.

3.1.34 **мертвая полоса первичного регулирования:** Задаваемая величина отклонения частоты от номинального значения, при котором не требуется первичное регулирование.

3.1.35 **нерегулярные колебания [отклонения] активной мощности:** По ГОСТ Р 57114-2022 (статья 2.50).

3.1.36 **низкочастотные колебания:** По ГОСТ Р 57114-2022 (статья 2.35).

3.1.37 **нормальная схема электрических соединений объекта электроэнергетики:** По ГОСТ Р 57114-2022 (статья 2.123).

3.1.38 **оперативно-технологическое управление:** По ГОСТ Р 57114-2022 (статья 2.102).

3.1.39 **оперативный персонал:** По ГОСТ Р 57114-2022 (статья 2.107).

3.1.40 **опережающее сбалансированное отделение ЛИЭС, СБЭР, ТИЛИЭС от энергосистемы:** Противоаварийное отключение ЛИЭС, СБЭР, ТИЛИЭС от внешней электрической сети выключателями подготовленного сечения до срабатывания основных защит внешней электрической сети и энергоблоков электростанции с балансированием ЛИЭС

отключением избыточной генерации (энергоблоков, работающих на выдачу мощности во внешнюю сеть).

3.1.41 островной режим ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР: Длительно допустимый режим электроснабжения потребителей ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР с отключенными связями с внешней сетью, обеспеченный выработкой энергии исключительно на электростанции (иях) ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР и существующий до момента их повторной синхронизации с внешней сетью.

3.1.42 параметры настройки устройства релейной защиты и автоматики: По ГОСТ Р 57114-2022 (статья 2.220).

3.1.43 параметры электроэнергетического режима: По ГОСТ Р 57114-2022 (статья 2.33).

3.1.44 первичное регулирование частоты (первичное регулирование): По ГОСТ Р 34184-2017 (статья 3.10).

3.1.45 переключения в электроустановках: По ГОСТ Р 57114-2022 (статья 2.165).

3.1.46 переток мощности по сечению: Сальдо (сумма с учетом направлений) перетоков мощности по элементам сети, входящим в сечение.

3.1.47 переходный режим энергосистемы, ЛИЭС, СБЭР, ТИЛИЭС: Процесс перехода от одного установившегося режима к другому установившемуся режиму, вызванный аварийными возмущениями или изменением технологического режима или эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования, устройства (на основе переходный режим энергосистемы, ГОСТ Р 57114-2022, статья 2.19).

3.1.48 программно-технический комплекс ЛИЭС (Минигрид): Комплекс взаимодействующих противоаварийной, режимной автоматик и автооператора переходов из режимов параллельной работы в островной и обратно, а также выбора состава работающих энергоблоков на электростанции и управления их мощностью для осуществления надежного и экономичного режима ЛИЭС.

3.1.49 противоаварийная автоматика: По ГОСТ 34045-2023 (статья 2.19).

3.1.50 рабочая мощность электрической станции: По ГОСТ Р 57114-2022 (статья 2.79).

3.1.51 располагаемая мощность генерирующего оборудования: По ГОСТ Р 57114-2022 (статья 2.78).

3.1.52 распределенная по сети малая генерация: Множество объектов малой генерации, включенных в разных узлах общей распределительной электрической сети.

3.1.53 распределительная электрическая сеть: По ГОСТ Р 58085-2018 (статья 3.6).

3.1.54 расчетный (нормативный) аварийный небаланс мощности: Максимальная величина небаланса мощности, возникновение которого возможно в объекте электроэнергетики в результате расчетных (нормативных) возмущений, используемая для расчетов резервов первичного, вторичного и третичного регулирования (на основе расчетный (нормативный) аварийный небаланс мощности, ГОСТ Р 34184-2017, статья 3.11).

3.1.55 регулировочный диапазон по активной мощности: По ГОСТ Р 57114-2022 (статья 2.143).

3.1.56 режим параллельной работы ЛИЭС с энергосистемой; параллельный режим ЛИЭС: Режим электроснабжения потребителей, при котором балансы электрической мощности и энергии обеспечиваются синхронно работающими генераторами электростанции(ий) ЛИЭС и внешней энергосистемы за счет электрических связей через подстанцию подключения к сети.

3.1.57 режимная автоматика: По ГОСТ Р 57114-2022 (статья 2.186).

3.1.58 резерв вторичного регулирования (вторичный резерв): Максимально возможное изменение мощности электростанций вторичного регулирования в объекте электроэнергетики под действием систем автоматического регулирования режима по частоте и мощности и/или по командам диспетчера на загрузку или на разгрузку (соответственно резерв на загрузку и резерв на разгрузку) (на основе резерв вторичного регулирования (вторичный резерв), ГОСТ Р 34184-2017, статья 3.12).

3.1.59 резерв первичного регулирования (первичный резерв): Максимальное значение первичной регулирующей мощности, которое может выдать генерирующее оборудование объекта электроэнергетики при понижении (резерв на загрузку) либо повышении (резерв на разгрузку) частоты (на основе резерв первичного регулирования (первичный резерв), ГОСТ Р 34184-2017, статья 3.13).

3.1.60 резерв третичного регулирования (третичный резерв): Максимально возможное изменение мощности электростанций третичного регулирования в объекте электроэнергетики на загрузку или разгрузку (соответственно резерв на загрузку и резерв на разгрузку) (на основе резерв третичного регулирования (третичный резерв), ГОСТ Р 34184-2017, статья 3.14).

3.1.61 сбалансированное отделение ЛИЭС, СБЭР, ТИЛИЭС от энергосистемы: Отключение выключателями ЛИЭС, энергорайона, ТИЛИЭС от внешней электрической сети по сечению с нулевыми или близкими к нему перетоками активной и реактивной мощностями.

3.1.62 сетевая автоматика: По ГОСТ Р 55438-2013 (статья 2.1.36).

3.1.63 сечение электрической сети: Элементы электрической сети, отключение которых разделяет сеть на две электрически независимые части.

3.1.64 субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике: По ГОСТ Р 57114-2022 (статья 2.90).

3.1.65 субъекты электроэнергетики: Лица, осуществляющие деятельность в сфере электроэнергетики, в том числе производство электрической, тепловой энергии и мощности, приобретение и продажу электрической энергии и мощности, энергоснабжение потребителей электрической энергии, оказание услуг по передаче электрической энергии, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, сбыт электрической энергии (мощности), организацию купли-продажи электрической энергии и мощности.

3.1.66 территориально интегрированные локальные интеллектуальные энергосистемы: Совокупность нескольких локальных интеллектуальных энергосистем с общим электроэнергетическим режимом и управлением.

3.1.67 территориальная энергосистема: По ГОСТ Р 56302-2014 (статья 3.1.3).

3.1.68 тестовая модель энергосистемы: По ГОСТ Р 59232-2020 (статья 3.1.5).

3.1.69 тестовая физическая, цифровая модели энергосистемы, ЛИЭС, СБЭР, ТИЛИЭС: Модели, созданные в программном, программно-аппаратном или физическом комплексах моделирования энергосистем, в объеме, необходимом для проведения моделирования

режимов ЛИЭС, самобалансирующегося энергорайона, ТИЛИЭС под управлением устройств противоаварийной и режимной автоматик.

3.1.70 технологически изолированная территориальная электроэнергетическая система: По ГОСТ Р 57114-2022 (статья 2.8).

3.1.71 технологический останов электростанции (электроагрегата): По СТО ИНТИ S.130.2-2024 (статья 2.1.13).

3.1.72 технологическое управление (Нрк. оперативное управление): По ГОСТ Р 57114-2022 (статья 2.104).

3.1.73 третичное регулирование (мощности): По ГОСТ Р 57114-2022 (статья 2.142).

3.1.74 управляющее воздействие: По ГОСТ Р 57114-2022 (статья 2.205).

3.1.75 установившийся режим энергосистемы, ЛИЭС, СБЭР, ТИЛИЭС: Электроэнергетический режим ЛИЭС, самобалансирующегося энергорайона, ТИЛИЭС, характеризующийся незначительными изменениями значений технических параметров, позволяющими считать их неизменными (на основе установившийся режим энергосистемы, ГОСТ Р 57114-2022, статья 2.18).

3.1.76 устойчивость ЛИЭС, СБЭР, ТИЛИЭС: Способность ЛИЭС, СБЭР, ТИЛИЭС сохранять синхронную работу в составе энергосистемы и устойчивость в островном режиме в результате противоаварийного отделения от энергосистемы после различного рода возмущений.

3.1.77 устойчивость энергосистемы: По ГОСТ Р 57114-2022 (статья 2.39).

3.1.78 устройство автоматической частотной разгрузки; устройство АЧР: По ГОСТ Р 59232-2020 (статья 3.1.1).

3.1.79 холостой ход машины: По ГОСТ IEC 60034-1-2014 (статья 3.5).

3.1.80 эксплуатационное состояние устройства релейной защиты и автоматики: По ГОСТ Р 57114-2022 (статья 2.117).

3.1.81 электроэнергетическая система; энергосистема: По ГОСТ Р 57114-2022 (статья 2.1).

3.1.82 электроэнергетический режим объекта электроэнергетики: Совокупность технических параметров, характеризующих состояние объекта электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений) в едином процессе производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии (мощности) (на основе электроэнергетический режим энергосистемы, ГОСТ Р 57114-2022, статья 2.15).

3.1.83 энергорайон; энергоузел: По ГОСТ Р 57114-2022 (статья 2.9).

4 Обозначения и сокращения

4.1. В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АД	- асинхронный двигатель;
АДН	- аварийно допустимое напряжение;
АОПН	- автоматическое ограничение повышения напряжения;
АОСД	- автоматика опережающего сбалансированного деления;

АОСН	- автоматика ограничения снижения напряжения;
АПНУ	- автоматика предотвращения нарушения устойчивости;
АвТР	- автономный режим;
АРВ	- автоматика регулирования возбуждения;
АРМ ОП	- автоматизированное рабочее место оперативного персонала;
АРМ	- автоматика регулирования мощности;
АРЧВ	- автоматическое регулирования частоты вращения;
АСТУ	- автоматизированная система технологического управления;
АСУТП	- автоматизированная система управления технологическими процессами;
АЧР	- автоматическая частотная разгрузка;
АР	- аварийный режим;
АЭЭР	- аварийный электроэнергетический режим;
БАМ	- баланс мощности объекта электроэнергетики;
ВИЭ	- возобновляемый источник энергии;
ВР	- вынужденный режим;
ВРчим	- вторичное регулирование (частоты и перетоков активной
ГО	- мощности); генерирующее оборудование;
ГПД	- газопоршневой двигатель;
ГПЭ	- газопоршневой электроагрегат;
ГПЭС	- газопоршневая электростанция;
ГР	- групповое регулирование (активной, реактивной мощностей, частоты, напряжения);
ГУ	- генерирующая установка;
ДС	- диспетчерская служба;
ДУ	- динамическая устойчивость;
ДЦ	- диспетчерский центр;
ЕЭС	- единая электроэнергетическая система;
ДЦ	- диспетчерский центр;
ЕЭС	- единая электроэнергетическая система;
ЗНПР	- зона нечувствительности первичного регулирования;
ЗЭО	- зона эксплуатационной ответственности;
ИБ	- информационное ведение;
ИР	- изолированный режим;
КИТТ	- коэффициент использования теплоты топлива;
КИУМ	- коэффициент использования установленной мощности станции
КПИТ	- коэффициент полезного использования топлива;
КР	- капитальный ремонт;
КСЧХ	- крутизна статической частотной характеристики;
ЛИЭС	- локальная интеллектуальная энергосистема; минигрид;
ЛИЭР	- локальный интеллектуальный энергорайон;
ЛСПА ЛИЭС	- локальная система противоаварийной автоматики ЛИЭС;
ЛЭП	- линия электропередачи;
МГ	- малая генерация;
МГС	- малая синхронная генерация;
МППР	- мертвая полоса первичного регулирования;
НК	- нерегулярные колебания;
НЧК	- низкочастотные колебания;
ОГ	- отключение генератора;
ОН	- отключение нагрузки;
ОП	- оперативный персонал;



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Сертификат: 02D423A80006B3979E4D49AD4A7C77CE0B
Владелец: ХОПДИН АЛЕКСАНДР ВАСИЛЬЕВИЧ
Действителен: с 24.06.2025 до 24.09.2026

Копирование, демонстрация, распространение, публикация, иное использование всех или части материалов, содержащихся в СТО 09797721.27.010.01.01-2025 или приложенных к нему материалов, запрещено без предварительного письменного разрешения АО «ТЭСС»

ОР	- островной режим;
ОсМГ	- объект с малой генерацией;
ОСО	- опережающее сбалансированное отделение;
ОТУ	- оперативно-технологическое управление;
ПА	- противоаварийная автоматика;
ПМС	- переток мощности по сечению;
ПО	- пусковой орган;
ПРЧ	- первичное регулирование частоты;
ПТК ЛИЭС	- программно-технический комплекс ЛИЭС;
ПТК	- программно-технический комплекс;
ПЭЭР	- параметры электроэнергетического режима;
РАНМ	- расчётный (нормативный) аварийный небаланс мощности;
РВЧР	- резерв вторичного регулирования (вторичный резерв);
РЗ	- релейная защита;
РПрР	- режим параллельной работы;
РПР	- резерв первичного регулирования (первичный резерв);
РСМГ	- распределенная по сети малая генерация;
РТРЧ	- резерв третичного регулирования;
РЭС	- распределительная электрическая сеть;
САРЧ	- система автоматического регулирования частоты;
СБЭР	- самобалансирующийся энергорайон;
СО	- сбалансированное отделение;
СУ	- система управления;
СЧХ	- статическая частотная характеристика;
СэлС	- сечение электрической сети;
ТЗ	- техническое задание;
ТЗнП	- техническое задание на проектирование;
ТЭ	- тепловая энергия;
ТИЛИЭС	- территориально интегрированные локальные интеллектуальные энергосистемы;
ТИЛИЭС	- территориально интегрированные локальные интеллектуальные энергосистемы;
ТУ	- технические условия;
УВ	- управляющее воздействие;
УР	- установившийся режим;
УРОВ	- устройство резервирования отказа выключателя;
ЦСЭ	- централизованная система энергоснабжения;
ЦУС	- Центр управления сетями;
ЭР	- энергорайон; энергоузел;
ЭЭ	- электроэнергия;
ЭЭР	- электроэнергетический режим объекта электроэнергетики;
ЭЭС; ЭС	- электроэнергетическая система; энергосистема.

5 Технические требования

5.1 Требования к ГУ и электростанциям ЛИЭС, СБЭР, ТИЛИЭС

5.1.1 Для каждой ГУ ЛИЭС, СБЭР, ТИЛИЭС, мощностью более 200 кВт электрической станции быть определены следующие общесистемные технические параметры:

- установленная мощность;
- максимальная располагаемая мощность;
- скорость набора и снижения активной мощности;
- регулировочный диапазон активной мощности;
- технический минимум;
- технологический минимум;
- регулировочный диапазон по реактивной мощности,

а также подтверждены следующие общесистемные технические характеристики:

- способность к пуску в автоматическом режиме;
- готовность к участию в общем первичном регулировании частоты.

5.1.2 ГПЭС (ГПЭ), использующиеся в качестве основного источника электроэнергии, должны допускать перегрузку по мощности сверх максимально допустимой (по току при номинальном коэффициенте мощности) в пределах уставок электрических и технологических защит в стандартных исходных условиях.

5.1.3 Между режимами работы с перегрузкой (режим максимальной мощности) должны предусматриваться перерывы, необходимые для стабилизации теплового состояния ГПД и синхронного генератора.

5.1.4 Суммарная наработка ГПД в режиме работы с перегрузкой не должна превышать 10 % от суммарной наработки в пределах назначенного ресурса до КР, если иное не предусмотрено в технической документации изготовителя ГПД.

5.1.5 Сброс нагрузки в островном режиме в установленных пределах не должен приводить к останову ГПД технологическими или электрическими защитами.

5.1.6 САРЧ (АРЧВ) ГПД должна обеспечивать возможность установки номинальной частоты вращения при любой нагрузке от 10 % до 100 % номинальной мощности, а также возможность настройки частоты вращения двигателя при номинальной нагрузке в диапазоне ± 5 % от номинальной частоты вращения.

5.1.7 Темп дистанционного изменения настройки частоты вращения ГПД (ГПЭ) должен обеспечиваться в пределах от 0,4 % до 1,5 % номинальной частоты вращения в секундах. Конкретное значение темпа изменения настройки частоты вращения, а также допускаемое отклонение темпа от заданного значения, устанавливаются в ТУ на САРЧ (АРЧВ) конкретного типа.

5.1.8 Время пуска ГПЭ, находящегося в режиме автоматического управления («пуск при исчезновении напряжения», «пуск при аварии основного агрегата») или находящегося в режиме дистанционного управления пуском, не должно превышать значений, установленных ГОСТ Р 55437-2013.

5.1.9 ГПЭ мощностью 1 МВт и более должны быть автоматизированы в соответствии с требованиями ГОСТ 33115-2014, ГОСТ Р 55006-2012, ГОСТ Р 55437-2013.

5.1.10 Система возбуждения и АРВ генераторов мощностью 1 МВт и более должны обеспечивать:

- автоматическое регулирование напряжения с заданным статизмом по полному или реактивному току, а также возможность ручного управления возбуждением и регулирования выходного напряжения генератора;
- автоматическое распределение реактивной нагрузки между параллельно работающими ГПЭ на ГПЭС;
- возможность изменения в условиях эксплуатации величины статизма по полному или реактивному току в диапазоне от минус 10 % до 10 %;
- статическую устойчивость ГПЭ в режимах параллельной работы;
- изменение (подгонку) напряжения генератора при автоматической синхронизации ГПЭС (ГПЭ) или самосинхронизации с сетью;
- возможность изменения параметров АРВ при его настройке в условиях эксплуатации;
- защиту обмотки возбуждения генератора от перегрузки;
- предотвращение недопустимого повышения напряжения на выводах генератора при сбросе нагрузки;
- ограничение минимального тока возбуждения по диаграмме мощности генератора с сигнализацией введения режима ограничения (по требованию);
- автоматизированное и (или) ручное плавное изменение уставки напряжения в диапазоне от минус 10 % до 5 % номинального значения;
- уставка АРВ по напряжению при дистанционном управлении должна изменяться плавно или дискретно со ступенями не более 0,2 % номинального значения, а скорость изменения уставки должна быть не более 1 % и не менее 0,2 % номинального значения за 1 с;
- устройство дистанционного изменения уставки АРВ должно быть рассчитано на работу в режиме командных воздействий от систем регулирования верхних уровней с частотой от 6 до 20 команд в 1 мин.

5.1.11 Активные и реактивные нагрузки между параллельно работающими ГПЭ на ГПЭС должны распределяться автоматически.

5.1.12 Работа ГПЭ с номинальным напряжением 6 (10) кВ при возникновении внешнего однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) должна обеспечиваться в течение не менее 6 ч.

5.1.13 ГПЭС должна создаваться на основе типовых схем главных и вспомогательных электрических цепей, цепей собственных нужд, в соответствии с ГОСТ 2.701-2008.

5.2 Требования к СУ ГПЭ, работающих параллельно с ЦСЭ, в составе ТИЛИЭС, СБЭР

5.2.1 Система противоаварийной автоматики ГПЭ должны иметь защиту генератора от «обратной мощности» с действием на отключение выключателя генератора с технологическим остановом ГПД.

5.2.2 Значения уставок срабатывания защиты «от обратной мощности», как правило, должны быть в диапазоне от 2 % до 6 % номинальной мощности генератора ГПЭ.

5.3 Требования к интеграции ЛИЭС с ЦСЭ

5.3.1 В качестве вариантов и схем интеграции ЛИЭС с электрической сетью ЦСЭ следует рассматривать:

- присоединение одиночной ЛИЭС к внешней электрической сети без параллельной работы электростанций с сетью (работа ЛИЭС с АВР от внешней электрической сети);
- индивидуальное присоединение каждой из ЛИЭС к разным узлам внешней электрической сети с возможностями, как параллельной работы электростанций с сетью, так и островной;
- объединение нескольких ЛИЭС в ТИЛИЭС без связи с внешней электрической сетью;
- объединение нескольких ЛИЭС в ТИЛИЭС с подключением к внешней электрической сети без параллельной работы (с возможностями взаимного резервирования потребителей);
- объединение нескольких ЛИЭС в ТИЛИЭС с подключением к внешней электрической в одном или нескольких узлах сети с возможностями как параллельной, так и островной работы.

5.3.2 Все субъекты, объекты электроэнергетики и (или) энергопринимающие установки которых присоединяются к ЕЭС России или изолированным территориальным энергосистемам с режимом параллельной работы или функционируют в ее составе, обязаны обеспечить соответствие технических характеристик и параметров принадлежащих им объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, их оборудования и устройств требованиям, установленным настоящим стандартом.

5.3.3 В ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР, а также в районах их подключения к внешней электрической сети должно быть организовано автоматическое противоаварийное управление, обеспечивающее:

- предотвращение нарушения устойчивости;
- опережающее сбалансированное отделение;
- ограничение снижения частоты;
- ограничение повышения частоты;
- ограничение снижения напряжения;
- ограничение повышения напряжения;
- предотвращение недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования.

5.3.4 Все функции противоаварийного управления должны выполняться на основе информации о параметрах электроэнергетического режима, полученной путем их непосредственного прямого измерения на объекте установки устройств.

5.4 Требования к РЗА ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР

5.4.1 Алгоритмы функционирования и параметры настройки (уставки) устройств и комплексов ПА ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР и районов их присоединения к внешней сети должны соответствовать схемно-режимным условиям и обеспечивать реализацию оптимальных УВ.

5.4.2 Не допускается совмещение функций РЗ и АПНУ, АОСД в одном устройстве реализация функций фиксации отключения выключателя, УРОВ АОПН, АЧР и АОСН в устройствах РЗ.

5.4.3 Устройства ПА должны иметь переключающие устройства:

- в цепях переменного тока и напряжения;
- в выходных цепях для оперативного вывода из работы и ввода в работу устройства ПА;
- для ввода (вывода) отдельных функций ПА и изменения алгоритмов функционирования устройства ПА оперативным персоналом. Необходимость обеспечения возможности оперативного ввода (вывода) отдельных аварийных сигналов и команд ПА в устройстве ПА определяется проектом.

5.4.4 Блокирование ПА ПТК ЛИЭС УВ, реализуемых от других устройств ПА комплексов ПА на ОГ, ОН, ДС не допускается.

5.4.5 Реализацию УВ от устройств и изменение топологии электрической сети следует осуществлять без использования технических средств АСУТП объекта электроэнергетики.

5.4.6 Не допускается аппаратное совмещение устройств и комплексов ПА с техническими средствами АСУТП объекта электроэнергетики.

5.4.7 Устройство ПА не должно ложно срабатывать при снятии и подаче питания на устройство, а также при возникновении неисправности в цепях оперативного тока.

5.4.8 Устройство ПА должно удовлетворять требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям по электромагнитной совместимости, электробезопасности и информационной безопасности, предусмотренным национальным законодательством.

5.4.9 Устройство ПА должно содержать внутреннюю функцию регистрации аналоговых сигналов и дискретных событий в объеме, необходимом для анализа функционирования устройства.

5.4.10 В устройстве ПА должна быть предусмотрена автоматическая самодиагностика исправности программно-аппаратных средств.

5.4.11 Функционирование устройств релейной защиты и автоматики при наличии на объекте электроэнергетики автоматизированной системы управления технологическим процессом должно быть автономным и не зависеть от состояния указанной системы.

5.4.12 Микропроцессорные комплексы релейной защиты и автоматики и микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики должны удовлетворять требованиям защищенности от несанкционированного доступа к информации.

5.4.13 Должно обеспечиваться функциональное и (или) аппаратное резервирование функций релейной защиты и противоаварийной автоматики.

5.4.14 Автоматика ликвидации асинхронного режима, автоматика ограничения снижения частоты, автоматика ограничения повышения частоты, автоматика ограничения снижения напряжения, автоматика ограничения повышения напряжения, автоматика ограничения перегрузки оборудования должны выполняться в виде локальной противоаварийной автоматики.

5.4.15 Не допускается аппаратное совмещение в одном устройстве функции локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости с другими функциями

противоаварийной автоматики, обеспечивающими живучесть энергосистемы, и с функциями релейной защиты.

5.5 Требования к общей системе управления и ПТК ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР

5.5.1 Система, обеспечивающая управление, планирование и мониторинг ЛИЭС должна соответствовать ГОСТ 24.104-2023. Порядок и стадии создания Системы не должны противоречить ГОСТ Р 59793-2021.

5.5.2 Компоненты ПТК ЛИЭС должны иметь модульную структуру программного и аппаратного обеспечения для возможности быстрой замены неисправных частей.

5.5.3 Должно быть обеспечено гарантированное время реакции системы на внешние события. Оперативное оповещение верхних уровней об аварийных событиях должно осуществляться с минимальной задержкой.

5.5.4 ПТК ЛИЭС должны соответствовать требованиям по надежности, изложенным в ГОСТ 24.701-86.

5.5.5 ПТК ЛИЭС, работающих в составе ТИЛИЭС, должны функционировать в едином астрономическом времени, обеспечиваемом системой единого времени.

5.6 Требования к режимам ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР при параллельной работе с ЦСЭ

5.6.1 В нормальном режиме ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР должны выполняться следующие требования:

- перетоки активной мощности в контролируемых сечениях не должны выходить за допустимые границы;
- напряжение должно быть выше минимально допустимых значений, но не должно превышать наибольшие рабочие значения;
- токовые нагрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования не должны превышать длительно допустимые значения;
- должны обеспечиваться их надежность и устойчивость.

5.6.2 Ограничения по обменной активной мощности должны быть определены или согласованы для всех сечений по связям ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР с диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления энергосистемы в соответствии с «Методическими указаниями по устойчивости энергосистем».

5.7 Требования к организации эксплуатации оборудования и управлению режимами ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР, работающих параллельно с ЦСЭ

5.7.1 Владельцами ЛИЭС, СБЭР, ТИЛИЭС независимо от класса напряжения и мощности объектов обеспечиваются организация эксплуатации, ремонт и техническое обслуживание принадлежащих им линий электропередачи, оборудования и устройств этих объектов, организация и осуществление в их отношении непрерывного оперативно-технологического управления.

5.7.2 Для вводимых в работу новых и реконструируемых ЛИЭС, СБЭР, ТИЛИЭС осуществляется опережающая подготовка персонала.

5.7.3 До начала проведения пробных включений на параллельную работу ЛИЭС, СБЭР, ТИЛИЭС с внешней энергосистемой указанные объекты укомплектовываются обученным персоналом, допущенным к самостоятельной работе.

5.7.4 Каждый субъект, использующий генерирующие или энергопринимающие установки, обязан организовать и осуществлять эксплуатацию принадлежащих ему электроустановок в соответствии с правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

5.7.5 При осуществлении оперативно-технологического управления владельцы объектов электроэнергетики, находящихся в составе ЛИЭС, СБЭР, ТИЛИЭС обязаны выполнять диспетчерские команды, распоряжения и соблюдать отказы в разрешении (согласовании), полученные от субъекта оперативно-диспетчерского управления только в режиме параллельной работы указанных объектов с энергосистемой.

5.7.6 Мероприятия по управлению технологическим режимом и эксплуатационным состоянием линий электропередачи, оборудования и устройств, не являющихся объектами диспетчеризации, осуществляются владельцами объектов электроэнергетики самостоятельно или по согласованию с владельцами смежных или иным образом технологически связанных объектов электроэнергетики – в случае, если выполнение указанных мероприятий требует взаимной координации их действий.

5.7.7 Между диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления и потребителями электрической энергии осуществляется информационный обмен в том числе посредством автоматических и автоматизированных систем и голосовой связи.

5.7.8 Порядок организации информационного обмена между диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления и субъектами электроэнергетики, между диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления и потребителями электрической энергии определяется в соответствии с настоящим стандартом, а также правилами предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации, регулирующими отношения в сфере электроэнергетики.

5.7.9 Изменение технологического режима или эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования, устройств, находящихся в диспетчерском управлении диспетчерского центра, технологическом управлении центра управления сетями, технологическом управлении центра ЛИЭС, может осуществляться путем непосредственного воздействия на них соответственно из диспетчерского центра, центра управления сетями или центра технологического управления ЛИЭС с использованием средств дистанционного управления независимо от формы организации оперативного обслуживания объекта электроэнергетики.

5.7.10 Информационно-технологическая инфраструктура оперативно-диспетчерского управления и оперативно-технологического управления функционирует в круглосуточном режиме. Владельцы объектов электроэнергетики обеспечивают круглосуточное обслуживание оборудования и программно-технических средств информационно-технологической инфраструктуры.

5.7.11 В случае использования владельцем объекта электроэнергетики для передачи информации в диспетчерские центры и (или) центры управления сетями каналов связи, организованных в сетях операторов связи или технологических сетях связи иных лиц, владельцем объекта электроэнергетики обеспечивается соблюдение указанных требований в отношении таких каналов связи.

5.7.12 Объем телеметрической информации, передаваемый в центр управления сетями сетевой организации из центров управления ЛИЭС, СБЭР, ТИЛИЭС, определяется по

согласованию между ними в договорах оказания услуг по передаче электрической энергии или иных документах, регулирующих порядок технологического взаимодействия между ними.

5.7.13 Все оперативные переговоры диспетчерского персонала диспетчерских центров, оперативного персонала центров управления сетями, оперативного персонала объектов электроэнергетики регистрируются электронными средствами регистрации переговоров.

5.7.14 Воздействие на оборудование и устройства объектов электроэнергетики, осуществленное с использованием средств дистанционного управления из диспетчерских центров и центров управления сетями, объектов энергетики регистрируется средствами автоматизированных систем диспетчерского управления, автоматизированных систем технологического управления и автоматизированных систем управления технологическими процессами.

5.7.15 Диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления, владельцы объектов электроэнергетики обеспечивают сохранность информации, указанной в 5.7.13, в течение не менее чем 3 месяцев со дня ее регистрации, а сохранность информации, указанной в 5.7.14, в течение не менее чем 12 месяцев со дня ее регистрации.

5.8 Требования к управлению электроэнергетическим режимом ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР при параллельной работе с ЦСЭ

5.8.1 Действия автоматики и оперативного персонала, в том числе действия, осуществление которых допускается ими самостоятельно, не должны препятствовать процессу управления электроэнергетическим режимом ЦСЭ, приводить к возникновению, развитию нарушения нормального режима и (или) препятствовать его ликвидации.

5.8.2 При работе ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР в вынужденном (островном) режиме необходимо соблюдать следующие требования:

- перетоки активной мощности в контролируемых сечениях не выходят за допустимые границы;
- напряжение на объектах электроэнергетики выше аварийно допустимых значений не превышает наибольшие рабочие значения;
- токовые нагрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования не превышают аварийно допустимые значения с учетом разрешенной длительности перегрузки;
- отклонения частоты электрического тока от номинального значения не должны превышать аварийно допустимые значения $\pm 0,4$ Гц, если иное не предусмотрено проектом (согласовано с потребителями электроэнергии).

5.8.3 При работе ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР в вынужденном режиме допускается нарушение устойчивости при нормативных возмущениях с последующим автоматическим восстановлением исходного режима.

5.9 Нормы и требования к параметрам и процессам ЭР при осуществлении режима параллельной работы ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР с внешней сетью ЦСЭ

При осуществлении режима параллельной работы ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР с внешней сетью ЦСЭ руководствоваться нормами и требованиями к параметрам и процессам ЭР представленными в таблице 1.

Таблица 1 – Нормы и требования к параметрам и процессам ЭР при осуществлении режима параллельной работы ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР с внешней сетью ЦСЭ

Наименование параметра (процесса)	Условие (объект) применения	Требование (норма)
Синхронизация источников в электрической сети (на разделяющем выключателе)		
1 Разница частот	$P_{\text{ном}} = (500 - 1500) \text{ кВт}$	0,2 Гц ⁽¹⁾
	$P_{\text{ном}} = (1500 - 10000) \text{ кВт}$	0,1 Гц ⁽¹⁾
	$P_{\text{ном}} = (10000 - 25000) \text{ кВт}$	0,1 Гц ⁽²⁾
2 Разница напряжений	$P_{\text{ном}} = (500 - 1500) \text{ кВт}$	5 % ⁽¹⁾
	$P_{\text{ном}} = (1500 - 10000) \text{ кВт}$	3 % ⁽¹⁾
	$P_{\text{ном}} = (10000 - 25000) \text{ кВт}$	2 % ⁽²⁾
3 Разница фазовых углов	$P_{\text{ном}} = (500 - 1500) \text{ кВт}$	15° ⁽¹⁾
	$P_{\text{ном}} = (1500 - 10000) \text{ кВт}$	10° ⁽¹⁾
	$P_{\text{ном}} = (10000 - 25000) \text{ кВт}$	5° ⁽²⁾
Разрешение на включение источников для параллельной работы с внешней сетью		
4 Отклонение частоты от номинального значения	$P_{\text{ном}} = (500 - 5000) \text{ кВт}$	1 % ⁽²⁾
	$P_{\text{ном}} = (5000 - 25000) \text{ кВт}$	0,5 % ⁽²⁾
5 Отклонение напряжения от номинального значения	$P_{\text{ном}} = (500 - 5000) \text{ кВт}$	5 % ⁽²⁾
	$P_{\text{ном}} = (5000 - 25000) \text{ кВт}$	3 % ⁽²⁾
6 Разрешение	АПВ со стороны внешней сети	При отключенных генераторах
7 Ток, активная и полная мощности	Загрузка сетевого оборудования	Без превышения ⁽¹⁾
8 Отключение/включение	Генераторы	Без циклической работы автоматики ⁽¹⁾
Отделение источников от внешней сети по напряжению и частоте		
9 Время отделения	$U < 50 \%$	< 0,16 с ⁽¹⁾
	$50 \% < U < 88 \%$	< 2 с ⁽¹⁾
	$110 \% < U < 120 \%$	< 1 с ⁽¹⁾
	$U > 120 \%$	< 0,16 с ⁽¹⁾
10 Регулируемая уставка	$47 < f < 49,8 \text{ Гц}$	$0,16 < T < 300 \text{ с}^{(1)}$
11 Время отключения	$f < 47 \text{ Гц}$	0,16 с ⁽¹⁾
Непреднамеренное отделение		
Режим параллельной работы ЛИЭС с ЦСЭ	Непреднамеренное отделение ЛИЭС	Автоматический переход в островной сбалансированный режим ⁽¹⁾
Непреднамеренное питание отделившегося пассивного района от внешней сети		
Режим параллельной работы ЛИЭС с ЦСЭ	Непреднамеренное питание от ЛИЭС отделившегося пассивного района	Подпитка района внешней сети недопустима ⁽¹⁾

	внешней сети	
Участие энергоблоков в ОПРЧ при параллельной работе		
14 Мертвая полоса	СЧХ	$< \pm 75$ мГц
15 Статизм	СЧХ	От минус 3 % до 5 %
16 Процесс при сбросах/набросах	Динамика при расчетных возмущениях	Апериодический
17 Время ввода 50 % резервной мощности		< 15 с
18 Время ввода 100 % резервной мощности		< 30 с
19 Ток замыкания на землю	Объединенная сеть с изолированной нейтралью	< 20 А в сети 10 кВ < 30 А в сети 6 кВ
Регулирование напряжения и реактивной мощности		
20 Регулирование напряжения на генераторных шинах	Регулирование возбуждения в автономном режиме	$U = U_{уст}$
21 Регулирование $\text{tg}(\varphi)$ обменного перетока	Регулирование возбуждения в режиме параллельной работы	$\text{tg}(\varphi)_{обм} = \text{tg}(\varphi)_{уст}$
22 Процесс затухающий, время завершения	Динамика при расчетных возмущениях	$t < 15$ с
<p>$P_{ном}$ – номинальная мощность источника.</p> <p>U – напряжение на генераторных шинах.</p> <p>$U_{уст}$ – уставка регулятора напряжения.</p> <p>f – частота напряжения на шинах.</p> <p>T – время отделения источников от внешней сети по частоте.</p> <p>t – время завершения регулирования напряжения и реактивной мощности</p> <p>φ – угол между векторами напряжения и тока.</p> <p>$\text{tg}(\varphi)_{обм}$ – тангенс угла между векторами напряжения и тока обменного перетока.</p> <p>$\text{tg}(\varphi)_{уст}$ – уставка тангенса угла между векторами напряжения и тока обменного перетока.</p>		

(1) В соответствии с IEEE 1547-2018

(2) Введено настоящим стандартом

5.10 Нормы и требования к осуществлению режима островной работы ЛИЭС

5.10.1 Схема выдачи мощности и состав генерирующего оборудования должны соответствовать критерию надежности N – 1.

5.10.2 Должна быть обеспечена допустимость:

- частоты и напряжения в сети;
- токовой загрузки оборудования;

- тока замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью;
- динамическая устойчивость параллельной работы генераторов электростанции;
- успешность пусков крупных АД или предотвращение нарушений устойчивости режима при пусках АД;
- недопустимые аварийные повышения и понижения частоты;
- самовосстановление нормального режима.

5.11 Нормы и требования к противоаварийным и оперативным переходам из режима островной работы в параллельный и обратно

5.11.1 Переход от регулирования частоты и напряжения к регулированию обменного перетока при возникновении режима параллельной работы с внешней энергосистемой должен осуществляться автоматически.

5.11.2 Выделение электростанций ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР на сбалансированную нагрузку не должно ограничиваться по времени существования островного режима.

5.12 Эргономические требования к рабочим местам персонала, использующего ПТК ЛИЭС

5.12.1 Рабочие места персонала, использующего ПТК ЛИЭС, должны соответствовать ГОСТ Р 50923-96, СанПиН 1.2.3685-21.

5.12.2 Звуковые сигналы АРМ должны соответствовать эргономические требования к сигнализаторам звуковых первичных сообщений по ГОСТ 21786-76.

5.12.3 Интерфейс пользователя должен:

- обеспечивать выполнение всех функций системы управления и быть единообразным в применении для ее подсистем;
- масштабироваться при изменении разрешения экрана, либо размера используемого шрифта;
- кнопки и элементы управления должны быть доступны пользователю при любых доступных пользователю разрешениях экрана и размерах шрифтов.

5.12.4 Все формы отображения информации должны иметь единообразную компоновку и не противоречащие друг другу правила. Это требование должно касаться, как стандартных, так и не стандартных форм отображения.

5.12.5 Каждая форма отображения должна быть единообразной в том, что касается использования графики, команд, меню, цветов, активных элементов и ввода данных с тем, чтобы схожие по виду данные имели единообразное значение во всей системе управления.

5.12.6 Все формы отображения должны быть основаны на единых библиотеках стилей. Свойства выводимых значений (формат, шрифт) должны также быть основаны на единых библиотеках стилей.

6 Услуги

6.1 Последовательность работ и услуг в общем процессе создания объекта с малой генерацией (ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР)

Последовательность работ и услуг в общем процессе создания объекта с малой генерацией (ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР) указана в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Последовательность работ и услуг в общем процессе создания объекта с малой генерацией (ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР)

Наименование	Содержание	Итог / Примечание
1 Предпроектное обследование		
1.1 Обследование условий и выявление возможностей создания ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР	<ul style="list-style-type: none"> - Изучение существующего спроса на электрическую и тепловую энергии, динамики его развития - Изучение существования или возможности обеспечения первичными энергоресурсами локального источника ЭЭ и ТЭ - Изучение возможностей и условий интеграции ЛИЭС в сеть ЦСЭ или между собой - Выявление и изучение значимых факторов внешней среды 	Отчет с обоснованным заключением о возможности создания ЛИЭС путем нового строительства или реконструкции существующего объекта
1.2 Проведение предварительного ТЭО создания ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР	<ul style="list-style-type: none"> - Разработка эскизных вариантов создания ЛИЭС, интегрированных с ЦСЭ или между собой - Предварительный выбор основного оборудования и расчет технико-экономических показателей вариантов ЛИЭС с учетом разных схем финансирования - Обоснование наиболее перспективного варианта создания ЛИЭС согласно критериям Заказчика 	Отчет с технико-экономическим обоснованием перспективного варианта создания ЛИЭС и его сравнительными характеристиками по критериям Заказчика
1.3 Анализ и консультирование по организации финансирования	<ul style="list-style-type: none"> - Выявление и анализ источников и условий финансирования проекта по созданию ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР - Организация содействия в финансировании проекта 	Согласованная с Заказчиком модель финансирования проекта
2 Проектирование		
2.1 Предпроектное обследование объекта, подлежащего реконструкции	<ul style="list-style-type: none"> - Изучение возможности реконструкции объекта для реализации эскизного варианта создания ЛИЭС - Предварительная оценка характера, объема работ, нового оборудования 	Отчет по результатам обследования, позволяющий разработать ТЗ на проектирование реконструкции

Продолжение таблицы 6.1

Наименование	Содержание	Итог / Примечание
2.2 Определение общей концепции <i>нового объекта</i> , в соответствии с которой будет производиться разработка проектных решений	<ul style="list-style-type: none"> - Анализ исходно-разрешительной документации - Детализация эскизного проекта создаваемого объекта до уровня рабочей версии для проектирования 	Концепция создаваемого объекта с набором базовых технических решений и параметров
2.3 Подготовка и согласование ТУ на присоединение ЛИЭС к сети ЦСЭ	<ul style="list-style-type: none"> - Разработка и согласование с заказчиком проекта ТУ на интеграцию ЛИЭС с сетью ЦСЭ - Согласование ТУ с территориальной сетевой организацией - Согласование ТУ с региональным филиалом АО СО ЕЭС - Согласование окончательной версии ТУ с заказчиком 	ТУ на интеграцию ЛИЭС с сетью ЦСЭ. Согласование ТУ заказчиком, региональными филиалами СК и СО
2.4 Разработка и согласование задания на проектирование	<ul style="list-style-type: none"> - Разработка ТЗ на проектирование по всем разделам согласно ТУ и требований настоящего стандарта - Согласование ТЗ на проектирование с заказчиком 	Согласованное с заказчиком ТЗ на проектирование для выполнения проектных работ
2.5 Сбор и согласование исходных данных для проектирования	<ul style="list-style-type: none"> - Сбор актуальных и перспективных данных по объекту с малой генерацией - Сбор актуальных и перспективных данных по району сети ЦСЭ для подключения ЛИЭС 	Согласованные с заказчиком, региональными филиалами СО и Россетей параметры объекта проектирования и расчетных моделей
2.6 Разработка основных технических решений (ОТР)	<ul style="list-style-type: none"> - Обоснование электрической схемы электростанции (ий) ЛИЭС - Обоснование основных электротехнических решений - Обоснование решений по РЗА - Техничко-экономическое обоснование принимаемых решений 	Отчет с согласованными техническими решениями для удовлетворения требованиям настоящего стандарта, ТУ, ТЗ на проектирование при создании ЛИЭС
2.7 Разработка и согласование проектной документации	<ul style="list-style-type: none"> - Разработка проектной документации. - Проведение согласования и экспертизы проектной документации 	Согласованный с заказчиком проект создания ЛИЭС, интегрированной с ЦСЭ
2.8 Разработка и согласование рабочей документации.	<ul style="list-style-type: none"> - Разработка рабочей документации. - Проведение согласования рабочей документации 	Согласованный с заказчиком рабочий проект создания ЛИЭС, интегрированной с ЦСЭ

Продолжение таблицы 6.1

Наименование	Содержание	Итог / Примечание
3 Испытания и поставка автоматики ЛИЭС		
3.1 Испытания автоматики создаваемых ЛИЭС, обеспечивающей безопасность и эффективность режимов, на цифро-физическом испытательном стенде	<ul style="list-style-type: none"> - Создание испытательного стенда (физической модели ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР) - Подключение средств автоматики, мониторинга режимов и управления испытаниями - Разработка программы испытаний - Проведение испытаний согласно программе - Подготовка отчета и заключения 	<p>Подтвержденные работоспособность и функциональные возможности автоматики.</p> <p>Программа, отчет и заключение по испытаниям.</p>
3.1 Поставка испытанной системы управления для ЛИЭС	<ul style="list-style-type: none"> - Поставка средств автоматизации - Поставка рабочей и эксплуатационной документации 	Поставленное на согласованных условиях оборудование.
4 Монтаж электротехнического оборудования ЛИЭС		
4.1 Проектирование монтажа силового оборудования	<ul style="list-style-type: none"> - Разработка проектной документации монтажа силового оборудования, включающей в себя схемы размещения оборудования, электрические и механические чертежи, а также спецификации материалов и комплектующих. - Согласование проектной документации. 	Согласованный с заказчиком проект монтажных работ.
4.2 Поставка, подготовка и монтаж силового оборудования	<ul style="list-style-type: none"> - Закупка и поставка необходимого оборудования и материалов. - Подготовка мест установки оборудования. - Непосредственная установка и соединение оборудования. 	Поставленное и смонтированное силовое оборудование.
4.3 Проектирование монтажа оборудования контроля и управления	<ul style="list-style-type: none"> - Разработка проектной документации монтажа оборудования контроля и управления, включающей в себя места размещения, электрические и механические чертежи, а также спецификации материалов и комплектующих. - Согласование документации. 	Согласованный с заказчиком проект монтажных работ.
4.4 Поставка, подготовка и монтаж оборудования контроля и управления	<ul style="list-style-type: none"> - Закупка и поставка оборудования контроля и управления, необходимых материалов. - Подготовка мест установки оборудования. - Непосредственная установка и соединение оборудования. 	Поставленное и смонтированное оборудование контроля и управления.

Продолжение таблицы 6.1

Наименование	Содержание	Итог / Примечание
5 Пуско-наладка электротехнического оборудования и систем управления режимом ЛИЭС		
5.1 Планирование и выполнение пуско-наладочных работ подсистем контроля и управления ЛИЭС	<ul style="list-style-type: none"> - Разработка программы и проведение пусконаладочных работ, обеспечивающих запуск, нормальное функционирование и требуемые характеристики основного и вспомогательного электротехнического оборудования ЛИЭС, связанного с осуществлением ее режимов в составе ЦСЭ - Подготовка и согласование с заказчиком отчета и протоколов выполненных работ 	Разработанная и согласованная с заказчиком программа проведения пусконаладочных работ подсистем управления ЛИЭС.
5.2 Планирование и проведение комплексных испытаний интегрированных объектов с малой синхронной генерацией при их вводе в эксплуатацию на соответствие требованиям и условиям осуществления параллельной работы, установленным настоящим стандартом и согласованным с внешними организациями	<ul style="list-style-type: none"> - Разработка и согласование с заказчиком, региональными филиалами Россетей и СО программы комплексных испытаний при включении ЛИЭС на параллельную работу с сетью ЦСЭ - Подготовка оперативного персонала ЛИЭС к проведению комплексных испытаний - Подготовка и согласование отчета об испытании и протокола его проведения 	<p>Согласованный итоговый отчет по результатам комплексных испытаний ЛИЭС при вводе в эксплуатацию.</p> <p>Приказ о вводе ЛИЭС в эксплуатацию.</p> <p>Акт выполненных работ.</p>
6 Подготовка дежурного персонала для управления режимом ЛИЭС		
6.1 Разработка цифровых симуляторов управления режимами объектов с малой синхронной генерацией для подготовки оперативного персонала и поддержания его компетенций	<p>Разработка симулятора, удовлетворяющего следующим требованиям:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Симулятор должен обеспечивать достаточную для оперативного управления достоверность моделирования установившихся и переходных режимов ЛИЭС - Визуализация схемы и режимов ЛИЭС должна соответствовать объекту и технологии управления - Симулятор должен обеспечивать реализацию всех целей оперативного управления и моделирование основных нормальных и аварийных условий и режимов - Симулятор должен иметь набор тестовых заданий разного уровня сложности 	Разработанный и протестированный цифровой симулятор управления режимами конкретного объекта с малой синхронной генерацией.
Наименование	Содержание	Итог / Примечание
6.2 Подготовка оперативного персонала к управлению режимами	- Проверка и систематизация базовых компетенций по управлению режимами параллельно работающих	Подготовленный к управлению режимами и

объектов с малой синхронной генерацией с использованием симуляторов	<p>энергосистем</p> <ul style="list-style-type: none"> - Обучение управлению режимами ЛИЭС по согласованной программе (теоретическая подготовка + обучение на компьютерном симуляторе) - Проверка полученных компетенций - Выдача удостоверений о повышении квалификации 	аттестованный дежурный персонал ЛИЭС.
---	---	---------------------------------------

6.2 Технологические карты услуг по созданию и управлению режимами ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР

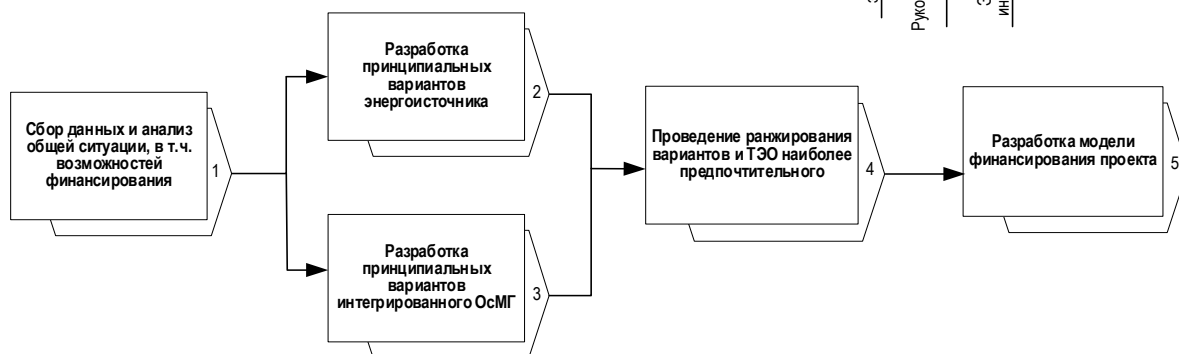
Технологические карты услуг представлены согласно методологии SADT [1].

6.2.1. Технологическая карта услуги «Предпроектное обследование создания ОсМГ (ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР)»

Содержание услуги



Процесс оказания услуги

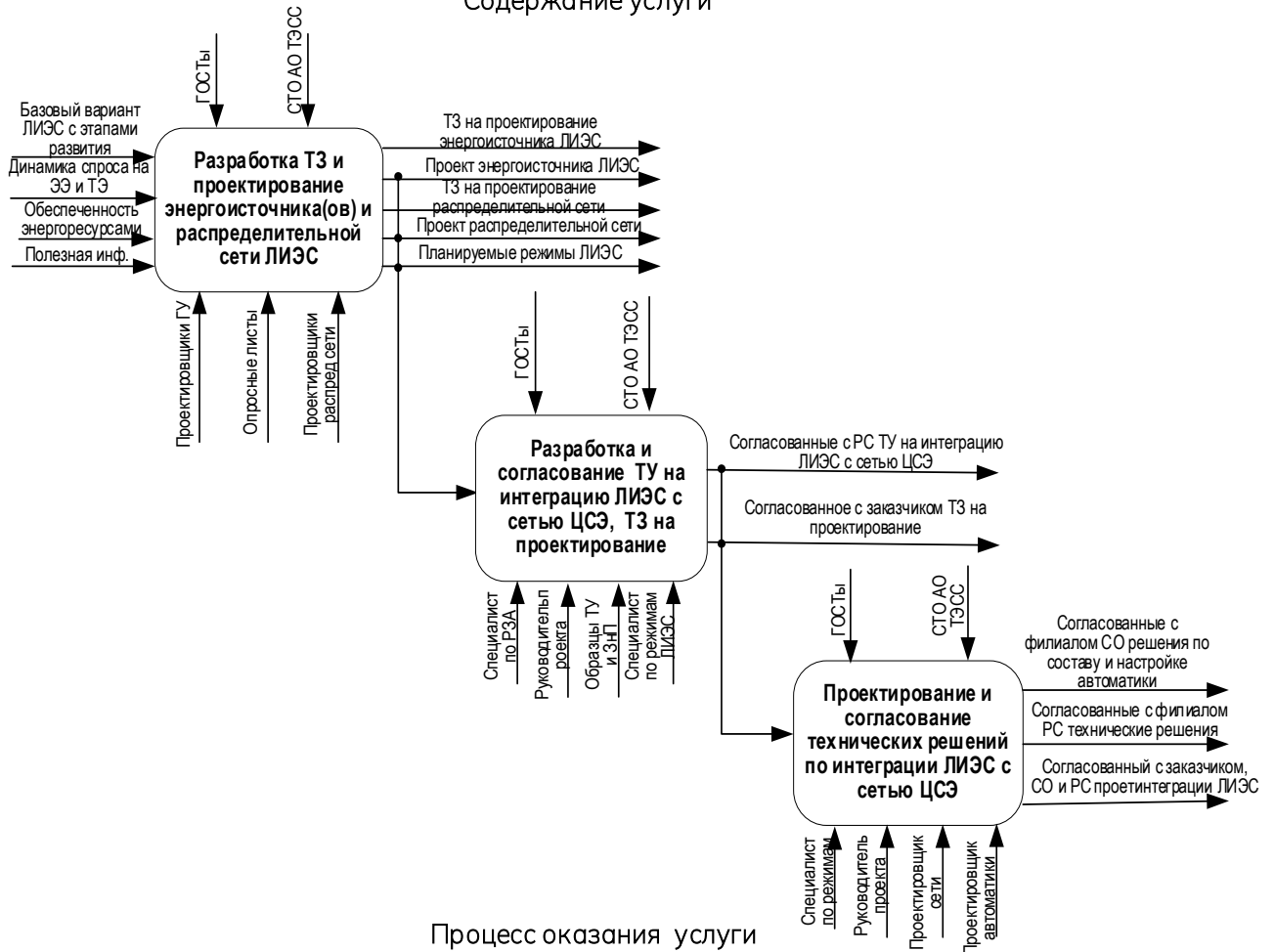


Временной регламент и результаты оказания услуги

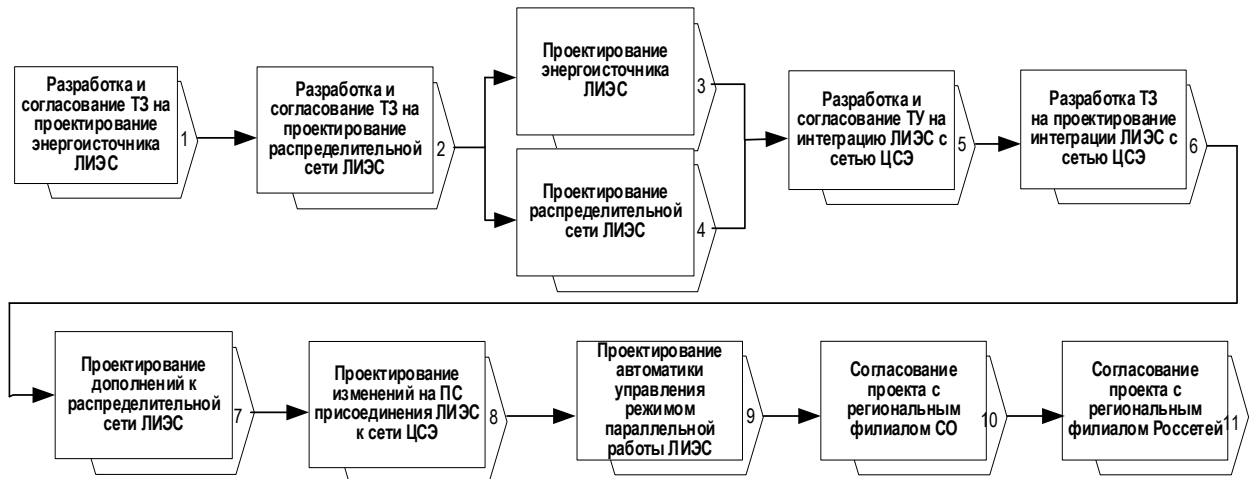
Этап	Вид работы	Продолжительность, недели	Итог
1	1	2	Аналитический отчет
2	2	1	Варианты энергоисточника
	3	1	Варианты интеграции
3	4	2	Ранжированные варианты и их ТЭ характеристики
4	5	1	Модель финансирования
Всего		6	Концепт объекта с малой генерацией
Примечание – Продолжительность вида работ в каждом случае зависит от сложности и условий оказания услуги			

6.2.2. Технологическая карта услуги «Проектирование создания новой ЛИЭС»

Содержание услуги



Процесс оказания услуги

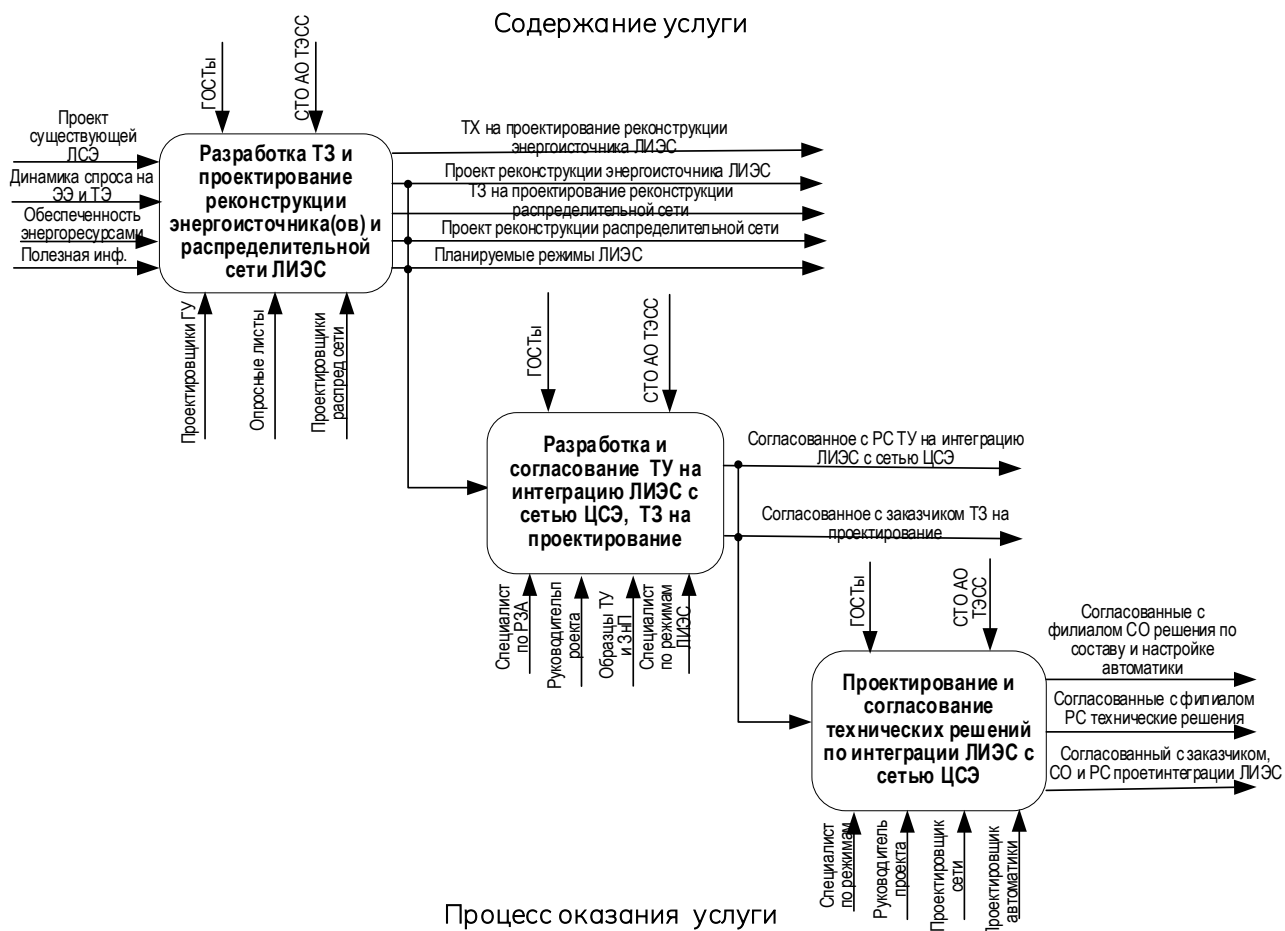


Временной регламент и результаты оказания услуги

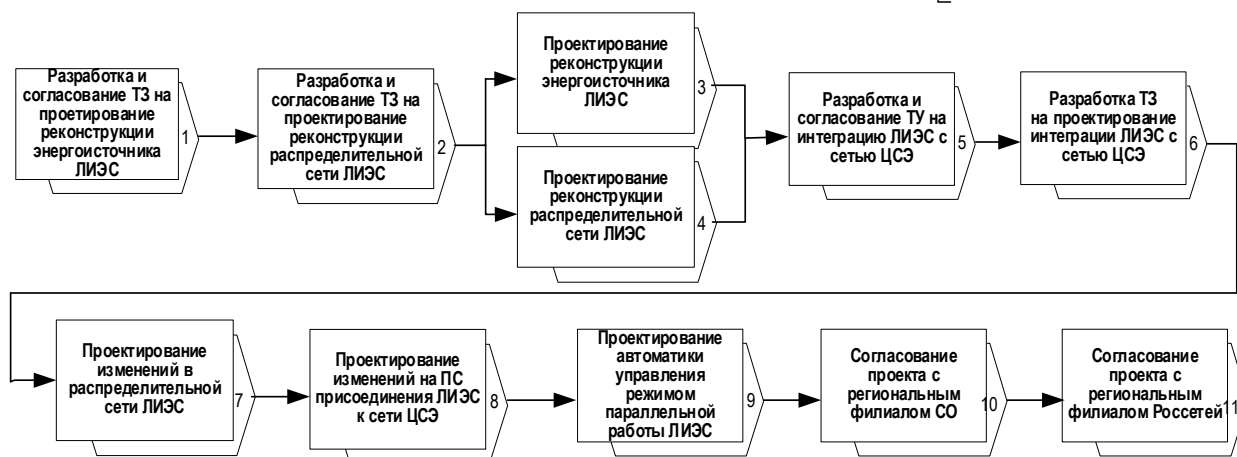
Этап	Вид работы	Продолжительность, недели	Итог
1	1, 2	2	Согласованные ТЗ на проектирование источника и сети ЛИЭС
2	3, 4	4	Проекты источника и сети ЛИЭС
3	5, 6	2	Согласованные ТУ и ТЗ на проектирование интеграции ЛИЭС с ЦСЭ
4	7, 8	2	Проекты дополнений в сетях для интеграции ЛИЭС
5	9	4	Проект автоматики для режима параллельной работы
6	10, 11	2	Согласованный с СО и РС проект интеграции ЛИЭС
Всего		16	

Примечание – Продолжительность вида работ в каждом случае зависит от сложности и условий оказания услуги

6.2.3 Технологическая карта услуги «Проектирование реконструкции ЛЭС с созданием ЛИЭС»



Процесс оказания услуги



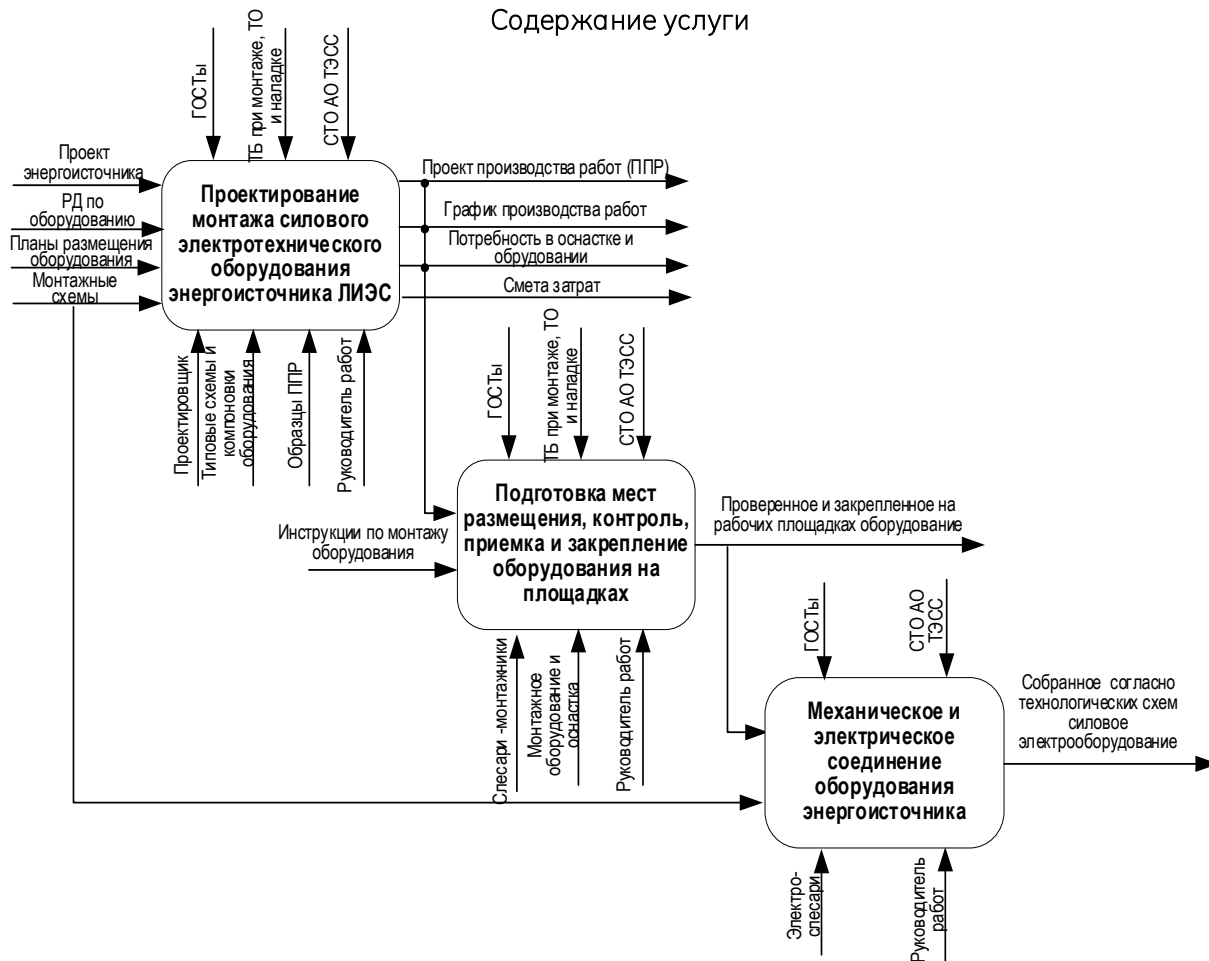
Временной регламент и результаты оказания услуги

Этап	Вид работы	Продолжительность, недели	Итог
1	1, 2	2	Согласованные ТЗ на проектирование источника и сети ЛИЭС
2	3, 4	4	Проекты источника и сети ЛИЭС
3	5, 6	2	Согласованные ТУ и ТЗ на проектирование интеграции ЛИЭС с ЦСЭ
4	7, 8	2	Проекты дополнений в сетях для интеграции ЛИЭС
5	9	4	Проект автоматики для режима параллельной работы
6	10, 11	2	Согласованный с СО и РС проект интеграции ЛИЭС
Всего		16	

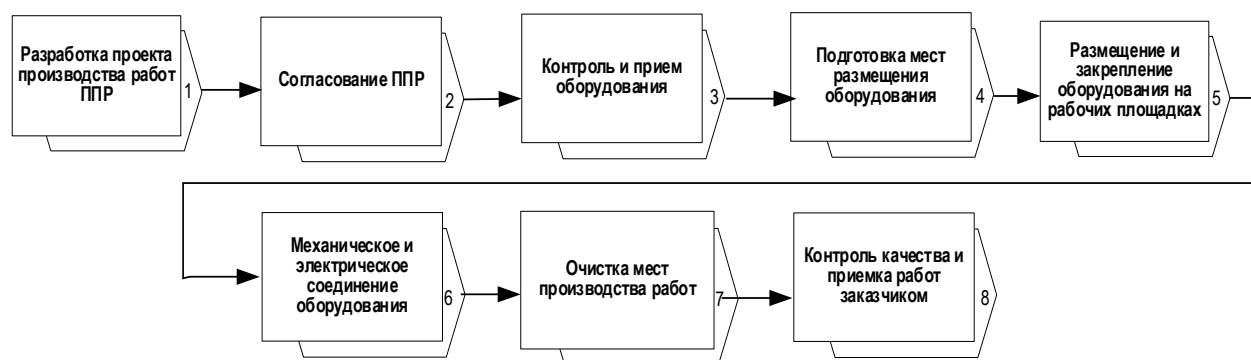
Примечание – Продолжительность вида работ в каждом случае зависит от сложности и условий оказания услуги

6.2.4 Технологическая карта услуги «Монтаж силового электротехнического оборудования энергоисточника»

Содержание услуги



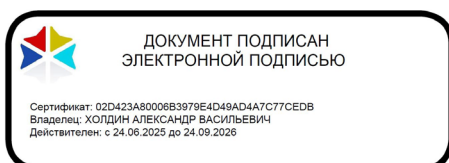
Процесс оказания услуги



Временной регламент и результаты оказания услуги

Этап	Вид работы	Продолжительность, недели	Итог
1	1, 2	1	Согласованный ППР
2	3, 4	2	Подготовленные к монтажу места и оборудование
3	5, 6	2	Смонтированное оборудование
4	7, 8	1	Проверенные и принятые заказчиком работы
Всего		6	

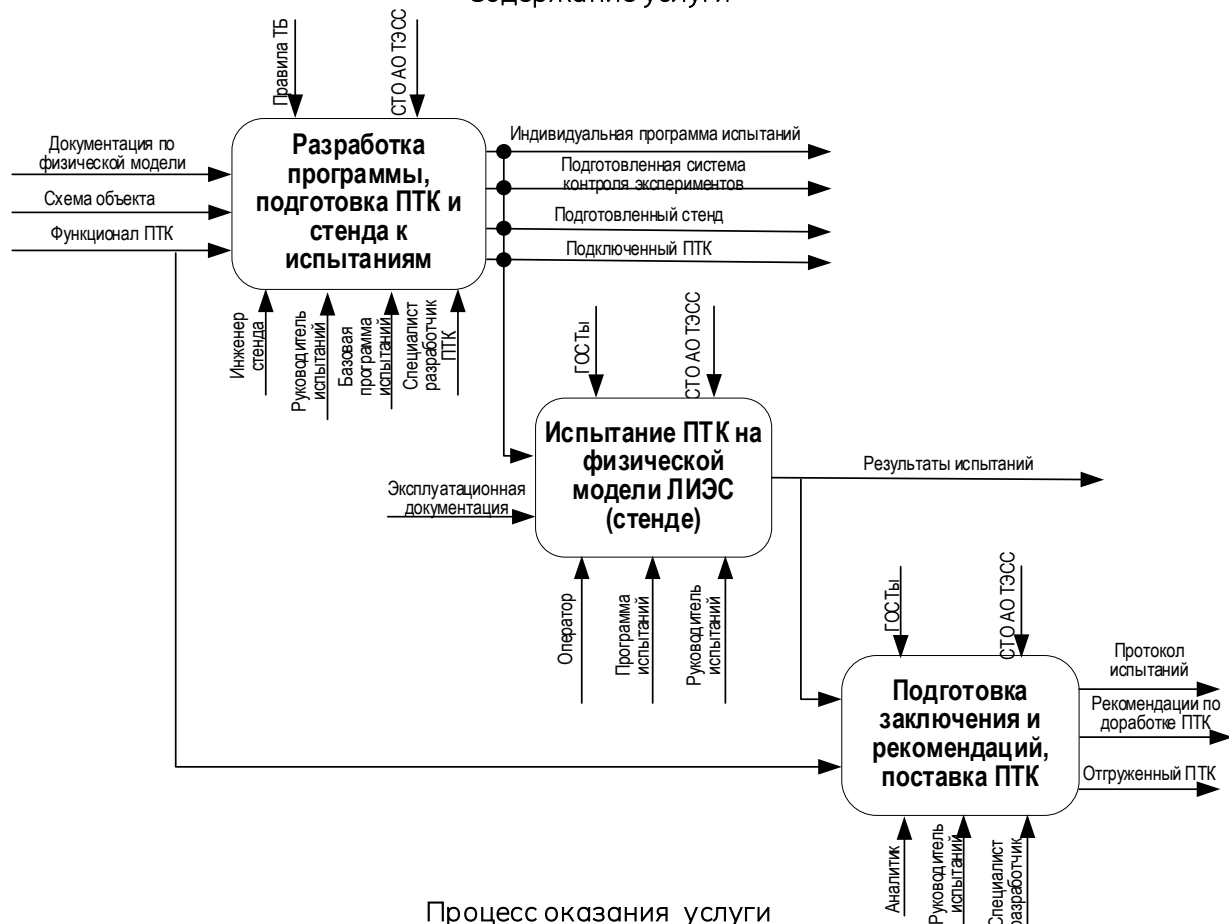
Примечание – Продолжительность вида работ в каждом случае зависит от сложности и условий оказания услуги



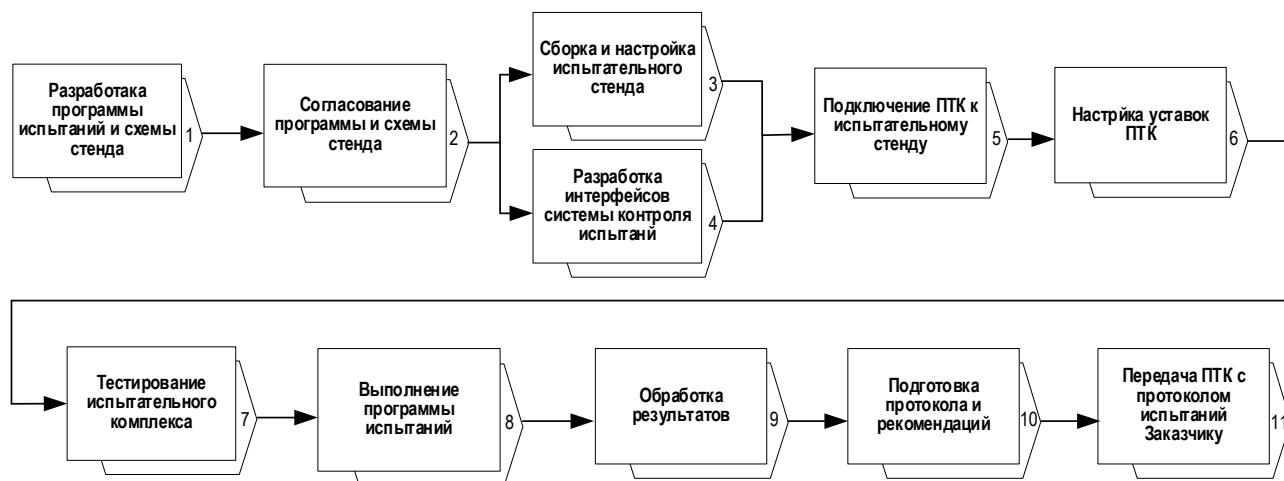
Копирование, демонстрация, распространение, публикация, иное использование всех или части материалов, содержащихся в СТО 09797721.27.010.01.01-2025 или приложенных к нему материалов, запрещено без предварительного письменного разрешения АО «ТЭСС»

6.2.5 Технологическая карта услуги «Испытания и поставка ПТК ЛИЭС»

Содержание услуги



Процесс оказания услуги



Временной регламент и результаты оказания услуги

Этап	Вид работы	Продолжительность, недели	Итог
1	1, 2	2	Программа испытаний, схема испытательной установки (физической модели ОсМГ)
2	3, 4	2	Подготовленная испытательная установка и интерфейсы системы контроля испытаний
3	5, 6	2	Подключенный к испытательной установке и готовый к работе ПТК
4	7	1	Проверенный и готовый к работе испытательный комплекс
5	8	1	Выполненная программа испытаний
6	9, 10	2	Подготовленный протокол испытаний с рекомендациями по замечаниям и необходимым доработкам



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

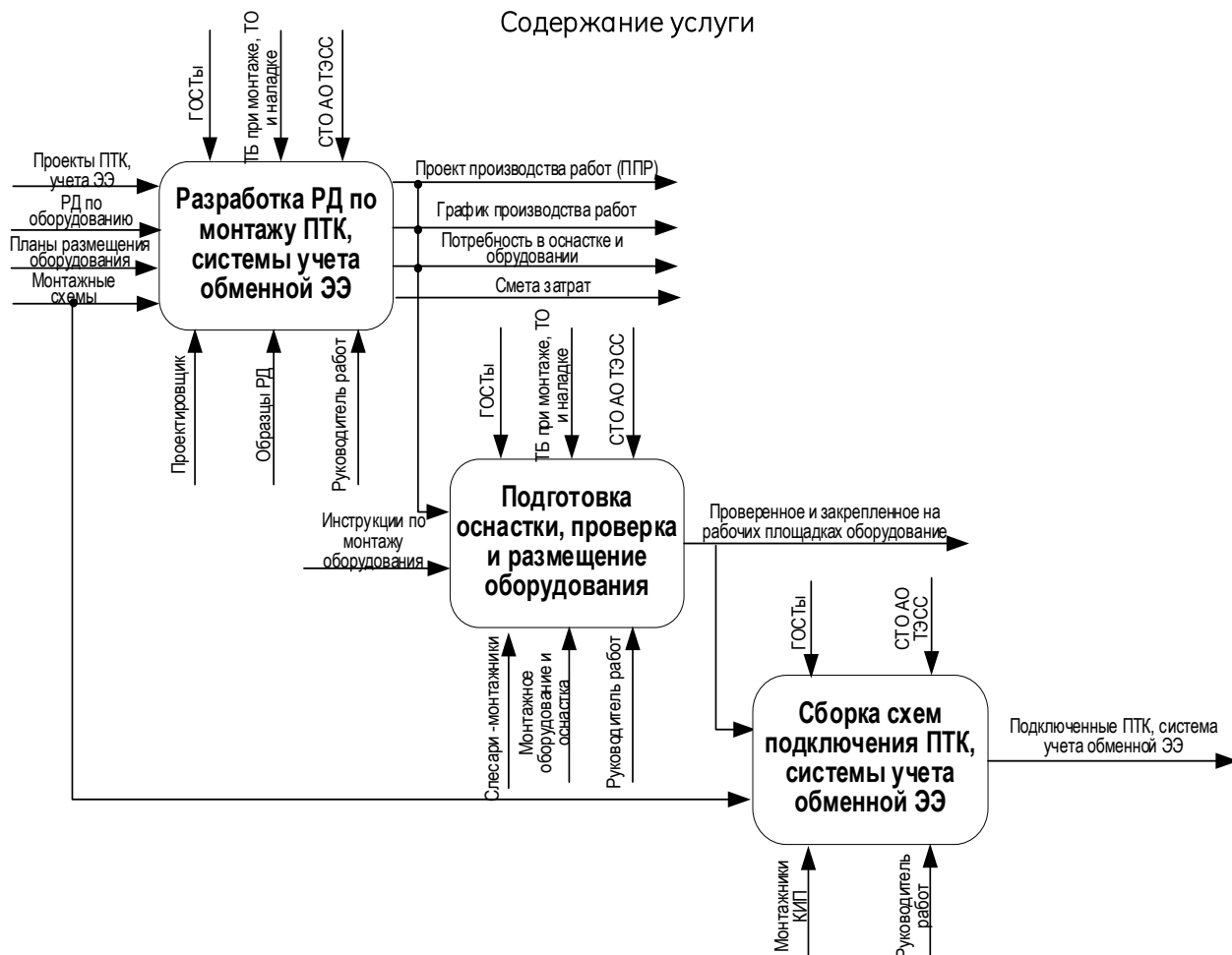
Сертификат: 02D423A80006B3979E4D49AD4A7C77CE0B
Владелец: ХОЛДИН АЛЕКСАНДР ВАСИЛЬЕВИЧ
Действителен: с 24.06.2025 до 24.09.2026

Копирование, демонстрация, распространение, публикация, иное использование всех или части материалов, содержащихся в СТО 09797721.27.010.01.01-2025 или приложенных к нему материалов, запрещено без предварительного письменного разрешения АО «ТЭСС»

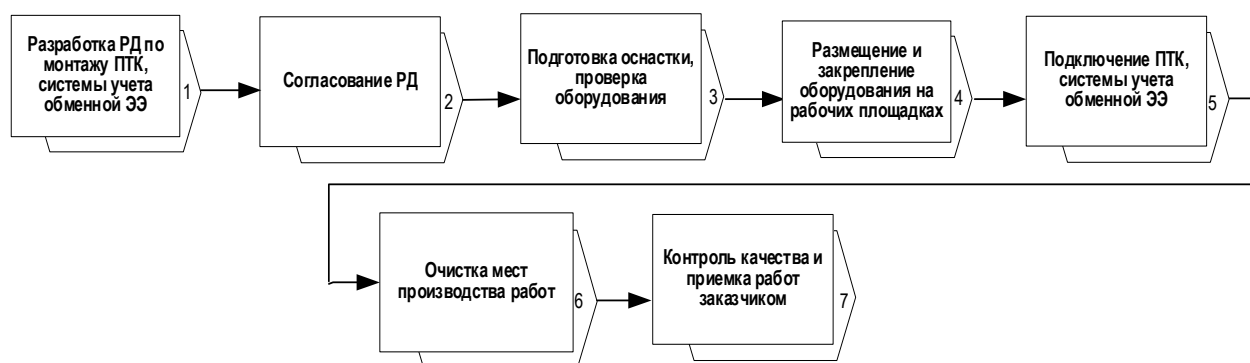
7	11	1	Переданный заказчику испытанный ПТК
Всего		11	
Примечание – Продолжительность вида работ в каждом случае зависит от сложности и условий оказания услуги			

6.2.6 Технологическая карта услуги «Монтаж ПТК, систем учета обменной ЭЭ ЛИЭС»

Содержание услуги



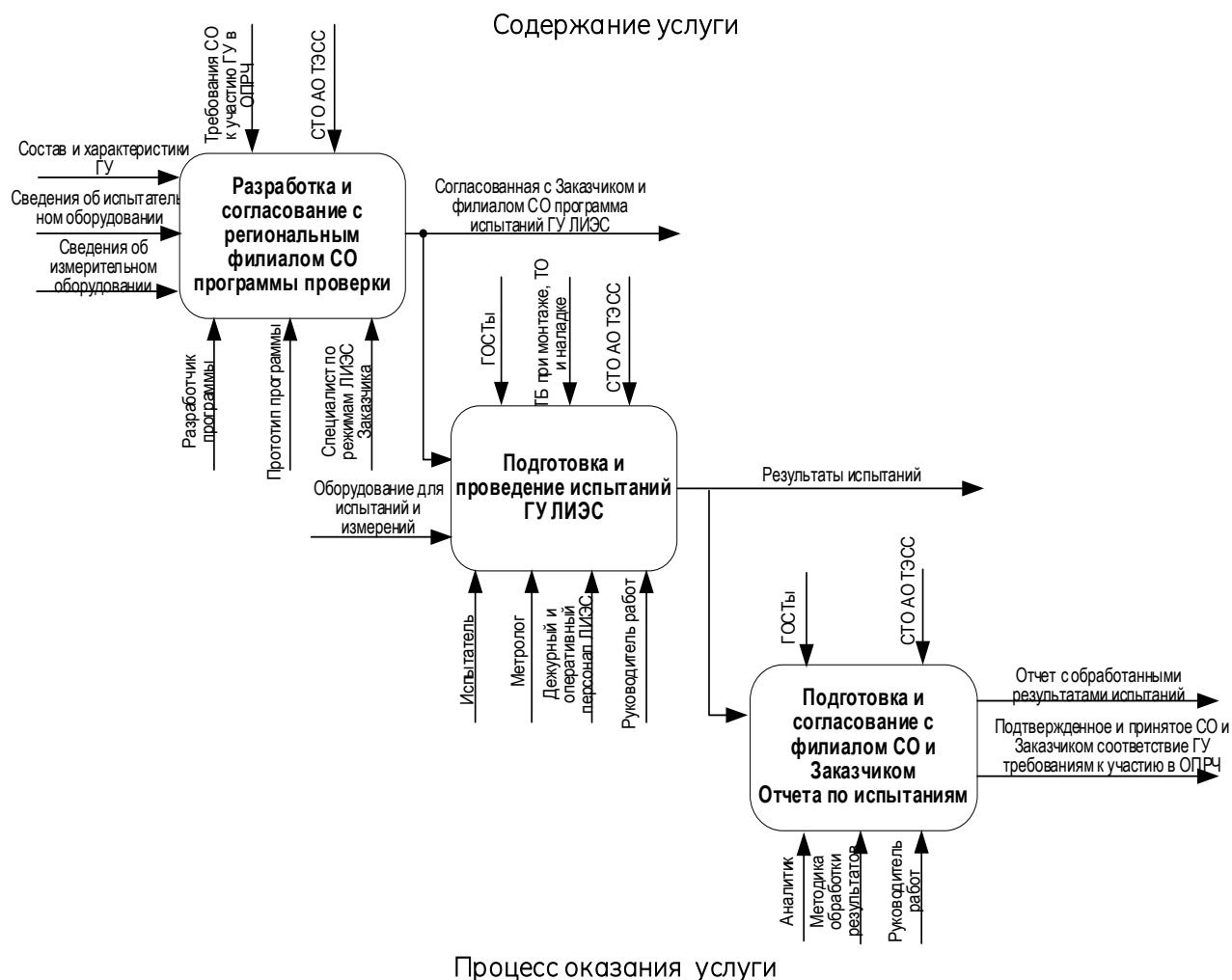
Процесс оказания услуги



Временной регламент и результаты оказания услуги

Этап	Вид работы	Продолжительность, недели	Итог
1	1, 2	1	Согласованная РД монтажа
2	3, 4	1	Проверенное и размещенное оборудование
3	5, 6, 7	2	Подключенное и принятое заказчиком оборудование
Всего		4	
Примечание – Продолжительность вида работ в каждом случае зависит от сложности и условий оказания услуги			

6.2.7 Технологическая карта услуги «Подтверждение соответствия ГУ ЛИЭС требованиям к участию в ОПРЧ ЦЭСЭ»



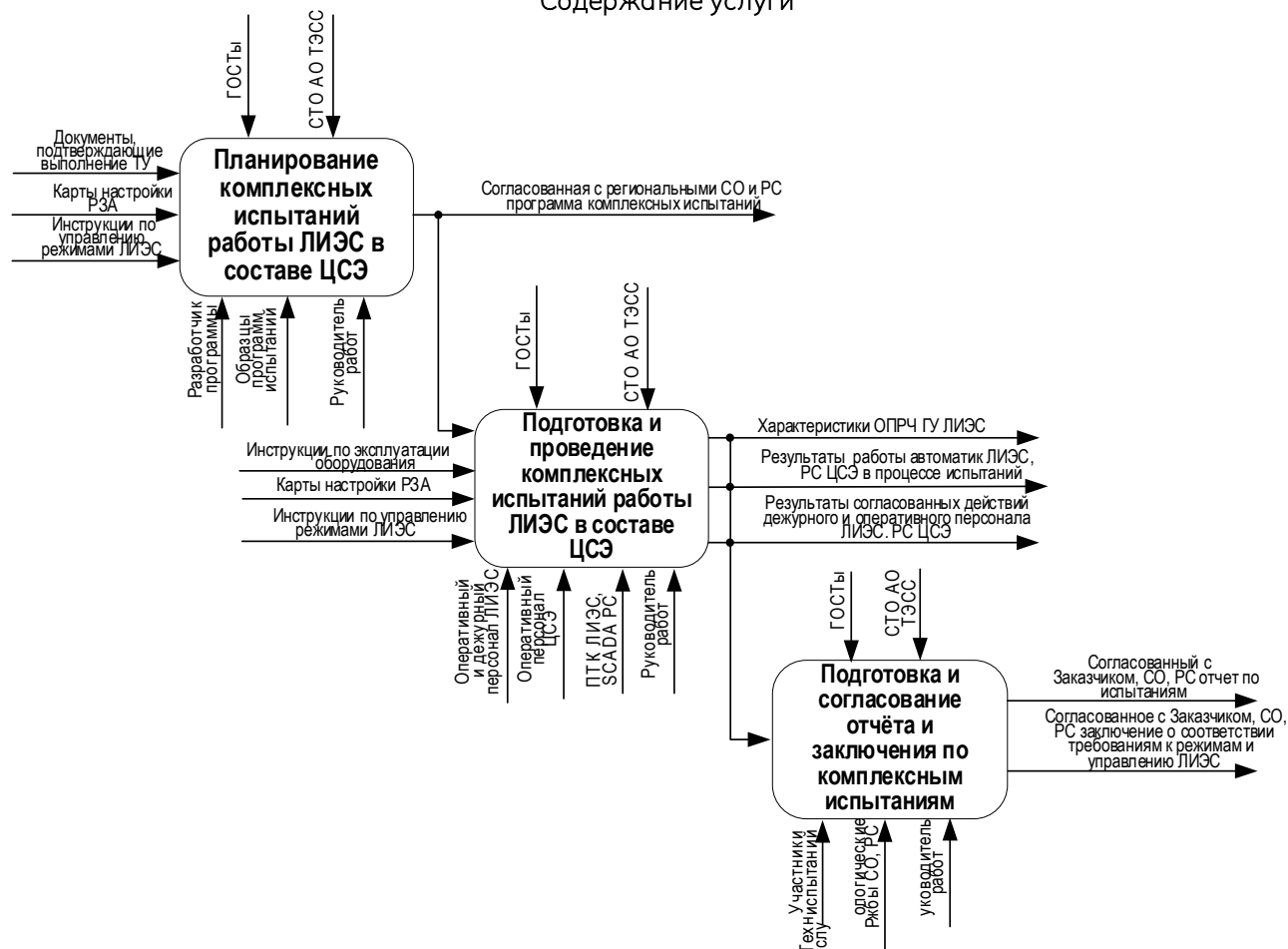
Временной регламент и результаты оказания услуги

Этап	Вид работы	Продолжительность, недели	Итог
1	1, 2	2	Согласованная программа испытаний
2	3, 4	1	Результаты испытаний
3	5	2	Отчет по испытаниям с подтвержденным соответствием ГУ требованиям к участию в ОПРЧ
Всего		5	

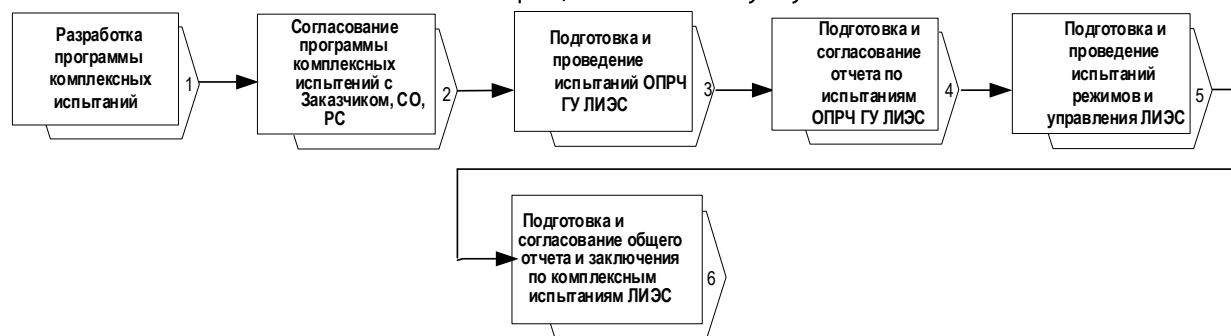
Примечание – Продолжительность вида работ в каждом случае зависит от сложности и условий оказания услуги

6.2.8 Технологическая карта услуги «Комплексные испытания ЛИЭС для ввода в работу»

Содержание услуги



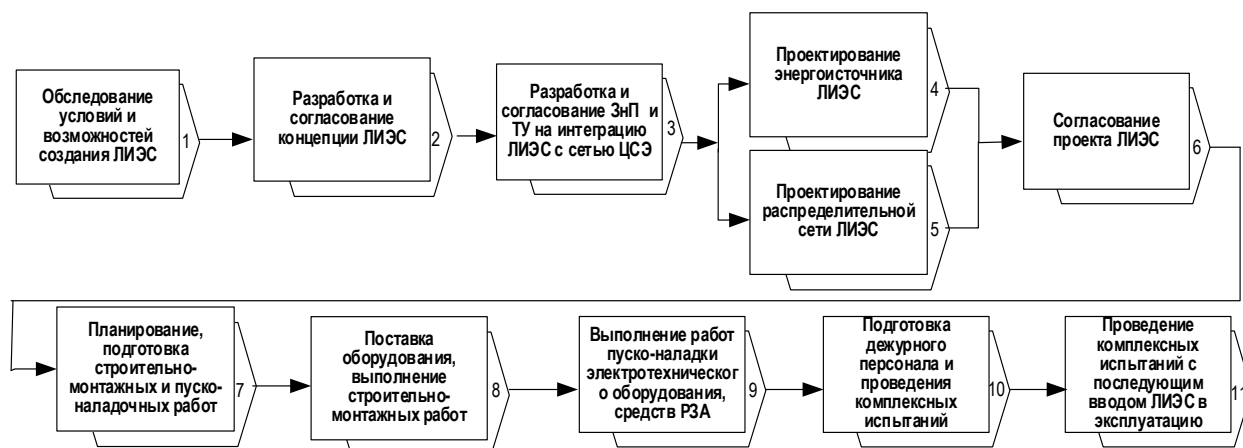
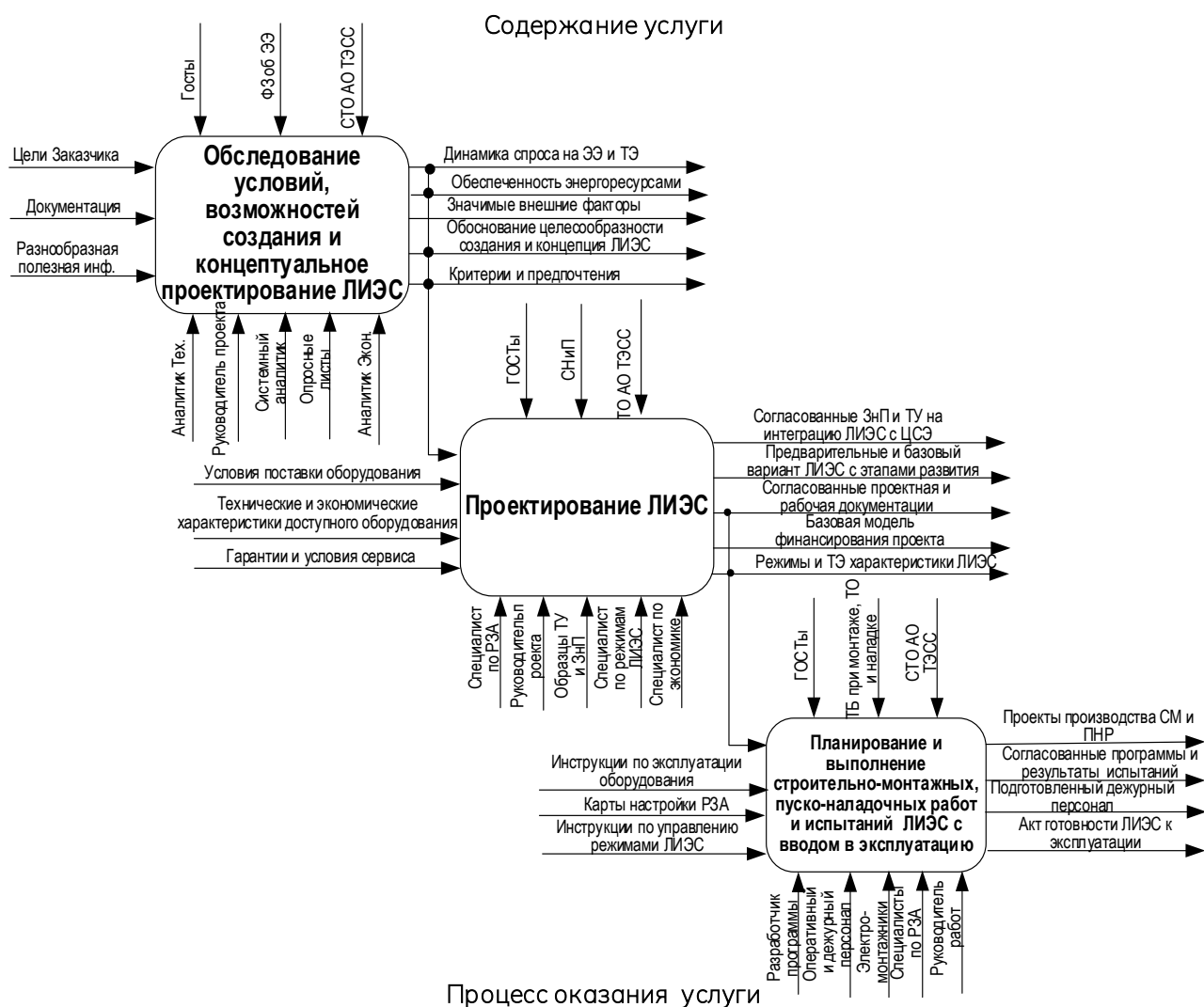
Процесс оказания услуги



Временной регламент и результаты оказания услуги

Этап	Вид работы	Продолжительность, недели	Итог
1	1, 2	2	Согласованная программа испытаний
2	3, 4	1	Согласованный отчет по испытаниям ОПРЧ ГУ ЛИЭС
3	5, 6	2	Согласованные общий отчет и заключение по результатам испытаний
Всего		5	
Примечание – Продолжительность вида работ в каждом случае зависит от сложности и условий оказания услуги			

6.2.9 Технологическая карта услуги «Создание ЛИЭС «под ключ»



Временной регламент и результаты оказания услуги

Этап	Вид работы	Продолжительность, недели	Итог
1	1, 2, 3	8	Концепция ЛИЭС
2	4, 5, 6	12	Согласованный проект ЛИЭС
3	7, 8, 9	6	Выполненные строительно-монтажные и ПН работы
4	10, 11	4	Готовая к эксплуатации ЛИЭС
Всего		30	

Примечание – Продолжительность вида работ в каждом случае зависит от сложности и условий оказания услуги

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮСертификат: 02D423A80006B3979E4D49AD4A7C77CE0B
Владелец: ХОЛДИН АЛЕКСАНДР ВАСИЛЬЕВИЧ
Действителен: с 24.06.2025 до 24.09.2026

Копирование, демонстрация, распространение, публикация, иное использование всех или части материалов, содержащихся в СТО 09797721.27.010.01.01-2025 или приложенных к нему материалов, запрещено без предварительного письменного разрешения АО «ТЭСС»

6.2.10 Технологическая карта услуги «Пуско-наладка оборудования ЛИЭС с вводом в работу»



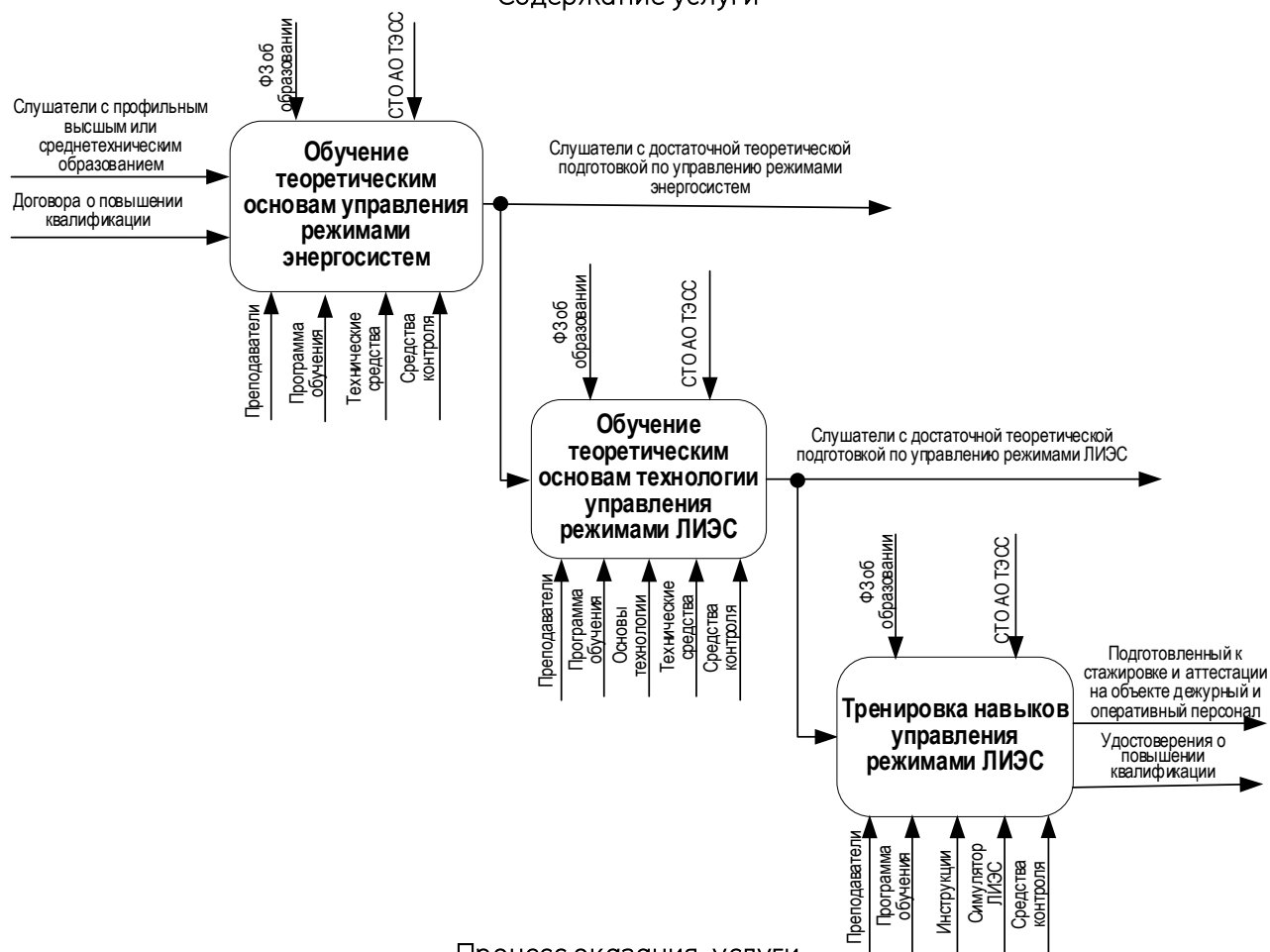
Временной регламент и результаты оказания услуги

Этап	Вид работы	Продолжительность, недели	Итог
1	1, 2, 3	4	ЛИЭС с островным режимом работы
2	4, 5, 6	4	ЛИЭС, подготовленная к режиму параллельной работы с ЦСЭ
3	7, 8, 9	2	ЛИЭС с полноценными режимами работы (островной, параллельный, устойчивые переходы)
Всего		10	

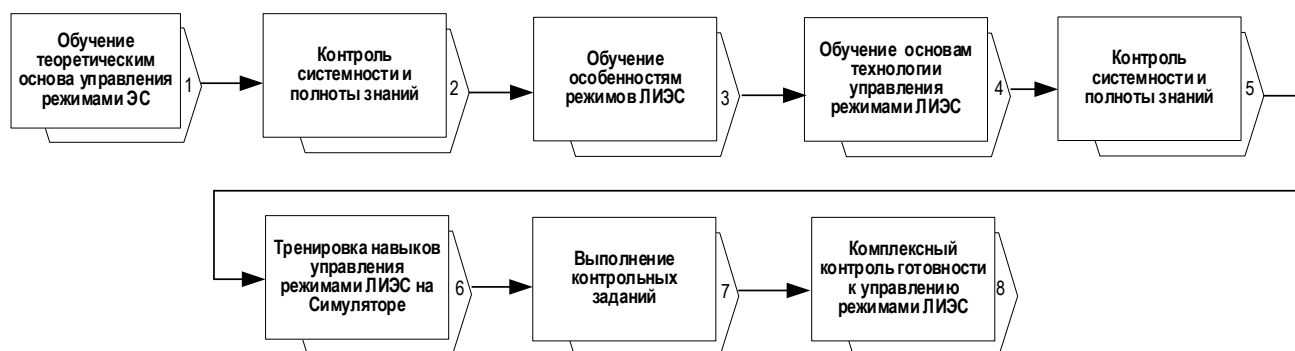
Примечание – Продолжительность вида работ в каждом случае зависит от сложности и условий оказания услуги

6.2.11 Технологическая карта услуги «Подготовка дежурного и оперативного персонала к управлению ЛИЭС»

Содержание услуги



Процесс оказания услуги



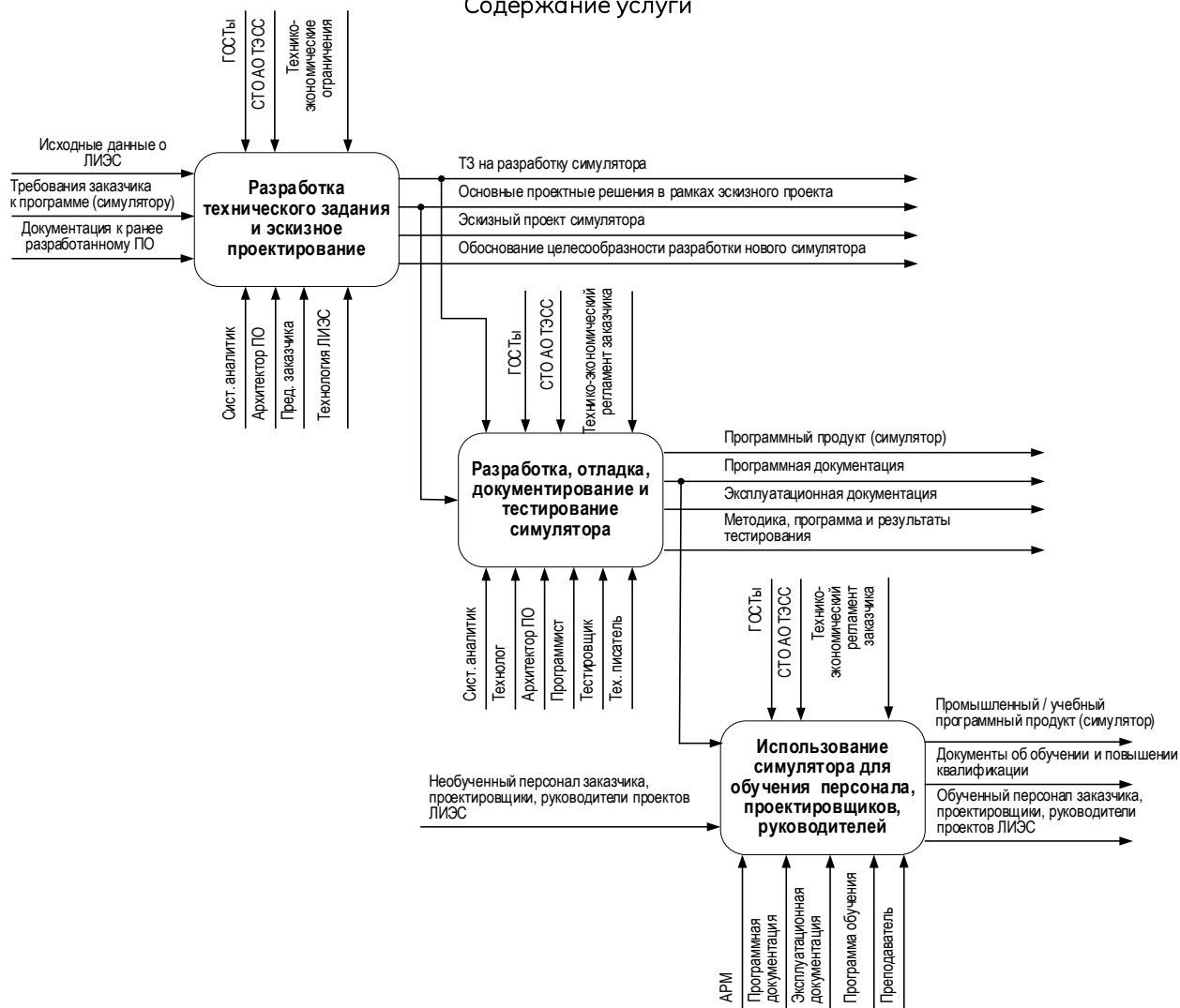
Временной регламент и результаты оказания услуги

Этап	Вид работы	Продолжительность, недели	Итог
1	1, 2	2	Слушатель с базой знаний по управлению режимами ЭС
2	3, 4, 5	2	Слушатель с базой знаний по управлению режимами ЛИЭС
3	6, 7, 8	2	Слушатель с навыками управления режимами ЛИЭС
Всего		6	

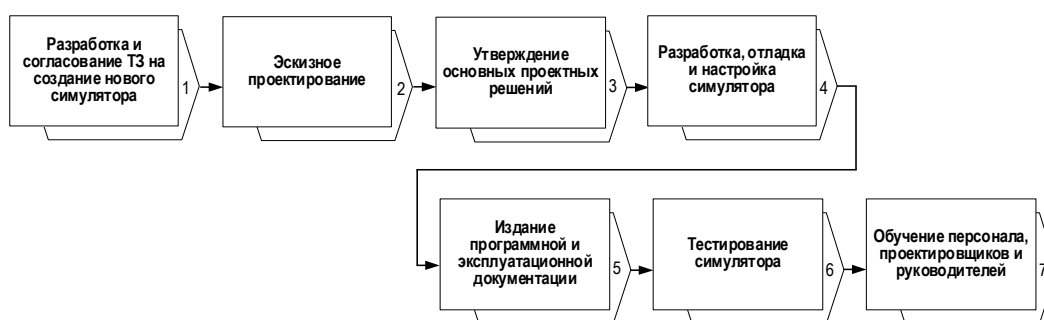
Примечание – Продолжительность вида работ в каждом случае зависит от сложности и условий оказания услуги

6.2.12 Технологическая карта услуги «Разработка нового симулятора ЛИЭС»

Содержание услуги



Процесс оказания услуги



Временной регламент и результаты оказания услуги

Этап	Вид работы	Продолжительность, недели	Итог
1	1	2	Разработанное и согласованное ТЗ на создание нового симулятора
2	2, 3	4	Эскизный проект, утверждённые основные проектные решения в рамках эскизного проекта
3	4	34	Разработанный, отлаженный и настроенный симулятор
4	5	4	Программная и эксплуатационная документация
5	6	4	Симулятор, прошедший тестирование и допущенный к применению
6	7	2	Обученные персонал, проектировщики, руководители
Всего		52	
Примечание – Продолжительность вида работ в каждом случае зависит от сложности и условий оказания услуги			

Приложение А
(рекомендованное)

**Технические решения при создании ЛИЭС
с интеграцией в ЦСЭ. Схемы объединения объектов
с малой синхронной генерацией**

А.1 Схемы интеграции в существующие сети

А.1.1 Схемы присоединения ТЭС ЛИЭС к ПС сети ЦСЭ с вариативностью сечений для сбалансированного отделения

Типовые схемы присоединения ЛИЭС приведены на рисунках А.1-А.5, где ЛИЭС имеют электрическую связь с подстанцией (ПС) внешней электрической сети через распределительный пункт (РП) – рисунки А.1-А.3, либо непосредственно от генераторного распределительного устройства – рисунки А.4 и А.5. При этом необходимость разделения станции и электрической сети ЛИЭС на независимые части (рисунки А.1 и А.2) в режиме параллельной работы с внешней энергосистемой определяется требованиями недопустимости шунтирования разделенных шин ПС подключения, а также ограничения токов подпитки КЗ.

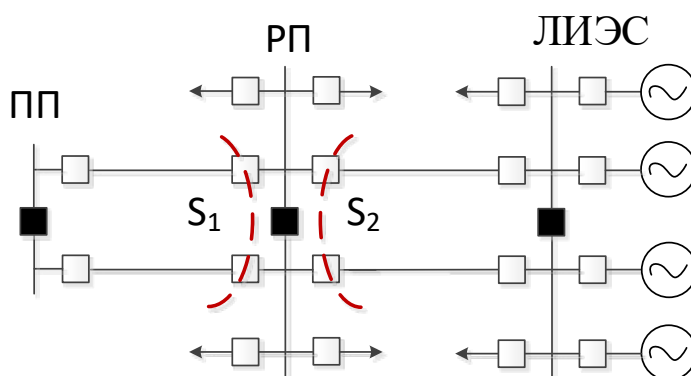


Рисунок А.1 – Базовая схема присоединения к ПС внешней электрической сети ТЭС ЛИЭС с разделяющей на две симметричные части с РП

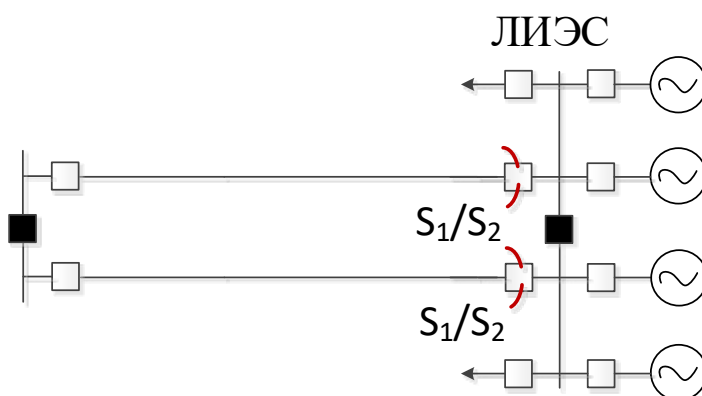


Рисунок А.2 – Базовая схема присоединения к ПС внешней электрической сети ТЭС ЛИЭС с разделяющей на две симметричные части без РП

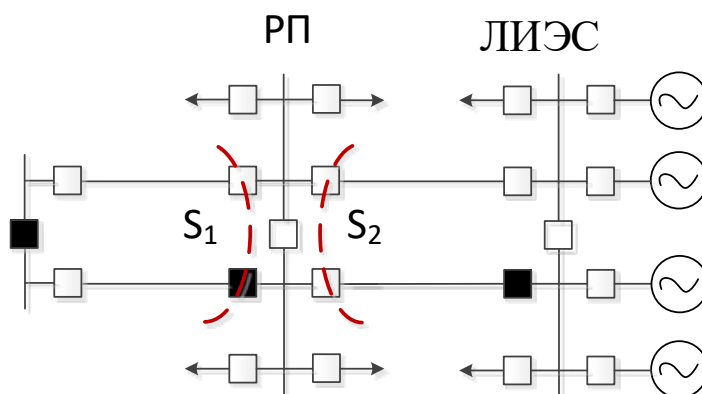


Рисунок А.3 – Базовая схема присоединения к ПС внешней электрической сети ТЭС ЛИЭС с неразделяющейся на части ЛИЭС с РП с основной и резервной связью с внешней сетью

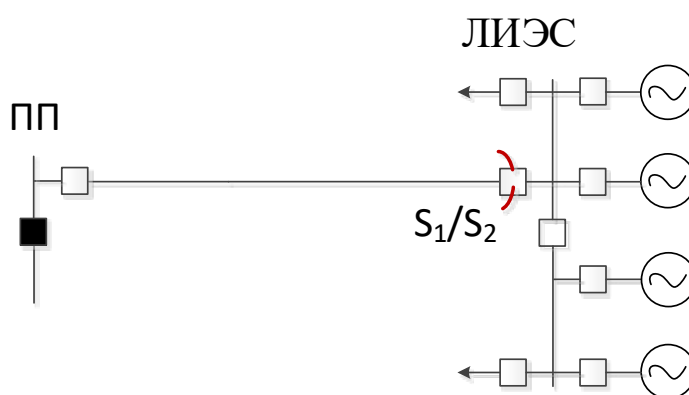


Рисунок А.4 – Базовая схема присоединения к ПС внешней электрической сети ТЭС ЛИЭС с неразделяющейся на части ЛИЭС без РП с одной связью с внешней сетью

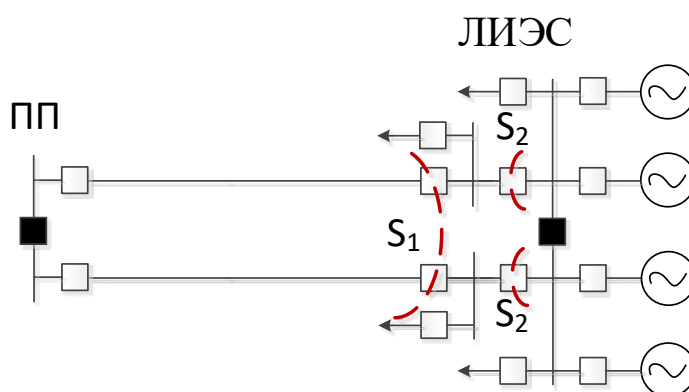


Рисунок А.5 – Базовая схема присоединения к ПС внешней электрической сети ТЭС ЛИЭС с разделяющейся на части ЛИЭС без РП с повышенной вариативностью отделения от внешней сети



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Сертификат: 02D423A80006B3979E4D49AD4A7C77CE0B
Владелец: ХОЛДИН АЛЕКСАНДР ВАСИЛЬЕВИЧ
Действителен: с 24.06.2025 до 24.09.2026

Копирование, демонстрация, распространение, публикация, иное использование всех или части материалов, содержащихся в СТО 09797721.27.010.01.01-2025 или приложенных к нему материалов, запрещено без предварительного письменного разрешения АО «ТЭСС»

А.1.2 Схема интеграции малой генерации и ЛИЭС в существующий район электрической сети с созданием самобалансирующегося энергорайона

В этой схеме, показанной на рисунке А.6, энергоблоки малой генерации подключены к двум подстанциям 110/10 кВ со стороны шин 10 кВ, причем на одной из ПС непосредственно на шины 10 кВ, а на другой удаленная электростанция подключена к шинам 10 кВ ПС 110/10 кВ посредством двух линий электропередачи 10 кВ.

Балансовая надежность обеспечивается как источниками централизованного энергоснабжения, так и малой генерацией. Поскольку в основе сети лежит схема, где выполнялся критерий структурной надежности $N - 1$, то после включения дополнительной распределенной генерации при ее соответствующей мощности надежность энергоснабжения повышается до уровня $N - 2$, т.е. по отношению к обычным требованиям становится избыточной.

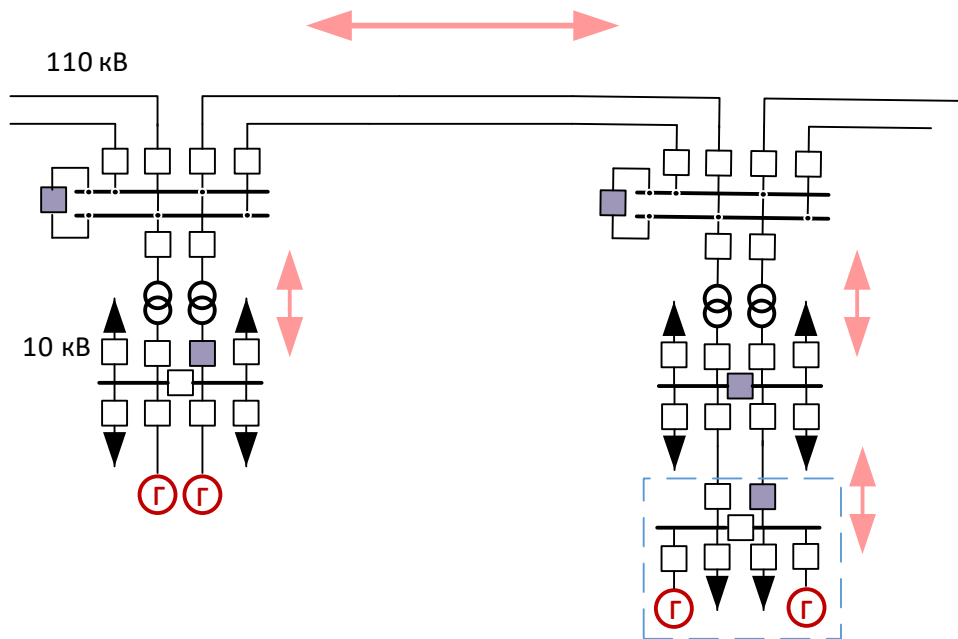


Рисунок А.6 – Самобалансирующийся энергорайон в существующей сети с интегрированной МГ и ЛИЭС

А.1.3 Схема СБЭР, полученная путем исходного проектирования согласно требованиям по надежности и минимальности затрат

В этой схеме, показанной на рисунке А.7, энергоблоки малой генерации подключены к двум подстанциям 35/10 кВ со стороны шин 10 кВ, причем также на одной из ПС непосредственно на шины 10 кВ, а на другой удаленной ЛИЭС подключена к шинам 10 кВ ПС 35/10 кВ посредством двух линий электропередачи 10 кВ.

Балансовая надежность обеспечивается как источниками централизованного энергоснабжения, так и малой генерацией. Структурная и режимная надежность энергоснабжения обеспечивается на уровне $N - 1$, а снижение номинального напряжения со 110 до 35 кВ определено разгрузкой внешней сети в связи с переходом к энергоснабжению потребителей преимущественно от локальных генерирующих источников.

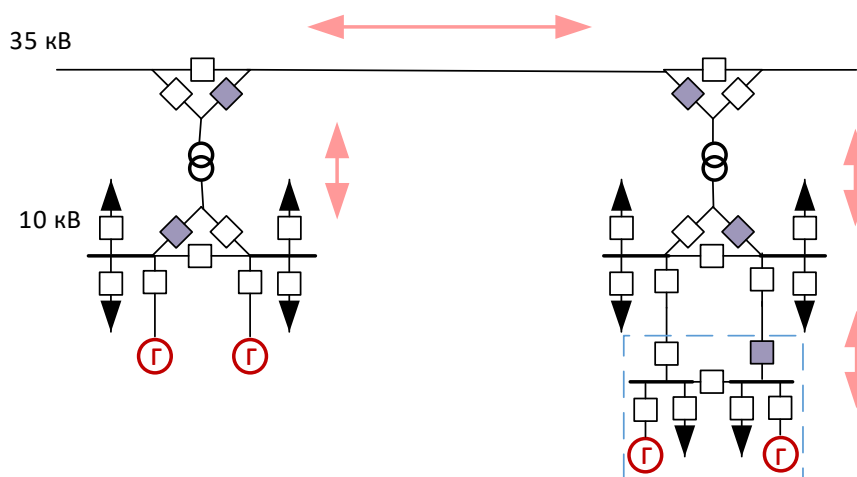


Рисунок А.7 – Оптимизированный СБЭР с МГ и ЛИЭС

А.2 Схемы интеграции ЛИЭС в ТИЛИЭС

В этом варианте интеграции, показанном на рисунке А.8, представлен не район активной электрической сети, а полноценная ТИЛИЭС на базе трёх ЛИЭС с замкнутой системообразующей сетью 35 кВ.

Балансовая надежность обеспечивается исключительно собственными источниками энергии, при этом структурная и режимная надежность энергоснабжения потребителей обеспечивается на уровне N – 1. Номинального напряжения системообразующей сети 35 кВ также достаточно в связи с энергоснабжением потребителей преимущественно от локальных генерирующих источников.

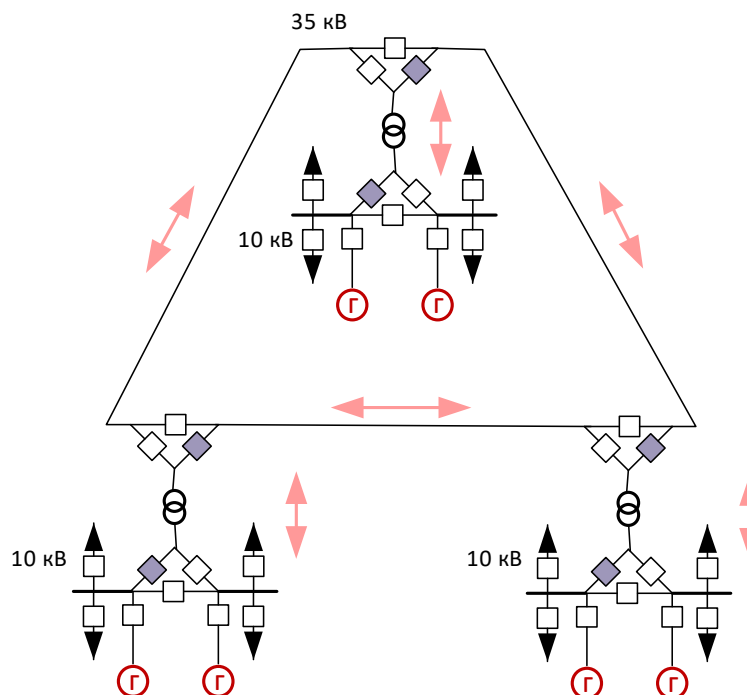


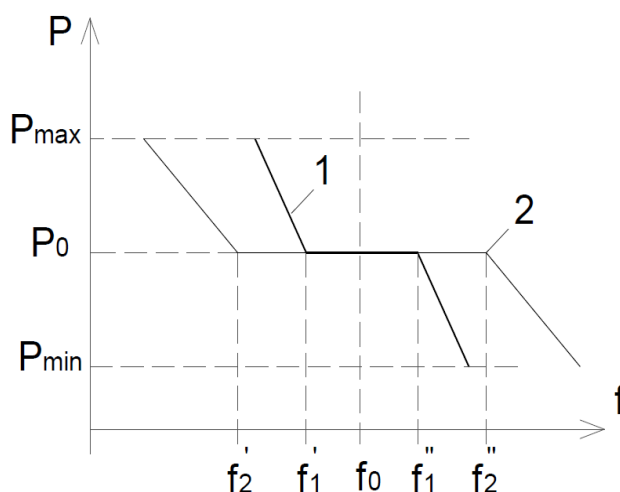
Рисунок А.8 – Оптимизированная ТИЛИЭС с тремя ЛИЭС

Приложение Б
(рекомендованное)

Технические решения при создании ЛИЭС с интеграцией в ЦСЭ. Адаптивное первичное регулирование частоты на электростанции ЛИЭС при островной и параллельной работе с ЦСЭ

Важным для получения системного эффекта по экономичности режимов генерирующего оборудования ЛИЭС и ТИЛИЭС является способ стабилизации загрузки генераторов при их параллельной работе с ЦСЭ, который позволяет существенно снизить удельный расход газа. Способ заключается в управлении параметрами характеристик первичного регулирования частоты и обменного перетока мощности с отказом от регулирования обменного перетока мощности в пользу его коррекции при выходе за допустимый коридор. Характеристики регуляторов частоты генераторов ЛИЭС для различных режимов приведены на рисунке Б.1.

Так, при отделении ЛИЭС от внешней электрической сети с переходом в островной режим уменьшают зону нечувствительности и статизм регуляторов скорости, а после включения ЛСЭ на параллельную работу с внешней электрической сетью коэффициенты статизма и зоны нечувствительности регулирования скорости энергоблоков ЛИЭС изменяют на допустимые для режима параллельной работы с максимальной зоной нечувствительности. При этом регулирование обменного перетока заменяется его коррекцией при выходе за допустимые границы, что исключает участие энергоблоков электростанции ЛИЭС в постоянном регулировании обменного перетока мощности и частоты в пределах зоны нечувствительности.



1 – характеристика для режима автономной работы ЛИЭС; 2 – характеристика для режима параллельной работы ЛИЭС с внешней сетью; f – частота вращения энергоблока; f_0 – номинальная частота вращения энергоблока, f_1' , f_1'' – границы зоны нечувствительности характеристики регуляторов скорости для автономного режима ЛИЭС; f_2' , f_2'' – границы зоны нечувствительности характеристики регуляторов скорости для режима параллельной работы

Рисунок Б.1 – Характеристики регуляторов скорости энергоблоков ЛИЭС

В.1 Техническим результатом способа является предотвращение возникновения недопустимых динамических моментов на валах синхронных генераторов части сети малой мощности и асинхронных режимов при их параллельной работе, снижение отключаемых токов КЗ, снижение величин мощностей (объемов) отключаемых нагрузок и генераторов для предотвращения развития аварий, снижение потребности в телеметрической информации и в целом упрощение РЗА.

В.3 Принципиальное описание

Внешняя электрическая сеть ЭЭС

ПС присоединения к ЭЭС

Рвход

С1

С2

С3

Генераторы группы А

Генераторы группы В

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Сертификат: 02D423A80006B3979E4D49AD4A7C7CEDB
Владелец: ХОЛДИН АЛЕКСАНДР ВАСИЛЬЕВИЧ
Действителен: с 24.06.2025 до 24.09.2026

В.3.1 ЛИЭС может работать синхронно с электрической сетью ЭЭС в одном из трёх режимов:

- 1) без выдачи значимой мощности во внешнюю сеть ($P_{\text{выд}} = 0$);
- 2) с выдачей значимой мощности во внешнюю сеть ($P_{\text{выд}} = P_{\text{зод}}$);
- 3) с потреблением значимой мощности из внешней сети ($P_{\text{выд}} = -P_{\text{зод}}$).

В.3.1.1 Первый режим является частным случаем второго при ($P_{\text{выд}} = P_{\text{зод}} = 0$).

В.3.1.2. Рассмотрим второй режим, как основной и наиболее интересный. В этом режиме часть генераторов электростанции, образующих группу А, несет собственную нагрузку, остальные, образующие группу В, загружены до мощности $P_{\text{г}} = P_{\text{выд}}$, т.е. равной выдаваемой во внешнюю электрическую сеть ЭЭС мощность. Данное условие постоянно поддерживается режимной автоматикой в устройстве управления при нормальных режимах. При возникновении внешнего КЗ, по факту резкого снижения напряжения прямой последовательности (фиксируемого на РП) или появления напряжения обратной последовательности (при несимметричном КЗ), опережающим образом (быстрее уставок срабатывания защит внешней выдается команда на отключение выключателя сечения S1 и одновременно одного или группы генераторов (выключатели генераторов группы В, сечение S3), обеспечивающих выдачу мощности во внешнюю сеть с общим временем отключения не более 0,1 с. Отключение выключателя в сечении S1 снимает ток подпитки КЗ во внешней сети от генераторов электростанции, при этом ЛИЭС отделяется с балансом по активной мощности, что сохраняет ее нормальный режим работы. Во внешней сети после отделения ЛИЭС восстанавливаются условия для работы штатной РЗ.

В.3.1.3. Рассмотрим третий режим. Если в исходном режиме сеть ЛИЭС была дефицитной ($P_{\text{выд}} = -P_{\text{зод}}$), то деление будет происходить по сечению S2 с ликвидацией основного дефицита мощности отделившегося района путем отнесения части нагрузки (нагрузки РП) к внешней сети ЭЭС.

В.3.2 На рисунке В.2 представлены графики переходного процесса при управлении предлагаемым способом. Можно увидеть достижение целей предлагаемого способа, т.к. изменение режимных параметров в послеаварийном режиме не является аварийным, изменение частоты вызвано возникновением кратковременного динамического небаланса мощности на валу синхронного генератора и ликвидируется работой штатного регулятора скорости энергоблока.

Таким образом, быстродействующее опережающее деление по фиксированным сечениям позволяет:

- полностью восстановить условия работы релейной защиты внешней сети после деления, соответствующие отсутствию подключения к сети ЛСЭ, т.е. исключить необходимость изменения релейной защиты и автоматики внешней сети,
- сохранить неизменными отключаемые выключателями токи КЗ (кроме двух выключателей в сечении S1 и S2),
- радикальным образом предотвратить возможность нарушения устойчивости параллельной работы генераторов ЛСЭ с сетью,
- исключить возникновение на валах синхронных машин разрушительных динамических моментов из-за больших электромагнитных моментов, возникающих при восстановлении напряжения в сети после отключения КЗ с учетом выбега роторов генераторов электростанции МГ ЛСЭ.

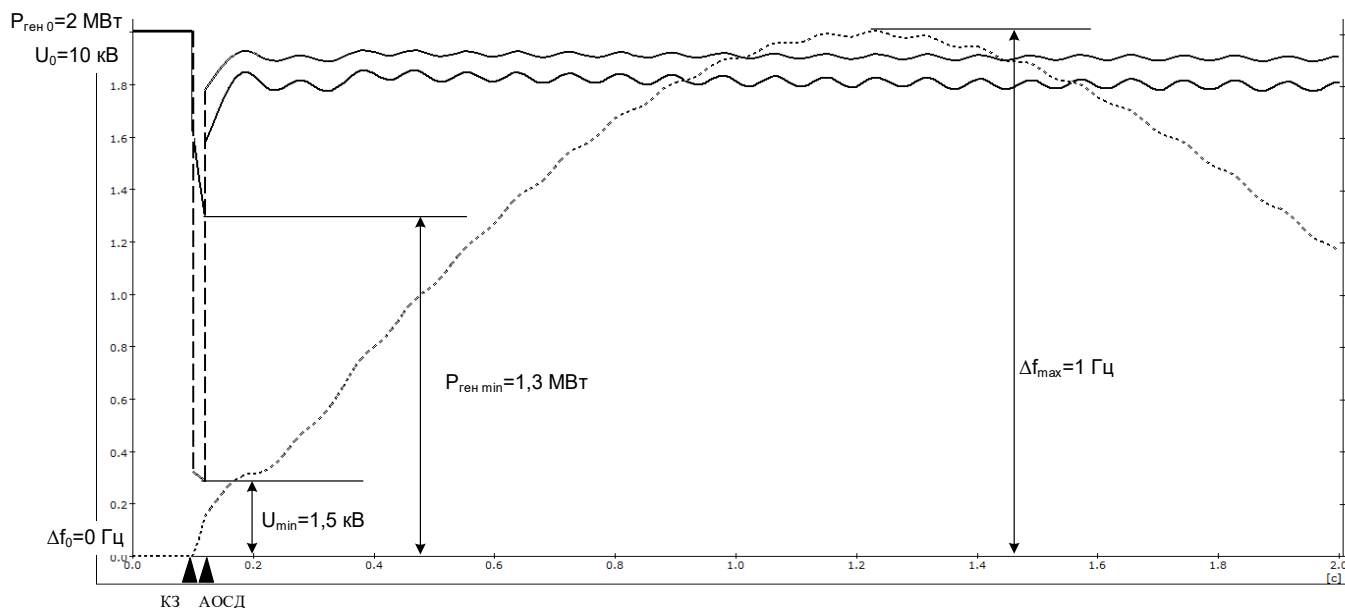


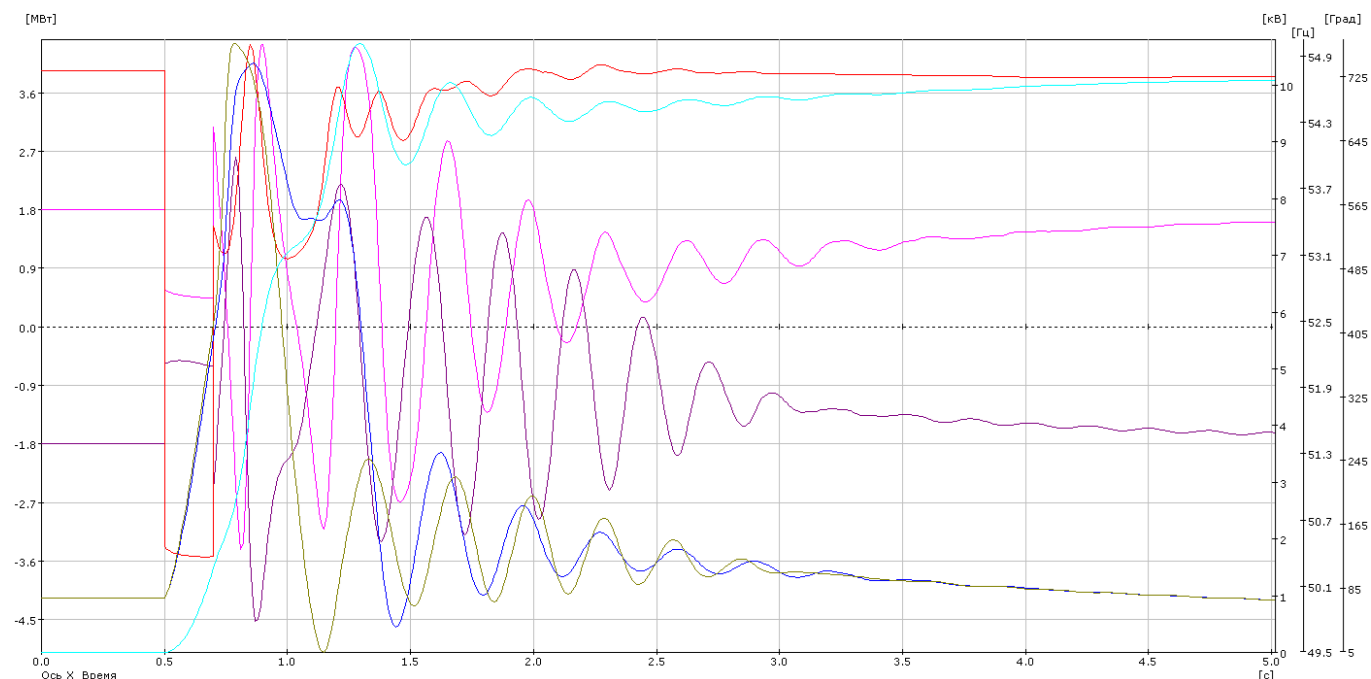
Рисунок В.2 – Переходный процесс, соответствующий предлагаемому способу управления

Ниже представлены характерные переходные процессы при КЗ во внешней распределительной сети 110 кВ.

В базовом расчетном режиме ЛИЭС работает параллельно с энергосистемой по одной линии через шины 10 кВ подстанции присоединения в режиме выдачи избыточной мощности 3,6 МВт (два блока электростанции по 1,8 МВт) во внешнюю электрическую сеть энергосистемы. Остальные три блока ТЭС с нагрузкой 5,4 МВт (по 1,8 МВт каждый) работают в режиме следования за собственной нагрузкой ЛИЭС. Осциллограмма переходного процесса при проходящем трёхфазном КЗ на шинах 110 кВ основной питающей подстанции без отделения ТЭС от внешней электрической сети представлена на рисунке В.3.

График мощности приведен для одного генератора электростанции. При произошедшем возмущении возникает снижение напряжения на шинах РП ЛИЭС до 1,6 кВ (при уставке срабатывания ПО противоаварийного управления автоматики – 8 кВ). Из осциллограммы видно, что устойчивость параллельной работы ЛИЭС с внешней электрической сетью нарушилась, возник асинхронный режим с двумя проворотами роторов генераторов ТЭС относительно внешней сети, произошла ресинхронизация. Колебания мощности каждого генератора в переходном процессе от 4,5 до минус 3,2 МВт, что приведет к отключению энергоблока и погашению в целом электростанции ЛИЭС ее защитами.

Ниже представлены результаты моделирования второго варианта, как технически наиболее предпочтительного. Особенность режима – балансирующее отключение части энергоблоков с задержкой на передачу сигнала от пускового органа до выключателя энергоблока (генератора) ТЭС. Длительность короткого замыкания составляет $t_{\text{кз}} = 0,2 \text{ с}$.



Ось X – Время

 P_g U

Частота

Отн угол рот

Частота

 P_{ij}

P_g – выдаваемая активная мощность одного блока (генератора) ТЭС в узле схемы; U – измеряемое напряжение на шинах РП ЛИЭС, т.е. в месте расположения ПО делительной автоматики; Частота – частота энергоблока (генератора) ТЭС; Отн угол рот – относительный угол ротора и опорного узла внешней сети

Рисунок В.3 – Переходный процесс в ЛИЭС при проходящем трёхфазном КЗ на шинах 110 кВ основной питающей ПС с нарушением устойчивости режима (без отделения ЛИЭС от внешней электрической сети)

Пусковой орган делительной автоматики срабатывает через $t_{по} = 0,02$ с, а отделение ЛИЭС происходит за время менее 0,09 с. Балансирующее отключение двух генераторов происходит с задержкой 0,09 с. В результате действия автоматики ЛИЭС переходит в режим островной работы с самобалансом в 5,4 МВт по генерации и потреблению мощности электроприемниками. Переходный процесс данного режима при трёхфазном КЗ на шинах подстанции 110 кВ представлен на рисунке В.4.



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Сертификат: 02D423A80006B3979E4D49AD4A7C77CE0B
Владелец: ХОЛДИН АЛЕКСАНДР ВАСИЛЬЕВИЧ
Действителен: с 24.06.2025 до 24.09.2026

Копирование, демонстрация, распространение, публикация, иное использование всех или части материалов, содержащихся в СТО 09797721.27.010.01.01-2025 или приложенных к нему материалов, запрещено без предварительного письменного разрешения АО «ТЭСС»

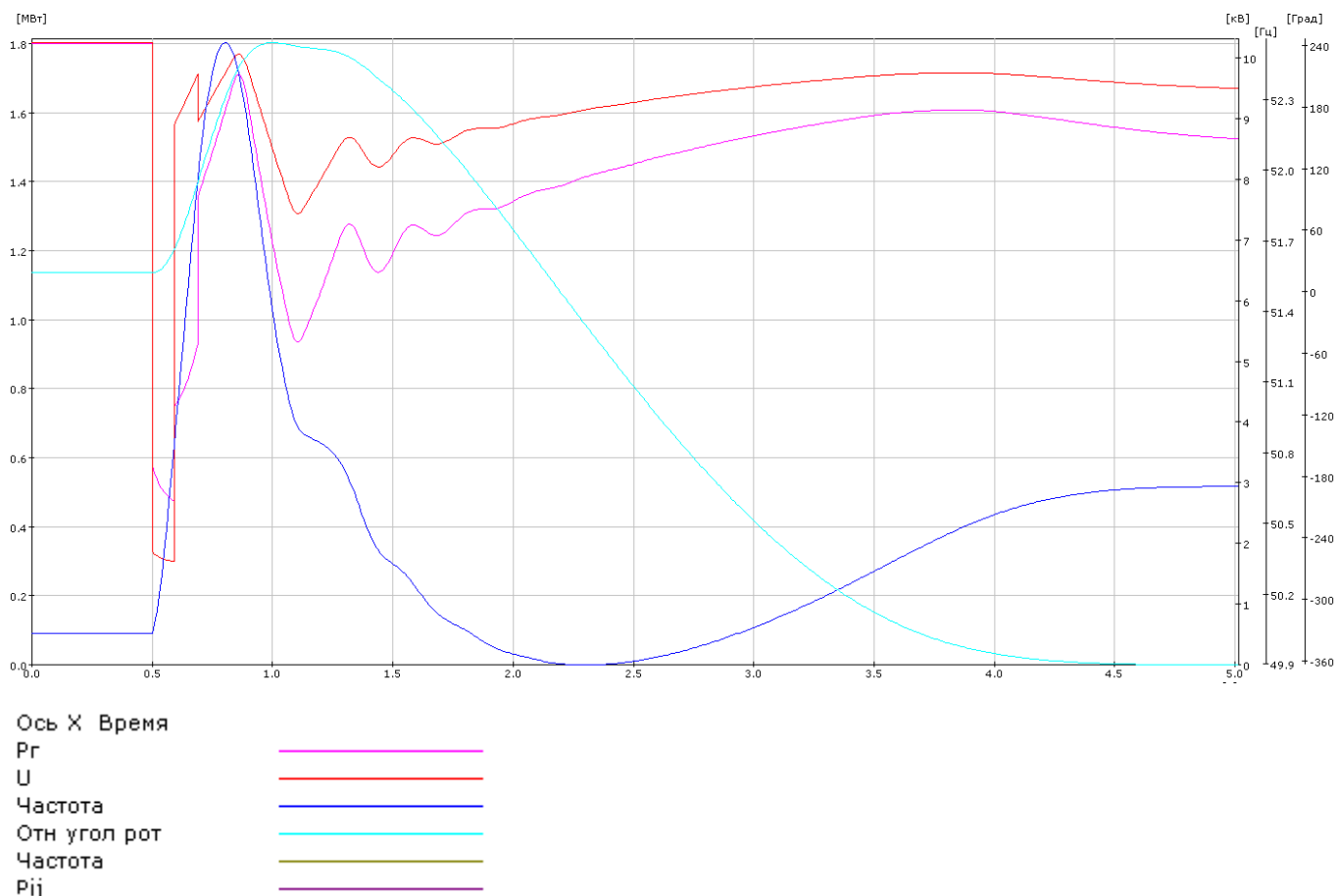


Рисунок В.4 – Переходный процесс в ЛИЭС без нарушения устойчивости режима при проходящем трёхфазном КЗ на шинах 110 кВ основной питающей подстанции с отделением ЛИЭС от внешней электрической сети АОСД

Из представленной осциллограммы следует, что максимальное повышение частоты составило 2,8 Гц. Колебания и отклонения режимных параметров сохраняемых в работе генераторов допустимы и не приводят к их отключению защитами энергоблоков. Параметры процесса обеспечивают в послеаварийном режиме работоспособность ЛИЭС в островном режиме.



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Сертификат: 02D423A80006B3979E4D49AD4A7C77CE0B
Владелец: ХОЛДИН АЛЕКСАНДР ВАСИЛЬЕВИЧ
Действителен: с 24.06.2025 до 24.09.2026

Копирование, демонстрация, распространение, публикация, иное использование всех или части материалов, содержащихся в СТО 09797721.27.010.01.01-2025 или приложенных к нему материалов, запрещено без предварительного письменного разрешения АО «ТЭСС»

Приложение Г
(справочное)

Технические решения при создании ЛИЭС с интеграцией в ЦСЭ. Гибридная генерация и системные эффекты при участии МГ в регулировании режимов электрических сетей

Г.1 Системные эффекты для внешней региональной сети, обусловленные свойствами присоединенной на параллельную работу ЛИЭС

Системные эффекты для внешней региональной сети, обусловленные свойствами присоединенной на параллельную работу ЛИЭС заключаются:

- в перераспределении потоков мощности во внешней электрической сети высокого напряжения (110 кВ и выше) позволяет оптимизировать режим загрузки сетевого оборудования;
- в разгрузке перегруженных центров питания при присоединении избыточных ЛИЭС в зоне их действия с возможностью присоединения дополнительных потребителей;
- в повышении качества электроэнергии и надежности электроснабжения за счет взаимного резервирования и свойств синхронных генераторов энергоблоков ЛИЭС;
- в возможности мультиагентного регулирования напряжения в электрической сети;
- в снижении потерь активной мощности при передаче электроэнергии за счет разгрузки сети по реактивной мощности;
- в равномерной загрузке сетевого оборудования при регулировании спроса на электрическую энергию и, как следствие, увеличении технического ресурса электроустановок ЛСЭ и энергосистемы.

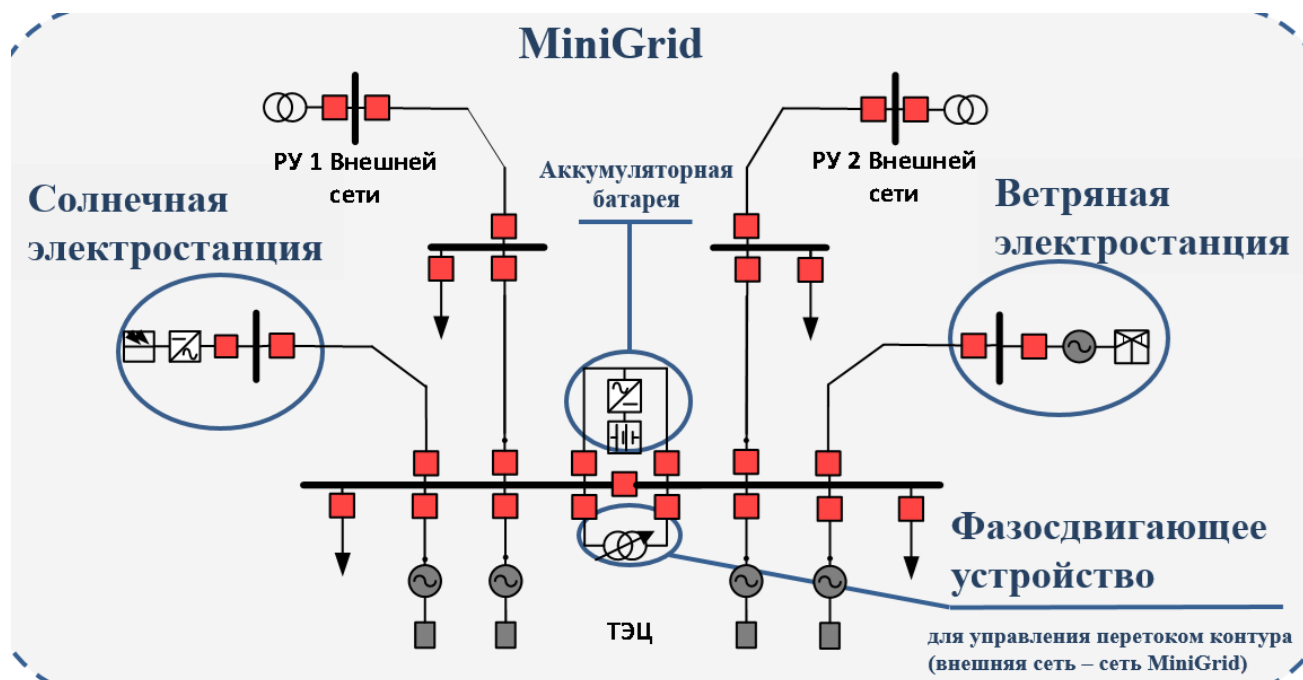


Рисунок Г.1 – ЛИЭС с гибридной генерацией на основе синхронной топливной генерацией и генерацией на основе ВИЭ, с накопителем энергии и фазосдвигающим устройством

Г.2 Разделение системных эффектов от параллельной работы ЛИЭС с внешней сетью на группы с указанием их содержания (и полезности)

1) Локальные – оказываются субъектам, подключенным к ЛИЭС:

- форсировка выдачи реактивной мощности при «провалах» напряжения в сети, предотвращение «провалов» напряжения (повышение надежности электроснабжения путем предотвращения нарушений устойчивости нагрузки);
- стабилизация режима напряжения при резко-переменных нагрузках (повышение качества электроэнергии в электрических сетях с резкопеременной нагрузкой);
- компенсация потребления реактивной мощности (выполнение требований по ограничению потребления реактивной мощности);
- поддержание желаемого напряжения в узле сети (стабилизация оптимального для потребителя напряжения);
- повышение качества напряжения в части синусоидальности формы и симметрии напряжения (снижение искажения формы напряжения и его симметрирование);

2) Районные – оказываются субъектам внешней электрической сети:

- поддержание желаемого напряжения для потребителей в районе сети (стабилизация оптимального уровня напряжения в районе сети для группы потребителей);
- поддержание желаемого для сетевой компании напряжения в районе сети (максимизация пропуски энергии или минимизация потерь);
- резервирование всей или части нагрузки при нарушениях в сети. (гарантированность электроснабжения при нарушениях в электрической сети);
- кратковременное резервирование всей или части нагрузки при нарушениях в сети (безопасное завершение технологических процессов у потребителей).

3) Общесистемные – оказываются субъектам энергосистемы (системному оператору):

- Предотвращение нарушений устойчивости режима, сохранение нормального режима (обеспечивается опережающим сбалансированным отделением ЛИЭС без нарушения устойчивости, как внутри ЛИЭС, так и без негативного влияния при отделении во внешней электрической сети);
- разгрузка сети в максимальном и аварийном режиме (снятие перегрузки сети, присоединение дополнительных нагрузок, повышение экономичности генерации электроэнергии);
- загрузка электростанции в минимальном режиме (повышение экономичности выработки электроэнергии);
- выдача резервной мощности при снижении частоты в энергосистеме и кратковременная форсированная выдача резервной мощности для синхронизации (повышение надежности энергосистемы).

Приложение Д
(рекомендованное)

Формы сбора данных по объекту МГ для проектирования

Д.1 Сведения для идентификации объекта МГ

Общие сведения		
1	Наименование объекта	
2	Месторасположение	
3	Ведомственная принадлежность	

№	Тип объекта	Указать
1	Электростанция, включенная во внешнюю электрическую сеть	
2	Локальная система энергоснабжения без связи с внешней сетью	
3	Локальная система энергоснабжения, включенная во внешнюю электрическую сеть исключительно для резервирования своих потребителей	
4	Локальная система энергоснабжения, включенная во внешнюю электрическую сеть с режимом параллельной работы без права выдачи мощности	
5	Локальная система энергоснабжения, включенная во внешнюю электрическую сеть с режимом параллельной работы с правом выдачи мощности	
6	Локальная система энергоснабжения (ЛИЭС), включенная во внешнюю электрическую сеть с режимом параллельной работы и правом двустороннего обмена мощностью, способная работать как параллельно с внешней сетью, так и автономно, а также безаварийно переходить в режим автономной работы из режима параллельной работы и наоборот	
7	Локальная система исключительно электроснабжения	
8	Локальная система электро и теплоснабжения	
9	Локальная система электро, тепло и холодоснабжения	



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Сертификат: 02D423A80006B3979E4D49AD4A7C77CE0B
Владелец: ХОЛДИН АЛЕКСАНДР ВАСИЛЬЕВИЧ
Действителен: с 24.06.2025 до 24.09.2026

Копирование, демонстрация, распространение, публикация, иное использование всех или части материалов, содержащихся в СТО 09797721.27.010.01.01-2025 или приложенных к нему материалов, запрещено без предварительного письменного разрешения АО «ТЭСС»

Д.2 Сведения для предварительного обозначения целей создания или реконструкции объекта МГ

№	Цель	Указать
1	Включение Электростанции во внешнюю электрическую сеть	
2	Создание Локальной система энергоснабжения без связи с внешней сетью	
3	Создание Локальной системы энергоснабжения, включенной во внешнюю электрическую сеть исключительно для резервирования своих потребителей	
4	Создание Локальной системы энергоснабжения, включенной во внешнюю электрическую сеть с режимом параллельной работы без права выдачи мощности	
5	Создание Локальной системы энергоснабжения, включенной во внешнюю электрическую сеть с режимом параллельной работы с правом выдачи мощности	
6	Создание Локальной системы энергоснабжения (ЛИЭС), включенной во внешнюю электрическую сеть с режимом параллельной работы и правом двустороннего обмена мощностью, способная работать как параллельно с внешней сетью, так и автономно, а также безаварийно переходить в режим автономной работы из режима параллельной работы и наоборот	

Д.3 Сведения о потребителях электроэнергии

№	Характеристика	Значение
1	Годовой максимум нагрузки (кВт)	
2	Годовой минимум нагрузки (кВт)	
3	Суточный максимум характерного зимнего дня (кВт)	
4	Суточный минимум характерного зимнего дня (кВт)	
5	Суточный максимум характерного летнего дня (кВт)	
6	Суточный минимум характерного летнего дня (кВт)	
7	Амплитуда внутри часовых нерегулярных колебаний нагрузки (в процентах от среднего значения)	
8	Годовое потребление ЭЭ (МВт·ч)	
9	Доля потребителей 1-ой категории по надежности	
10	Доля крупных асинхронных двигателей в составе нагрузки	

Примечание – По возможности приложить характерные суточные графики зимы и лета.

Д.4 Сведения о характеристиках генерирующих установок

№	Объекты электрогенерации	Указать
1	Тип энергоблоков	
2	Производитель/поставщик	
3	Номинальная мощность (кВт) и количество энергоблоков (шт.)	
4	Номинальное напряжение генераторов (кВ)	
5	Мощность потребителей собственных нужд электростанции (кВт)	
6	Годовая выработка электроэнергии (МВт·ч)	
7	Соотношение тепловой и электрической энергии (о.е.)	
8	Механическая инерционная постоянная ротора ГУ (T_j) (с)	
9	Технологический минимум агрегата (кВт)	

№	Объекты теплогенерации	Указать
1	Тип котлов	
2	Производитель/поставщик	
3	Номинальная мощность (Гкал·ч) и количество (шт.)	
4	Годовая выработка (Гкал)	

Д.5 Сведения о характеристиках первичных энергоресурсов

№	Вид первичных энергоресурсов	Указать
1	Трубный газ с параметрами	
2	Попутный газ с параметрами	
3	Дизельное топливо	
4	Уголь	
5	Биогаз	
6	Сжигаемые бытовые и производственные отходы	
7	Другое	

Д.6 Сведения о характеристиках схемы выдачи мощности

Запросить у заказчика схему электрической сети 6-10 кВ с внешними связями (форма запроса произвольная).

Д.7 Сведения о характеристиках автоматики

№	Автоматика электрогенерации	Указать
Производитель/ поставщик автоматики		
1	Наименование, контактные данные	
Функционал автоматики агрегатного уровня		
1	Автоматический запуск и останов	
2	Автоматическое включение на шину с синхронизацией	
3	Статическое и астатическое регулирование частоты и напряжения	
4	Противоаварийное отключение от сети при аварийных возмущениях	
5	Технологическая защита	
6	Дистанционное и местное управление	
7	Удаленный мониторинг	
8	Регистрация событий и аварийных процессов	
9	Другое	
Функционал автоматики уровня электростанции		
1	Автоматический запуск электростанции с нуля с выбором состава включенного оборудования	
2	Групповое астатическое регулирование частоты и напряжения в режиме работы на собственную нагрузку	
3	Синхронизация электростанции с внешней электрической сетью	
4	Групповое регулирование обменного перетока мощности в режиме параллельной работы	
5	Автоматическое управление составом работающего генерирующего оборудования	
6	Удаленный мониторинг	
7	Регистрация событий и аварийных процессов	
8	Другое	

Д.8 Сведения об организации диспетчирования

№	Центры управления	Указать
1	Центр управления сетями	
2	Центр управления электростанцией	
3	Единый центр управления локальной системой энергоснабжения	

Д.9 Сведения об уровне развития автоматизации управления режимами локальной системы энергоснабжения

Опишите словами подсистемы телеизмерения, телесигнализации, диспетчерской визуализации режима объекта

Приложение Е
(справочное)**Пример проекта ТУ на присоединение ГП Мини-ТЭЦ ЛИЭС к региональной электрической сети с режимом параллельной работы**

Технические и организационные решения по параллельной работе ГП Мини-ТЭЦ с сетью при ее присоединении на номинальном напряжении 10 кВ вместе с распределительной сетью к подстанции 110/10 кВ «XXX»

На основании обращения АО «XXX» АО «РЭС» выдает технические условия на технологическое присоединение и параллельную работу с сетью газопоршневой Мини-ТЭЦ ЛИЭС «ККК» через шины 10 кВ ПС 110/10 кВ «ННН» до увеличения установленной мощности газопоршневых блоков Мини-ТЭЦ свыше 12 МВт.

Общие сведения о присоединяемом объекте:

- максимальная электрическая нагрузка – 5 МВт;
- максимальная суммарная заявленная мощность газопоршневых блоков – 10 МВт;
- резервных дизель-генераторных блоков – 3,2 МВт;
- генераторное напряжение – 10,5 кВ.

Общие требования:

- присоединение Мини-ТЭЦ не должно снижать надежность и качество электроснабжения потребителей ПС «ННН» и прилегающего к ней района сети АО «ННН»;
- присоединение Мини-ТЭЦ и ПС «ННН» не должно вызывать существенной реконструкции РУ, силового оборудования, РЗА ПС «ННН»;
- взаимное резервирование и взаимопомощь в оперативном осуществлении общего режима РЭС и Мини-ТЭЦ должны осуществляться в пределах свободных располагаемых мощностей и не должны требовать дополнительных согласований;
- выдача мощности Мини-ТЭЦ в РЭС должна производиться по согласованному графику;
- технологические операции по синхронизации с сетью, противоаварийного прекращения режима параллельной работы должна осуществлять режимная и противоаварийная автоматика; так же режим параллельной работы Мини-ТЭЦ может быть восстановлен или прекращен по технологическому оперативному согласованию дежурным персоналом Мини-ТЭЦ и РЭС.

Требования к схеме присоединения:

- схему выдачи (обмена) мощности в сеть осуществить по двум новым кабельным линиям (КЛ 10 кВ) Л-1 и Л-2 от РП-3 распределительной сети ЛИЭС до шин 10 кВ ПС 110/10 кВ «ННН»;
- точки присоединения:

- 1) КЛ 10 кВ Л-1 РП-3 ЛИЭС яч. № 4 - ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 «ННН»;
- 2) КЛ 10 кВ Л-2 РП-3 ЛИЭС яч. № 5 - ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 «ННН»;

- выполнить КЛ 10 кВ Л-1 и Л-2 исходя из условия передачи по каждой из них 8 МВ·А полной мощности без токовой перегрузки в условиях максимальной загрузки;

- предусмотреть возможность разделения схемы ГП Мини-ТЭЦ с образованием двух полустанций, работающих в режиме параллельной работы с сетью РЭС независимо и объединяемых только в режиме островной работы ГП Мини-ТЭЦ или в режиме параллельной работы с отключенной одной из двух линий Л-1 или Л-2.

Требования к системе управления параллельной работой:

- предусмотреть выполнение условий точной автоматической и ручной синхронизации на выключателях КЛ-1, КЛ-2 и КЛ-5, КЛ-6 со стороны РП-3;

- предусмотреть выполнение каналов связи и организацию передачи информации телеметрии и телесигнализации между МИНИ-ТЭЦ, ПС «ННН»;

- предусмотреть автоматическое прекращение параллельной работы при сбоях в работе каналов связи и ее восстановление при устранении нарушений;

- предусмотреть, в соответствии со Стандартом АО «СО ЕЭС» «Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (АЧР)», выполнение АЧР, ЧАПВ, ЧДА в системе электроснабжения ЛИЭС.

- в соответствии с п.3.3.77 и п. 3.3.78 ПУ предусмотреть автоматический частотный ввод резерва (АЧВР) с автоматическим пуском находящихся в резерве ГП установок;

- предусмотреть автоматику ввода резерва ГП Мини-ТЭЦ при перегрузке трансформаторов ПС 110/10 «ННН»;

- предусмотреть выполнение автоматики опережающего отделения ГП Мини-ТЭЦ для ограничения отключаемых токов КЗ, предотвращения возникновения ударных моментов на валах СГ Мини-ТЭЦ, нарушений устойчивости параллельной работы и недопустимых синхронных качаний в системе с действием на выключатели КЛ 10 кВ Л-1, Л-2 и КЛ 10 кВ Л-5, Л-6 со стороны РП-3. Условием срабатывания делительной автоматики должно быть снижение напряжения прямой последовательности ниже уставки срабатывания или возникновение напряжения обратной последовательности выше уставки;

- противоаварийную автоматику опережающего деления выполнить на РП-3 для каждой из шин двумя независимыми устройствами с основным и резервным контуром управления, обеспечивающим резервирование основной автоматики и отказ основного выключателя;

- дополнительные автоматические функции технологического и противоаварийного управления реализовать на базе имеющегося комплекса ПТК ГП Мини-ТЭЦ.

Требования к контрольно-измерительному оборудованию и автоматике энергоблоков ГП Мини-ТЭЦ:

- газопоршневые энергоблоки Мини-ТЭЦ должны быть оборудованы контрольно-измерительными приборами, устройствами управления, сигнализации, защиты, устройствами АГП защиты от перенапряжений, АРВ, АРС, а также устройствами автоматики для обеспечения автоматического пуска, работы и останова агрегата;

- включение генераторов на параллельную работу допускается его собственным выключателем, а группы синхронно работающих генераторов выключателями КЛ 10 кВ Л-1, Л-2 и Л-5, Л-6 методом точной (автоматической или ручной) синхронизации;

- должна быть защита от асинхронного режима при потере возбуждения для всех генераторов ГП Мини-ТЭЦ;

- в режиме параллельной работы режимная автоматика Мини-ТЭЦ должна обеспечивать равномерную загрузку включенных на параллельную работу ГПУ Мини-ТЭЦ.

Требования к техническому обеспечению оперативно-технологического управления:

- должно быть обеспечено резервное питание оборудования СДТУ;

- должно быть выполнено два прямых цифровых канала связи (основной и резервный по географически разнесенным средам) ГП Мини-ТЭЦ с ЦУС РЭС не ниже 64 кБод;

- в качестве оборудования телемеханики для сбора и передачи информации в ОИК ЦУС РЭС рекомендуется линейка оборудования ЗАО «МСТ».

Требования к общему режиму взаимодействия с землей сети 10 кВ:

- для исключения влияния распределительной сети 10 кВ Мини-ТЭЦ на взаимодействие сети 10 кВ ПС «ННН» с землей на каждой рабочей шине 10 кВ РП-3 Мини-ТЭЦ должна быть выполнена электрическая нейтраль с заземлением через компенсирующую зарядный ток сети 10 кВ Мини-ТЭЦ ДГК.

Требования к системе учета обмена энергией:

- для учета обменной энергии между ГП Мини-ТЭЦ и сетью РЭС установить на границе балансовой принадлежности (на выключателях 10 кВ КЛ-1 и КЛ-1 ЗРУ 10 кВ ПС «ННН») счетчики двухстороннего учета электроэнергии, интегрированные в систему АИСКУЭ.

Требования по дополнительным согласованиям:

- возможность и техническое обеспечение параллельной работы ГП Мини-ТЭЦ с сетью согласовать с АО «СО ЕЭС» - РДУ.

- разработать и согласовать со всеми заинтересованными сторонами регламент (инструкцию о порядке взаимодействия оперативного персонала сторон) параллельной работы ГП Мини-ТЭЦ с электросетью РЭС.

Срок действия технических условий устанавливается 2 года.

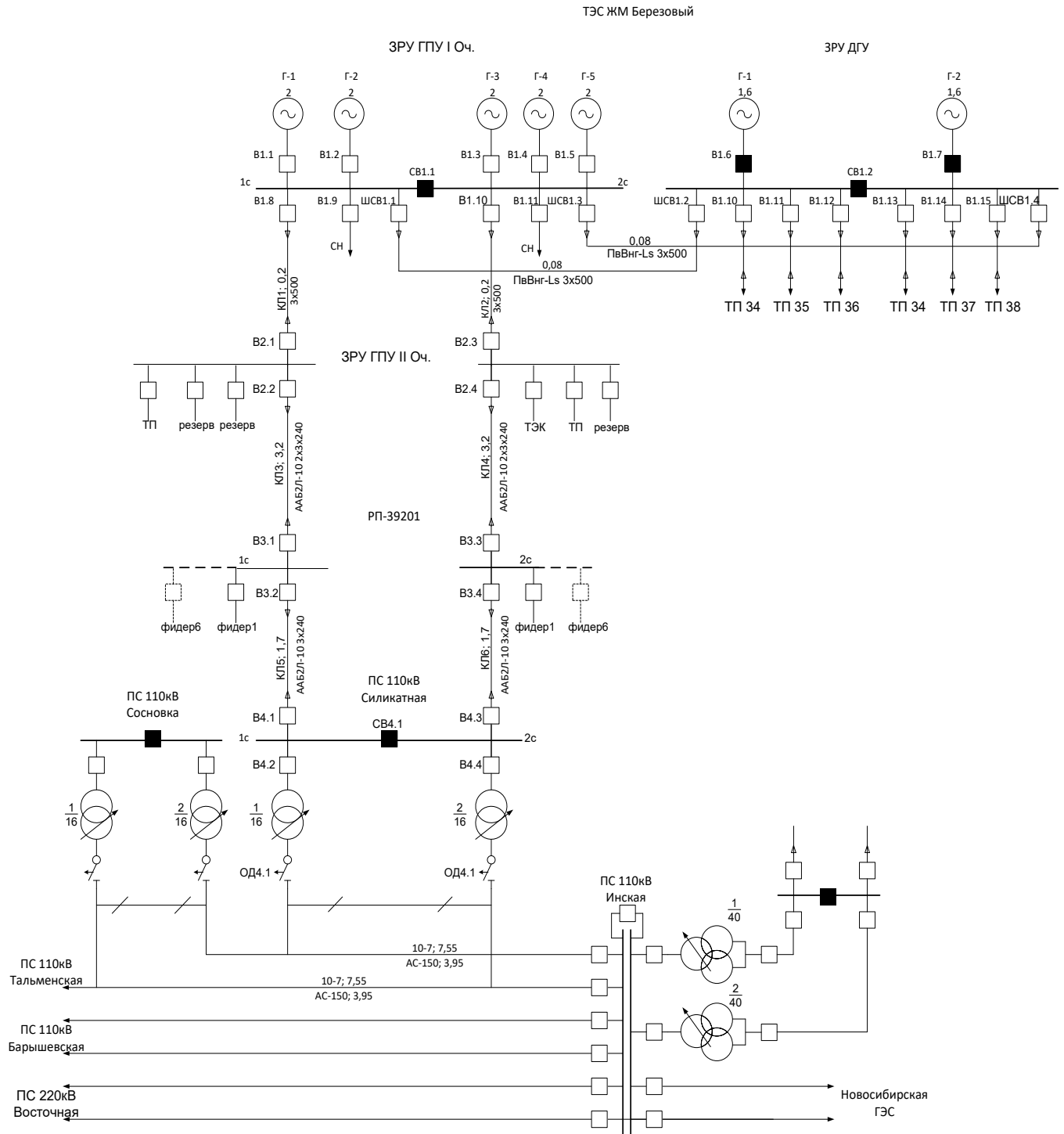
Директор

по транспорту сетевой компании

Согласовано

Главный диспетчер АО «СО ЕЭС» - РДУ

Приложение П1. Коммутационное состояние схемы сети в районе присоединения газопоршневой Мини-ТЭЦ к ПС «ННН» в режиме параллельной работы с разделением на две полустанции



Приложение Ж
(справочное)**Экспертное сравнение вариантов интеграции ЛИЭС**

При анализе вариантов интеграции ЛИЭС использовался индикативный экспертный метод их сравнения.

Экспертам для оценки предлагался набор критериев и показателей, характеризующих системные эффекты для их различных бенефициаров (участников энергетического рынка (физическое или юридическое лицо), получающих определенную выгоду от того или иного варианта интеграции ЛИЭС.

К числу бенефициаров отнесены:

- потребители энергии;
- собственники генерации ЛИЭС;
- собственники распределительной сети ЛИЭС, собственники внешней электрической сети.

Исследование базировалось на следующих положительных системных эффектах, достигаемых при создании ОЭСММ и определении режимов их работы [2,3]:

- эффект повышения надежности электроснабжения;
- эффект сглаживания графика нагрузки;
- эффект повышения КИУМ генерирующего оборудования;
- эффект повышения качества ЭЭ по напряжению;
- эффект стабилизации частоты;
- эффект локальной живучести.

Для корректной и непредвзятой сравнительной оценки вариантов объединения ЛИЭС использовались экспертные мнения различных представителей электроэнергетической отрасли, участвовавших в создании и развитии ЛИЭС на территории Сибирского федерального округа РФ:

- разработчики ЛИЭС, непосредственно осуществляющие исследование при проектировании и применении технических решений, в т.ч. специальных систем управления, обеспечивающих техническую возможность безопасной синхронной работы энергоблоков малой мощности в составе ЛИЭС при параллельной работе с внешней электрической сетью и при их объединении между собой;

- проектировщики, осуществляющие разработку классических Схем выдачи мощности (СВМ) объектов малой генерации, систем электроснабжения в соответствии с действующими нормативными документами РФ;

- собственники генерирующих установок, на базе которых осуществляется создание ЛИЭС, осуществляющие эксплуатацию собственного энергетического оборудования и отвечающие за надежность электроснабжения потребителей;

- эксперты по надежности, как основного комплексного свойства энергосистемы для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей;

- эксперты внешней электрической сети ЦСЭ, оценивающие соблюдение установленных параметров надежности функционирования ЕЭС России и качества электрической энергии.

Принципиальная схема методики оценки приведена на рисунке Ж.1.

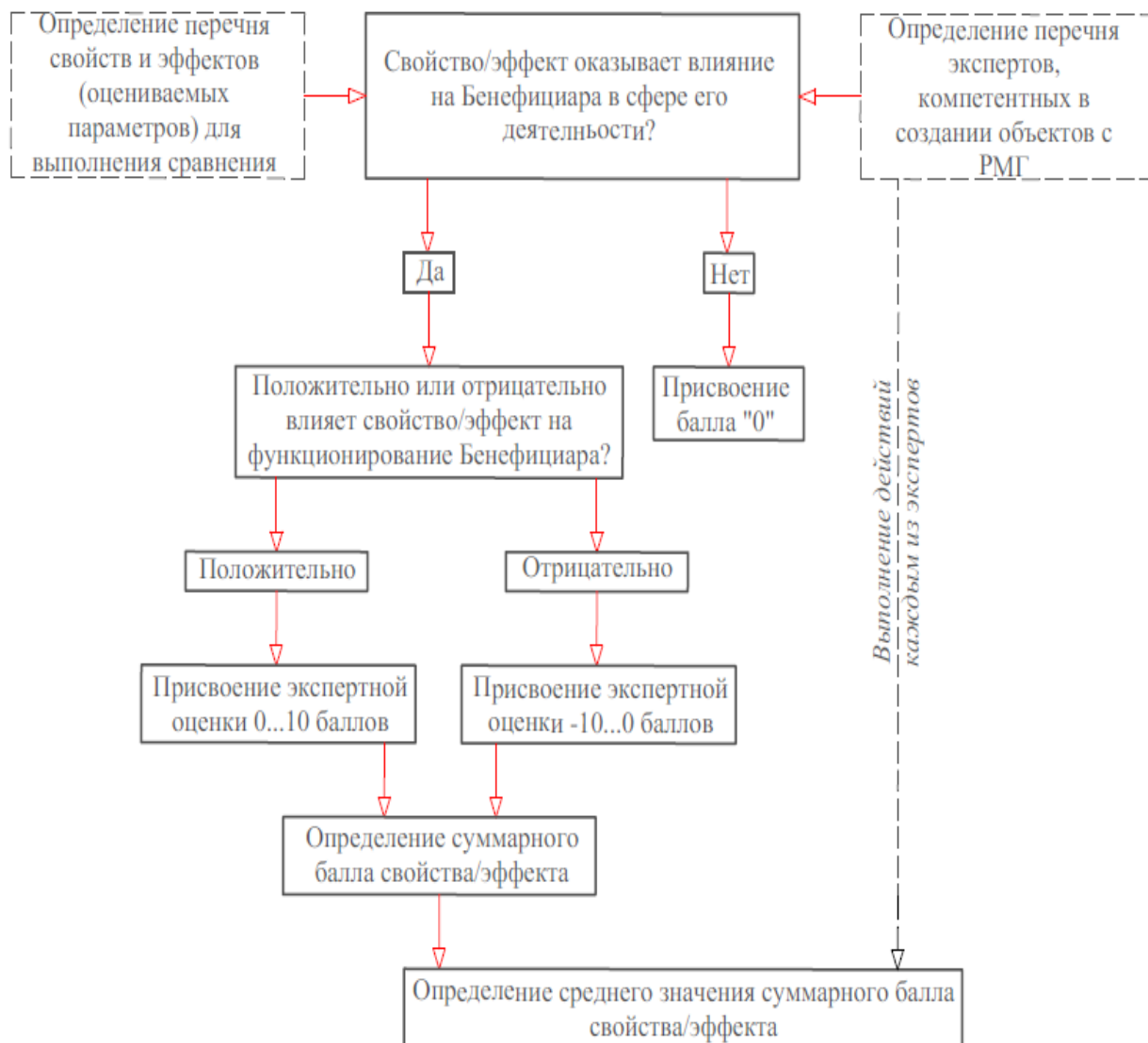


Рисунок Ж.1 – Алгоритм методики сравнительной оценки вариантов объединения ЛИЭС

При анализе технической реализуемости вариантов интеграции учитывался опыт применения современных специализированных способов и цифровых технологий обеспечения безопасности и управления режимами ЛИЭС при их параллельной работе как в составе ТИЛИЭС, так и сетях ЦСЭ.

Результаты экспертных оценок и их обработки приведены в таблице Ж.1.

Максимальный средний балл получил вариант «Интегрированная с внешней ЭС ЛИЭС (с правом параллельной работы)», что подтверждается оценками значительного эффекта для всех участников рынка.

Следующим по количеству баллов является вариант – ТИЛИЭС. Данный вариант имеет более низкие оценки, в т.ч. в виду отсутствия достаточных научных и технических разработок, опыта эксплуатации данных систем, учета особенностей их работы и т.д., позволяющих делать выводы о свойствах таких уникальных энергообъектов. Для объективной оценки данного варианта требуется детальное исследование каждого из его свойств.

Таблица Ж.1 – Значения экспертных оценок свойств и эффектов ЛИЭС и их объединений

Способ интеграции ЛИЭС				
1 ЛИЭС с автономной работой				
Свойства ЛИЭС	Для персонала ЛИЭС	Для потребителей энергии	Для собственников генерации	Для собственников внешней сети
Эксперты				
Проектировщики	-15	-23	-60	0
Собственники ЛИЭС	-50	-15	-56	0
Специалисты по надежности	-35	-15	-70	0
Среднее значение	-33,3	-17,6	-58,7	0
Итого сумма средних	-109.6			
2 ЛИЭС с автоматическим резервом от внешней сети без права параллельной работы				
Проектировщики	-8	6	-46	-20
Собственники ЛИЭС	-29	0	-56	-41
Специалисты по надежности	-10	5	-20	-25
Среднее значение	-15,7	5,5	-40,7	-26,7
Итого среднее значение	-77,6			
3 Интегрированная с ЦСЭ ЛИЭС (с правом параллельной работы, выдачи мощности во внешнюю сеть, эффективным противоаварийным управлением)				
Проектировщики	22	34	40	9
Собственники ЛИЭС	33	53	51	6
Специалисты по надежности	52	40	45	5
Среднее значение	35,7	43	45,3	6,7
Итого среднее значение	130,7			
4 ТИЛИЭС с несколькими ЛИЭС				
Проектировщики	-5	26	32	0
Собственники ЛИЭС	-12	34	54	0
Специалисты по надежности	35	33	25	0
Среднее значение	18	31	37	0
Итого среднее значение	86			

В таблице приведены усредненные согласованные оценки однородных групп экспертов, состоящих из 2-3 специалистов: (+) характеризует о положительности, а (–) об отрицательности оценки экспертами свойств ЛИЭС при различных вариантах интеграции. Значение характеризует уровень по 100 бальной шкале относительно варианта ЛИЭС с приемлемыми свойствами по надежности, экономической эффективности.

Для оценки согласованности экспертных оценок использовался коэффициент конкордации с определением по критерию Р. Спирмена, подтвердивший согласованность оценок.

Приложение И
(рекомендованное)

Использование симулятора режимов ЛИЭС для решения задач проектирования

И.1 Общие сведения о возможностях симулятора

Цифровой симулятор используется как специализированное средство моделирования оперативного, автоматического режимного и противоаварийного управления ЛИЭС. В основе моделирования и управления лежит отслеживание характерных структурных графиков нагрузки, выбор состава работающего генерирующего оборудования с учетом требования к резервированию, имитация воздействия расчетных возмущений в каждом часе графика нагрузки, фиксация их последствий с учетом автоматического противоаварийного и диспетчерского управления по восстановлению электроснабжения потребителей и нормального режима [4].

Цифровой симулятор также может быть использован как средство получения ряда интегральных характеристик эффективности проектных решений по ЛИЭС и системам управления [5,6].

К числу таких задач проектирования отнесены:

- обоснование оптимального числа энергоблоков на электростанции ЛИЭС (для автономного режима и режима с параллельной работой);
- обоснование номинальной мощности энергоблоков на электростанции ЛИЭС;
- обоснование оптимального сетевого резерва и ограничения на выдачу мощности во внешнюю сеть;
- обоснование применения специализированной системной автоматики с АОСД на электростанции ЛИЭС;
- обоснование структурных решений в схеме выдачи мощности подключение к внешней сети через РП или напрямую электростанции);
- обоснование целесообразности использования режимов с разделением сети ЛИЭС и электростанции на части.

Расчетные возмущения с вероятностями их возникновения в совокупности с задаваемыми суточными графиками по продолжительности режима с учетом имитации их последствий позволяют вычислить вероятностные интегральные показатели эффективности работы ЛИЭС, таких как:

- КИУМ;
- годовой (вероятностный) недоотпуск электроэнергии;
- вероятное число аварийных отключений энергоблоков;
- вероятное число аварийных отключений нагрузок;
- вероятное число аварийных погашений электростанции.

На их основе могут быть выполнены расчеты зависимых экономических показателей, имеющих стоимостное или иное выражение эффективности ЛИЭС, например:

- КПИТ;
- индикативные показатели надежности;
- показатели качества электроэнергии;

- капитальные вложения;
- годовые эксплуатационные расходы;
- затраты на резерв генерации;
- срок окупаемости инвестиций.

Симулятор позволяет формировать различные объекты с малой генерацией, режимы их работы и способы управления для моделирования благодаря своей многовариантной структуре. В частности, в таблице И.1 приведены варианты режимов и способов управления, представленные в данном приложении.

Таблица И.1 – Варианты режимов и особенностей противоаварийного управления ЛИЭС

Режим ЛИЭС и способы ПУ	Особенности	Наиболее значимые свойства	Особенности надежности и экономической эффективности
1 Работа в автономном режиме	Основными источниками надежного энергоснабжения являются энергоблоки электростанции ЛИЭС	Независимость от внешней сети	Необходимость размещения и поддержания значительной избыточной (резервной) генерирующей мощности. Низкое использование установленной мощности
2 Параллельная работа с внешней ЭС с режимом выдачи свободной генерирующей мощности во внешнюю сеть и с использованием обычных защит и противоаварийной автоматики	Основными источниками надежного энергоснабжения являются энергоблоки электростанции ЛИЭС и внешняя электрическая сеть. Безопасность параллельной работы обеспечивается традиционным управлением.	Обеспеченная надежность электроснабжения потребителей и работы электростанции за счет сетевого резерва. Возможность выдачи избытков мощности и энергии ЛИЭС во внешнюю сеть.	Необходимость в большом сетевом резерве
3 Параллельная работа с внешней ЭС и с использованием АОСД	Основными источниками надежного энергоснабжения являются энергоблоки электростанции ЛИЭС под противоаварийным управлением АОСД	Обеспеченная надежность электроснабжения потребителей и работы электростанции за счет противоаварийного отделения ЛИЭС от внешней сети. Возможность выдачи избытков мощности в сеть.	Необходимость в специализированном оперативном, режимном и противоаварийном управлении

И.2 Пример использования симулятора ЛИЭС для получения интегральных показателей эффективности при принятии проектных решений

И.2.1 Исходные условия

Для проведения расчетов использованы данные ЛИЭС на основе газопоршневой электростанции с шестью синхронными генераторами (по 2 МВт каждый), подключенными к секционированной шине, имеющей связь с внешней сетью через распределительный пункт, как показано на рисунке И.1.

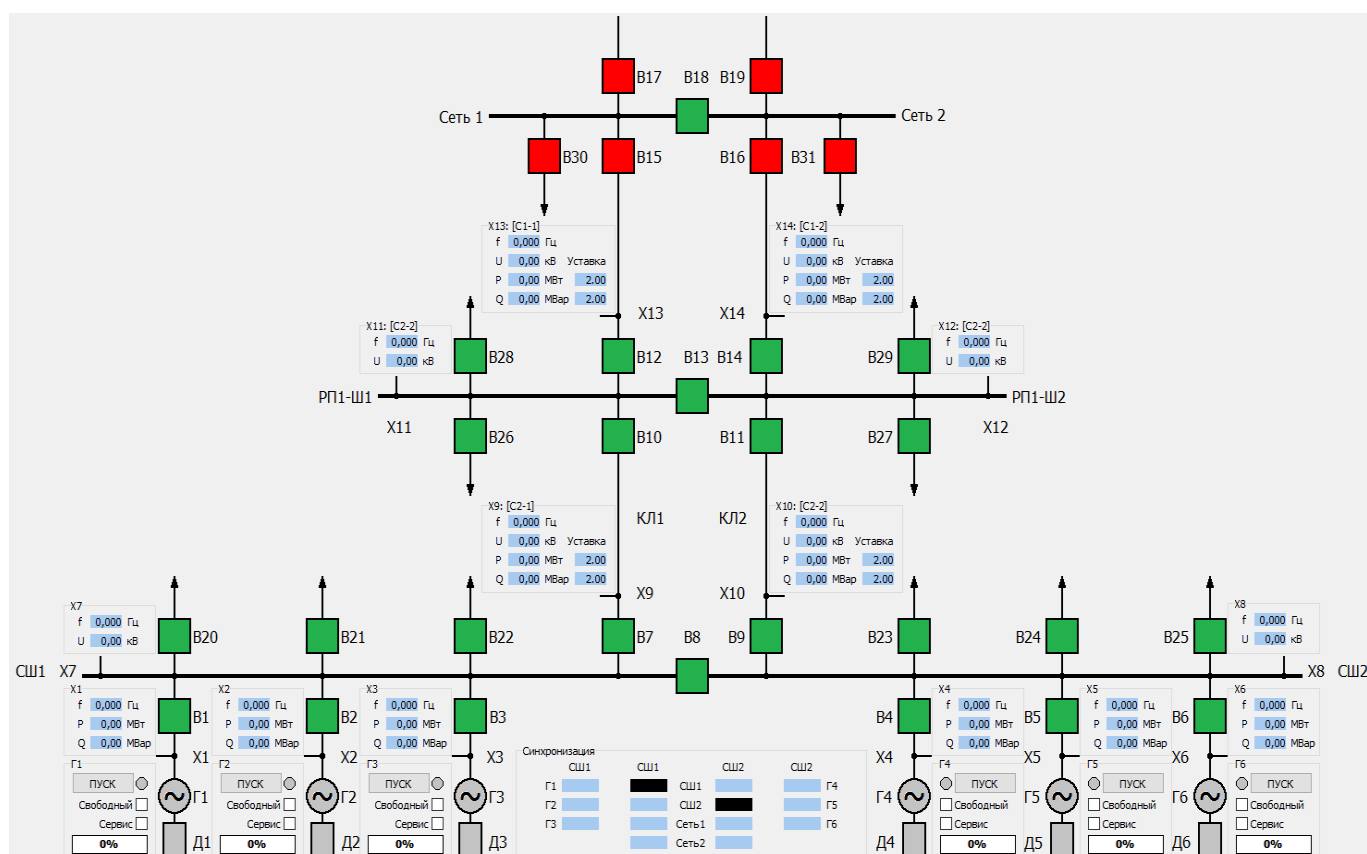


Рисунок И.1 – Видеокадр симулятора со схемой ЛИЭС

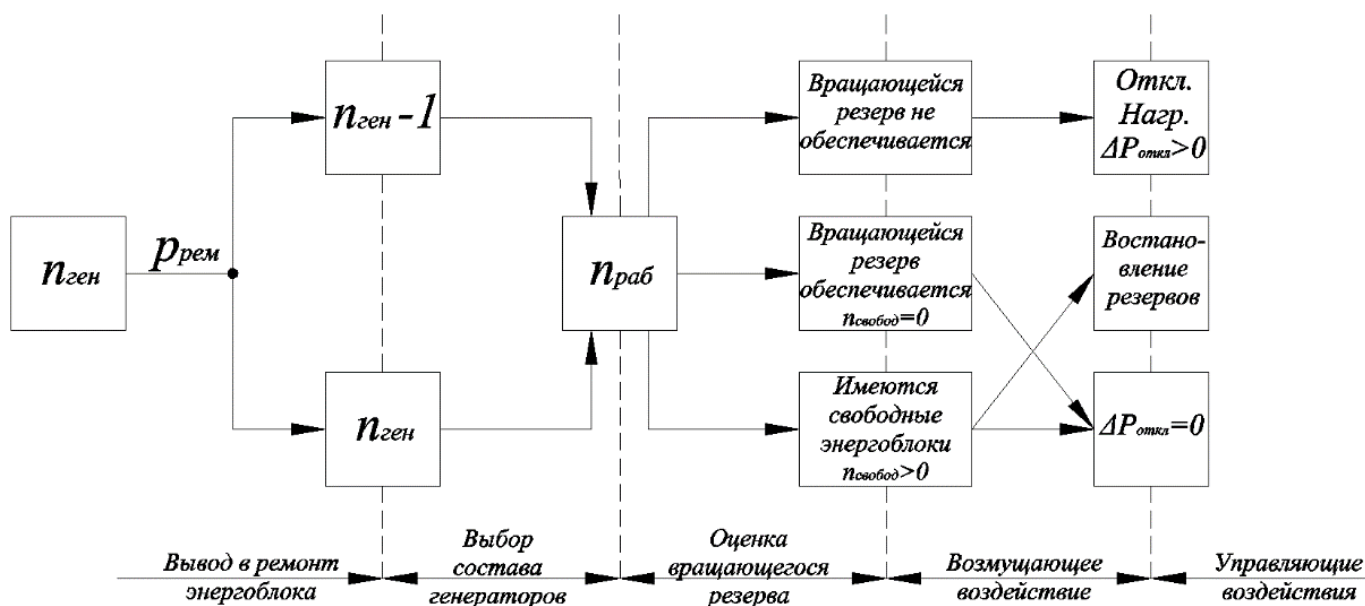
Характерный суточный график нагрузки представлен на рисунке И.3. График сформирован таким образом, чтобы в часы максимума обеспечивался вращающийся резерв по критерию N - 1. Суммарный суточный график получен суммированием девяти однотипных нагрузок B21-B29 и одной B20 постоянной, представляющей собственные нужды электростанции, показанных на рисунке И.1.

Каждый час суточного графика нагрузки характеризуется своей вероятностью и продолжительностью прерывания электроснабжения потребителей (отключение хотя бы одной нагрузки) в случае отсутствия резервной мощности на электростанции при расчетном аварийном возмущении (отключении работающего энергоблока).

Согласно рисунку И.2, факт отключения нагрузки, ее величина и продолжительность является следствием сочетания условий:

- общей загрузки станции;
- наличия вращающегося резерва;

- наличия резервных или свободных энергоблоков;
- вероятности нахождения одного энергоблока в ремонте.



$n_{\text{ген}}$ – число установленных энергоблоков; $n_{\text{раб}}$ – минимальное число энергоблоков для покрытия нагрузки с учетом требования $N - 1$

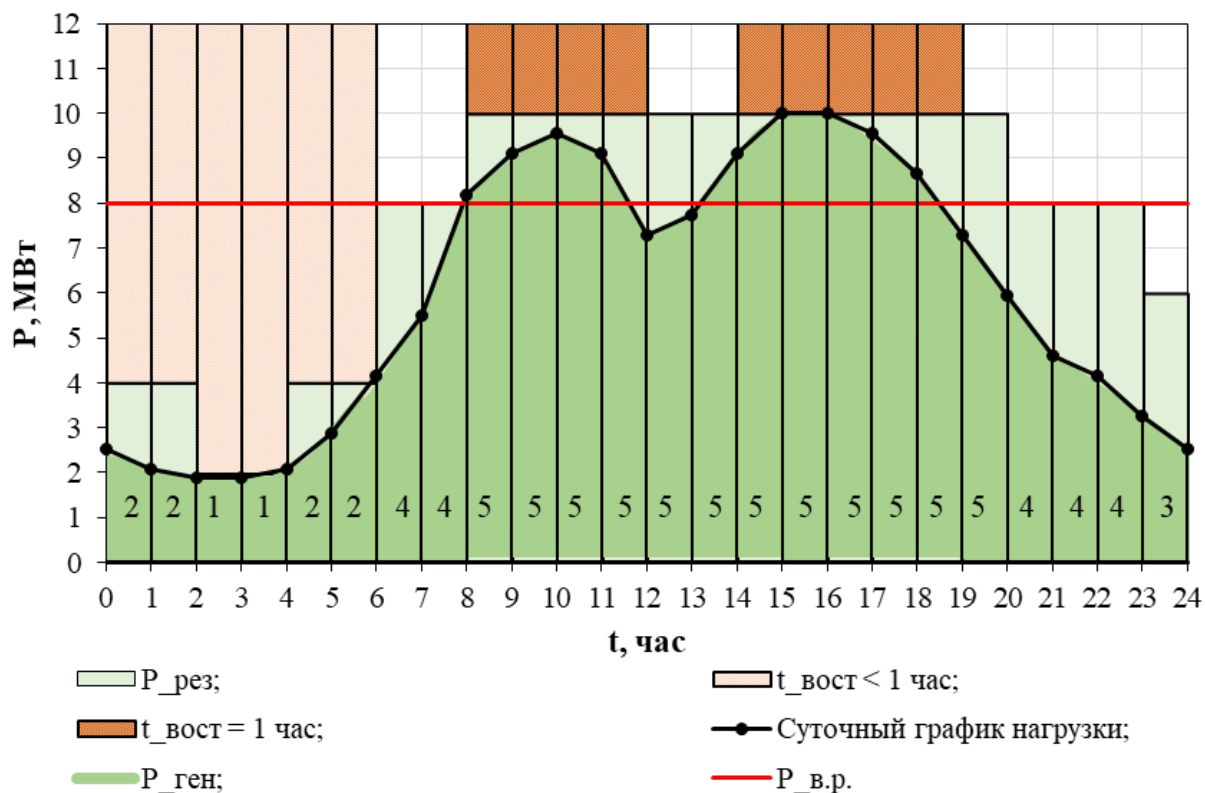
Рисунок И.2 – Структура процесса изменения числа работающих энергоблоков в нормальном режиме, а также в послеаварийном с учетом возможных отключений нагрузок

Расчет показателей для автономного режима ЛИЭС производится на основе симуляции режимов и возмущений с суточным графиком нагрузки, для которого определен необходимый минимальный состав энергоблоков для покрытия нагрузки. На рисунке И.3 представлено распределение требуемого минимального состава ГУ для станции с шестью энергоблоками, при ремонте одного из них.

Часы, где $t_{\text{вост}}$ не превышает одного часа, характеризуются невозможностью сформировать вращающийся резерв по условию технологического минимума загрузки энергоблоков (при наличии свободных агрегатов). В таких случаях:

- прерывание электроснабжения части потребителей при аварийном отключении работающего энергоблока производится на время ввода в работу свободного энергоблока;
- уменьшение числа установленных агрегатов на станции при неизменяемой установленной мощности ведет к увеличению таких часов;
- увеличение числа установленных агрегатов – к уменьшению часов.

Из рисунка И.3 видно, что во время ремонта одного энергоблока нагрузка станции, при которой возможен вращающийся резерв, составляет 8 МВт. Что в свою очередь приводит к отсутствию вращающегося резерва в пиковые часы нагрузки. Аварийное отключение в эти часы повлечет за собой небаланс мощности, устранимый лишь отключением части нагрузки продолжительностью в один час. Однако увеличение числа установленных агрегатов на станции при неизменяемой установленной мощности, влечет к уменьшению таких часов и, наоборот, при уменьшении их числа.



$P_{ген}$ – нагрузка генераторов, при выбранном количестве агрегатов для несения нагрузки;

$P_{рез}$ – оперативный (горячий) резерв генераторов, при выбранном количестве агрегатов для несения нагрузки; $t_{вост}$ – время восстановления электроснабжения отключенных потребителей; $P_{в.р.}$ – предельная величина загрузки станции, при которой возможен вращающийся резерв

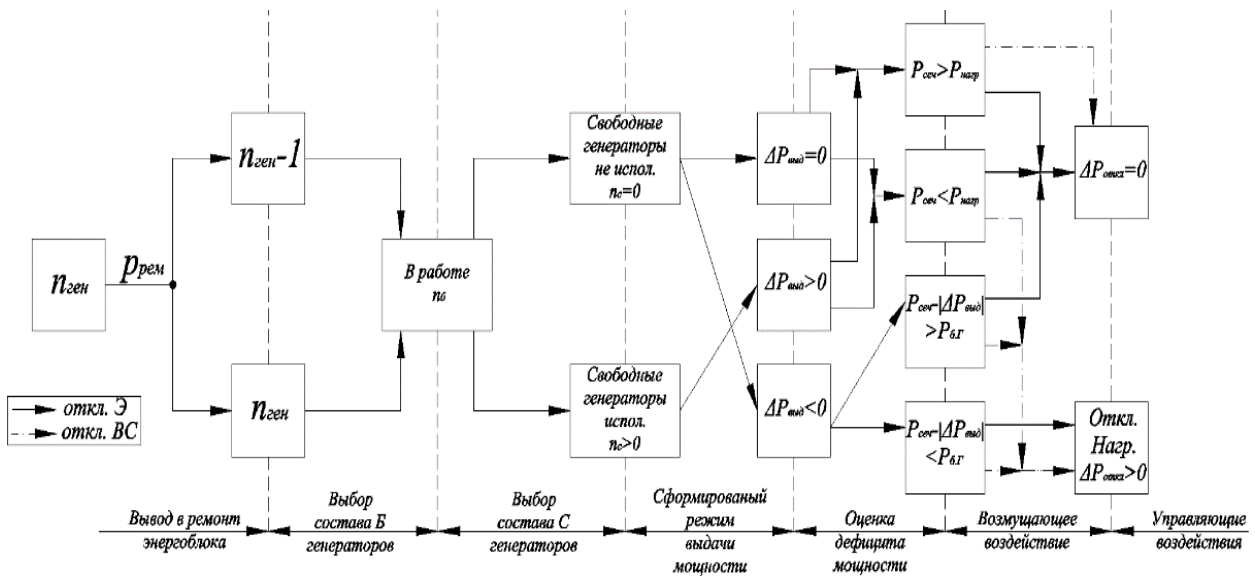
Рисунок И.3 – Распределение минимально необходимого состава энергоблоков для покрытия нагрузки при ремонте одного энергоблока на станции

И.2.2 Моделирование режимов ЛИЭС при параллельной работе с ЦСЭ

Режим параллельной работы позволяет получить существенные положительные технические и экономические эффекты для всех участников – генерации, региональной электрической сети, потребителей. Однако параллельная работа присоединенной электростанции с сетью сопряжена с рядом рисков, связанных с их плохой электромеханической совместимостью, которые должны быть устранены при объединении. Поэтому при проектировании (модернизации) объектов малой генерации данный вариант должен быть полноценно обоснован.

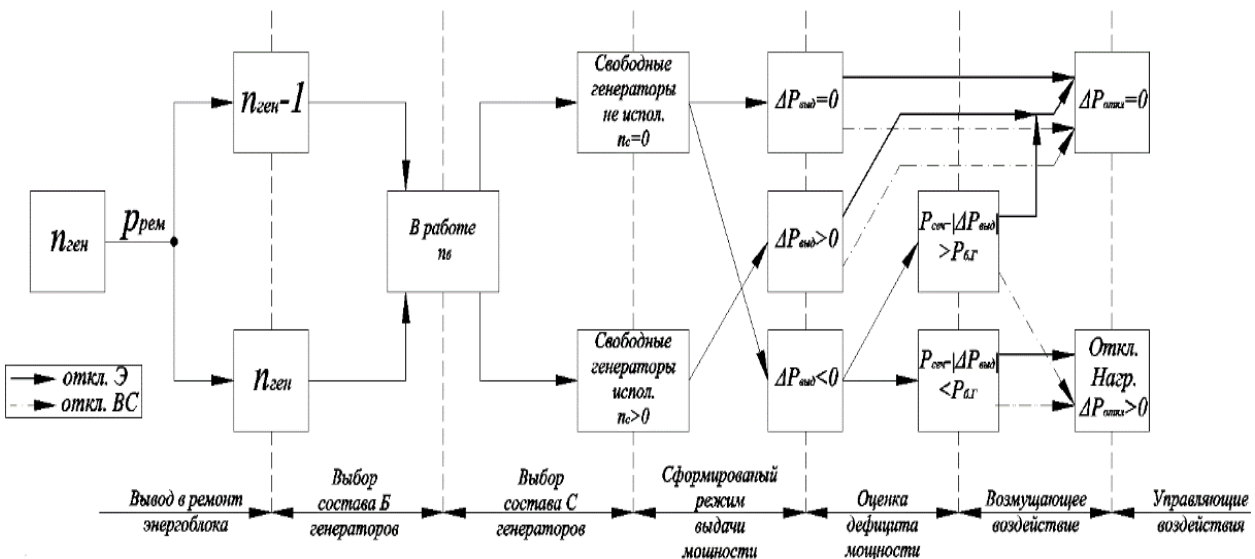
Структуры процесса изменения числа работающих энергоблоков в характерных режимах ЛИЭС представлены на рисунках И.4 и И.5. В соответствии с этими структурами факт отключения нагрузки, ее величина и продолжительность является следствием сочетания условий:

- общей загрузки станции;
- наличия свободных энергоблоков;
- установившегося режима выдачи мощности в сеть;
- возможности передачи мощности через контролируемое сечение.



$n_{\text{ген}}$ – число установленных энергоблоков на электростанции; n_b и n_c – число работающих балансирующих и свободных энергоблоков; $P_{б.г}$ – нагрузка одного балансирующего энергоблока

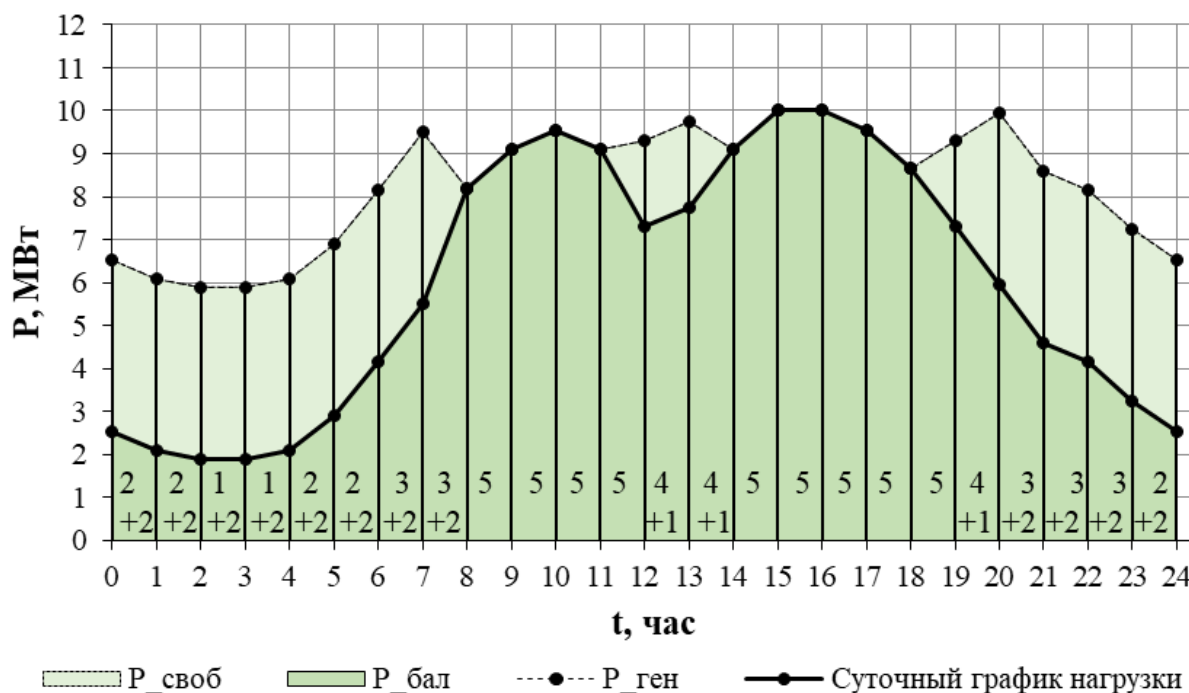
Рисунок И.4 – Структура процесса изменения числа работающих энергоблоков в нормальном режиме, в а также в послеаварийном с учетом возможных отключений нагрузок при параллельной работе ЛИЭС с ВС без АОСД



$n_{\text{ген}}$ – число установленных блоков на электростанции; n_b – число работающих балансирующих энергоблоков; n_c – число работающих свободных энергоблоков; $P_{б.г}$ – нагрузка одного балансирующего энергоблока

Рисунок И.5 – Структура процесса изменения числа работающих энергоблоков в нормальном режиме, в а также в послеаварийном с учетом возможных отключений нагрузок при параллельной работе ЛИЭС сведенной в работу АОСД

На рисунке И.6 представлено распределение необходимого минимального числа балансирующих энергоблоков и максимального числа свободных энергоблоков при ремонте одного энергоблока в режиме параллельной работы ЛИЭС с внешней сетью.



$P_{\text{своб}}$ – нагрузка свободных генераторов при минимальном числе агрегатов для несения нагрузки; $P_{\text{бал}}$ – нагрузка балансирующих генераторов при минимальном числе агрегатов для несения нагрузки; $P_{\text{ген}}$ – график генерируемой мощности станции

Рисунок И.6 – Распределение минимально необходимого состава энергоблоков для покрытия нагрузки при ремонте одного энергоблока на станции при параллельной работе ЛИЭС с ВС в нормальном режиме, а также в послеаварийном с учетом возможных отключений нагрузок

Поскольку время работы АВР в симуляторе не превышает одной секунды, недоотпущенной при этом электроэнергии можно пренебречь. При параллельной работе ЛИЭС без АОСД для определения возможного прерывания электроснабжения потребителей учитывается отказ как энергоблока, так и внешней сети с учетом следующих комбинаций, представленных в таблице И.2.

Из таблицы И.2, видно, что в режиме параллельной работе без АОСД отключение нагрузки возможно только при условии аварийного возмущения во внешней сети (проходящее КЗ), при этом время восстановления электроснабжения будет напрямую зависеть от времени включения энергоблоков после работы АВР. В режиме параллельной работе с АОСД отключение нагрузки возможно только при сочетании отключения от внешней сети и отключения одного энергоблока на станции, с условием ремонтного состояния одного из энергоблоков. При этом, время восстановления электроснабжения будет аналогичным автономному режиму.

Таблица И.2 – Комбинация отказов, во время ремонта одного энергоблока, при которых необходимо отключение нагрузки

Час	Необходимость в отключении нагрузки							
	Отключение энергоблока		Отключение внешней сети		Отключение энергоблока и внешней сети		Отключение внешней сети и энергоблока	
	без АОСД	с АОСД	без АОСД	с АОСД	без АОСД	с АОСД	без АОСД	с АОСД
0	X		X		X		X	V
1	X		X		X		X	V
2	X		X		X		X	V
3	X		X		X		X	V
4	X		X		X		X	V
5	X		X		X		X	V
6	X		V	X	V	X	V	X
7	X		V	X	V	X	V	X
8	X		V	X	V		V	
9	X		V	X	V		V	
10	X		V	X	V		V	
11	X		V	X	V		V	
12	X		V	X	V	X	V	X
13	X		V	X	V	X	V	X
14	X		V	X	V		V	
15	X		V	X	V		V	
16	X		V	X	V		V	
17	X		V	X	V		V	
18	X		V	X	V		V	
19	X		V	X	V	X	V	X
20	X		V	X	V	X	V	X
21	X		V	X	V	X	V	X
22	X		V	X	V	X	V	X
23	X		X		X		X	
X – отключение нагрузки не требуется. V – требуется отключение нагрузки.								

И.3 Условия и ограничения при моделировании поведения и расчете показателей эффективности для режимов автономной и параллельной работы ЛИЭС

И.3.1 Условия и ограничения при моделировании поведения и расчете показателей эффективности ЛИЭС для режима автономной работы:

- суточный график нагрузки принимался общим для всех дней в году;
- загрузка энергоблоков должна находиться в разрешенной технологической зоне – $0,5 \cdot P_{\text{ном}} \leq P_{\text{г}} \leq P_{\text{ном}}$;
- продолжительность нахождения в ремонте одного энергоблока – один месяц (6 бл. · 1 мес. = 6 мес.), тогда вероятность нахождения энергоблока в ремонте в любой момент времени в течение года – $p_{\text{рем}} = \frac{6}{12} = 0,5$;
- закон распределения всех случайных событий равномерный;
- число аварийных отключений энергоблока – два раза в месяц;
- максимальное время отключения потребителей при веерном ограничении или при восстановлении генератора, находящегося в ремонте, не более 1 часа;
- допустимое время работы энергоблока с перегрузкой – 5 с;
- допустимое время работы энергоблока с недогрузкой – 3 мин;
- в качестве расчетного аварийного возмущения принималось отключение одного работающего энергоблока.

И.3.2 Условия и ограничения при моделировании поведения и расчете показателей эффективности ЛИЭС для режима параллельной работы:

- цель управления – выдача максимальной мощности в сеть ($\Delta P_{\text{выд}} > 0$);
- при этом загрузка балансирующих энергоблоков выбирается таким образом, чтобы обеспечить текущую собственную нагрузку ЛИЭС минимальным числом энергоблоков без вращающегося резерва;
- свободные энергоблоки назначаются при условии обеспечения нагрузки балансирующими энергоблоками ($\sum_{i=1}^{n_{\text{б}}} P_{\text{загр.}i} = P_{\text{нагр}}$);
- допустимый переток через контролируемое сечение ($P_{\text{сеч}}$) не более 4 МВт;
- вероятность аварийного отключения от внешней сети (ВС) два раза в месяц;
- время восстановления нормального режима ВС один час.

И.4 Результаты

Исходя из выше указанных особенностей часовых режимов и ограничений с помощью симулятора ЛИЭС выполнен расчет объема недоотпуска электроэнергии внутри часа при прерывании электроснабжения в автономном режиме с различным составом и в режиме параллельной работы с ВС с условием нахождения одного энергоблока в ремонтном состоянии.

Далее на рисунках И.7-И.9 представлены графики изменения мощности, при различных аварийных возмущениях и режимах ЛИЭС.

На рисунке И.7 представлен процесс при аварийном отключении энергоблока в автономном режиме, когда было невозможно обеспечить вращающийся резерв по технологическим ограничениям (интервал с первого по шестой часы суточного графика).

Для режима параллельной работы без АОСД с внешней сетью для 6-22 часа графика нагрузки характерно отключение нагрузки на время восстановления (запуска) отключаемых энергоблоков при аварийном возмущении во внешней сети, как показано на рисунке И.8. Описание этапов графика представлено в таблице И.3.

Поведение при сочетании аварийных событий, приводящих к отключению от внешней сети и отключению энергоблока в режиме параллельной работы с АОСД, рисунке И.9, сопоставимы с автономным режимом.

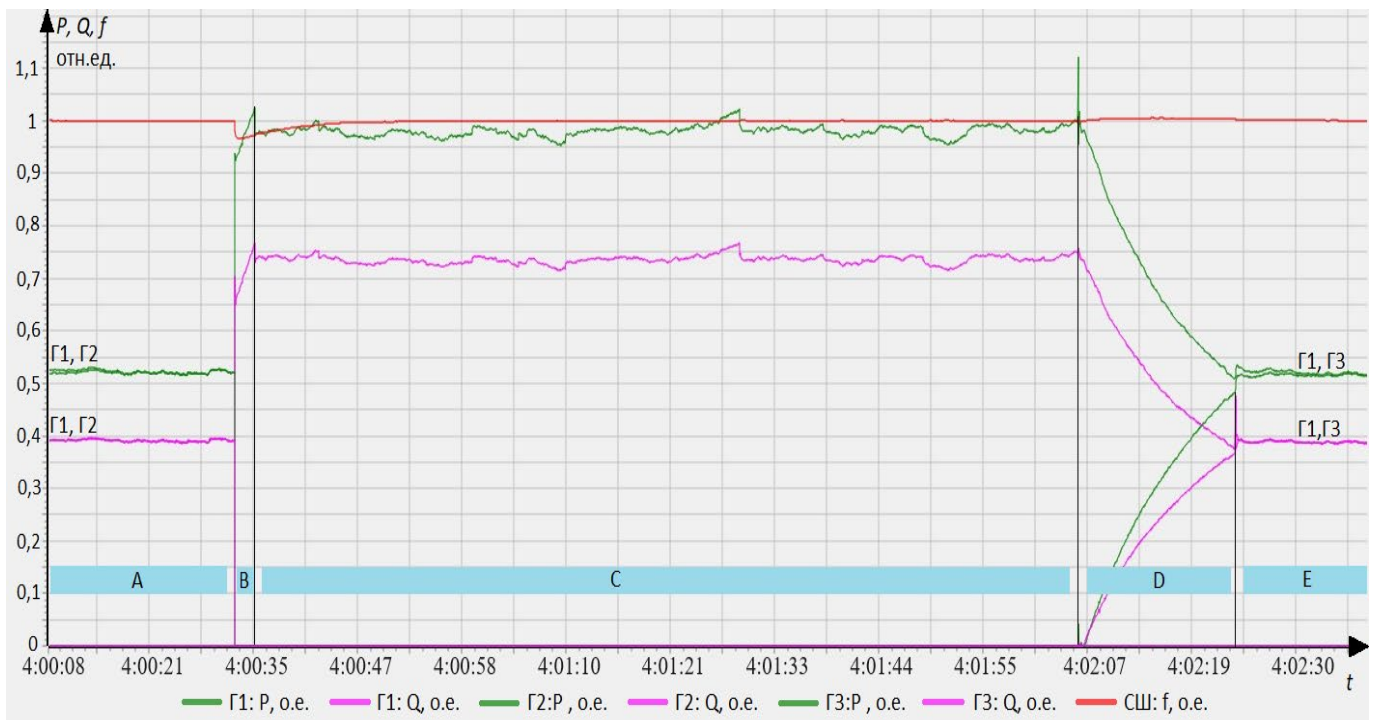


Рисунок И.7 – График процесса при аварийном отключении ЛИЭС от внешней сети (интервал с первого по шестой часы суточного графика)

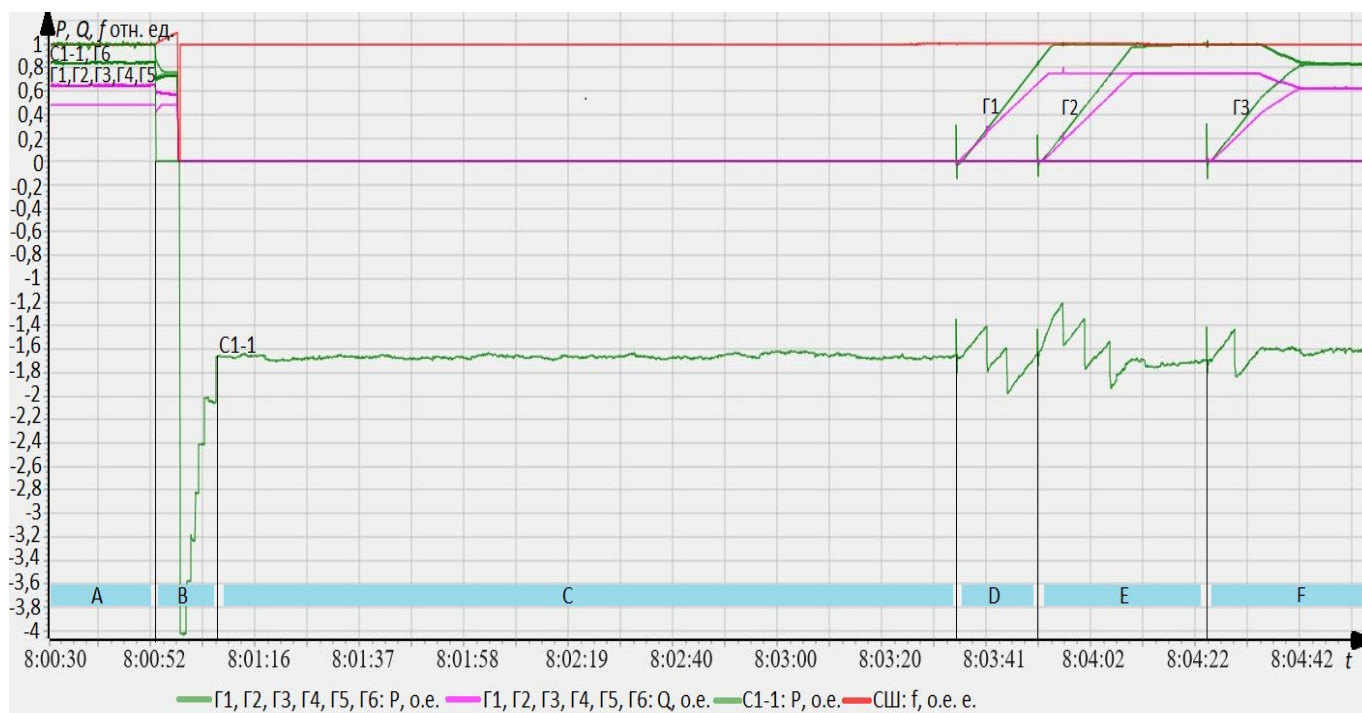


Рисунок И.8 – График процесса при аварийном отключении ЛИЭС от внешней сети в интервале девятого часа графика нагрузки при выведенной из работы АОСД

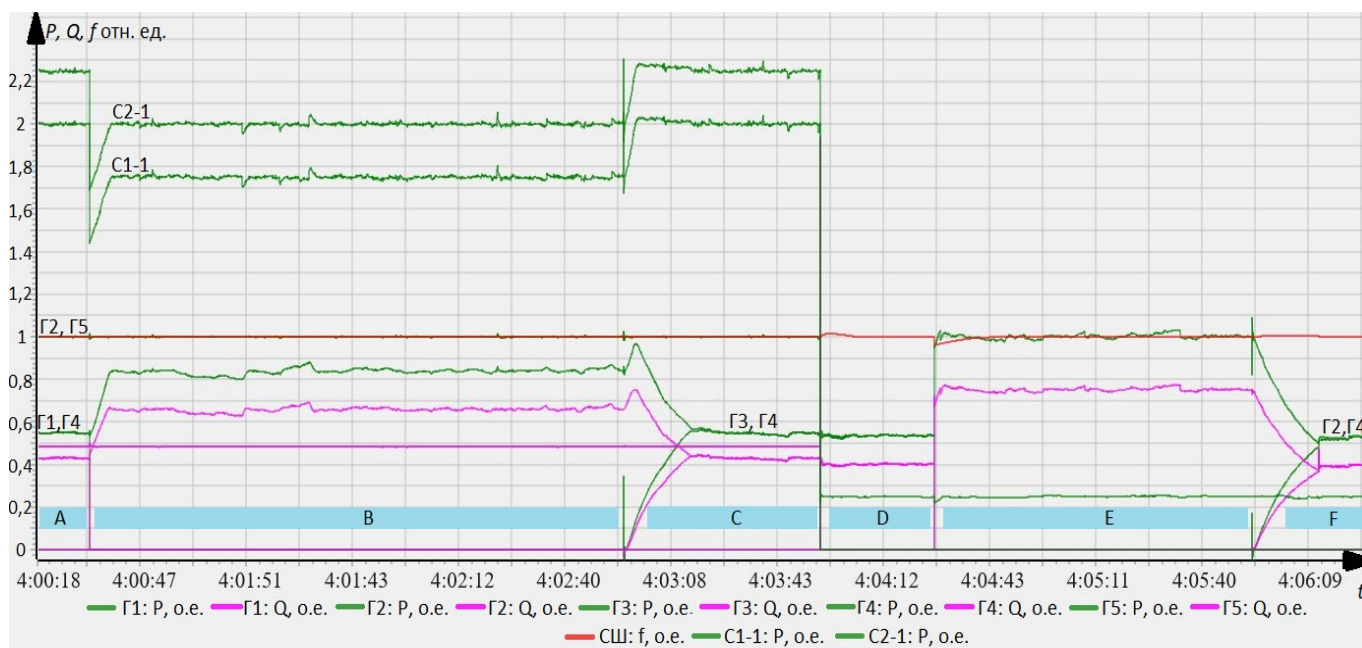


Рисунок И.9 – График процесса при аварийных отключениях энергоблока, отключении ЛИЭС от внешней сети для интервала пятого часа графика нагрузки в режиме с введенной в работу АОСД при ремонте одного энергоблока

Таблица И.3 – Описание этапов процессов управления ЛИЭС при моделировании на цифровом симуляторе

Этап	Автономный режим	Параллельный режим	
		без АОСД	с АОСД
А	Исходный установившийся режим: В работе два энергоблока (Г1, Г2)	Исходный установившийся режим: В работе пять балансирующих энергоблоков (Г1-Г5) и один свободный (Г6)	Исходный установившийся режим: В работе два балансирующих энергоблока (Г1, Г4) и два свободных (Г2, Г5)
В	Отказ работающего энергоблока (Г2) и отключение части нагрузки	Отключение всех работающих энергоблоков с последующей работой АВР, вследствие аварийного возмущения во внешней сети. Стабилизация перетока мощности в сечении путем отключения части нагрузки	Отказ работающего энергоблока (Г1) и переход к контролируемому сечению С2-1. Выдача команды на пуск третьего энергоблока (Г3)
С	Выдача команды на пуск третьего энергоблока (Г3), ожидание запуска энергоблока	Выдача команды на пуск энергоблоков, режим работы без энергоблоков	Включение и загрузка третьего энергоблока (Г3) с переходом к контролируемому сечению С1-1. Восстановлен режим до аварийного возмущения
Д	Включение и загрузка третьего энергоблока (Г3)	Включение и загрузка первого энергоблока (Г1) с восстановлением первой части отключенной нагрузки	Отключение свободных энергоблоков (Г2, Г5), вследствие аварийного возмущения во внешней сети. Переход в автономный режим работы ЛИЭС
Е	Включение отключенной части нагрузки, восстановление режима нормального режима	Включение и загрузка второго энергоблока (Г2) с восстановлением второй части отключенной нагрузки	Отказ работающего энергоблока (Г3) и отключение части нагрузки, с выдачей команды на пуск второго энергоблока (Г2)
Ф	–	Включение и загрузка третьего энергоблока (Г3) с восстановлением оставшейся части отключенной нагрузки	Включение и загрузка второго энергоблока (Г2), с последующем включением отключенной части нагрузки



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Сертификат: 02D423A80006B3979E4D49AD4A7C77CE0B
Владелец: ХОЛДИН АЛЕКСАНДР ВАСИЛЬЕВИЧ
Действителен: с 24.06.2025 до 24.09.2026

Копирование, демонстрация, распространение, публикация, иное использование всех или части материалов, содержащихся в СТО 09797721.27.010.01.01-2025 или приложенных к нему материалов, запрещено без предварительного письменного разрешения АО «ТЭСС»

На основе имитации возмущений в симуляторе на каждом часовом интервале годовые величины недоотпуска электроэнергии в результате прерывания электроснабжения для каждого упомянутого случая с учетом вероятностного характера появления аварийного события рассчитываются по формулам:

$$W_{\text{нд.авт}(5)} = \left[q_{\text{ч.Э}} \cdot \left(\sum_{t=0}^6 W_{\text{нагр}}(t) \right) + q_{\text{ч.Э}} \cdot W_{\text{нагр}}(23) + \right. \\ \left. + (q_{\text{ч.Э}} \cdot p_{\text{рем}}) \cdot \left(\sum_{t=8}^{12} W_{\text{нагр}}(t) + \sum_{t=14}^{18} W_{\text{нагр}}(t) \right) \right] \cdot 365 \quad (\text{И.1})$$

$$W_{\text{нд.авт}(6)} = \left[q_{\text{ч.Э}} \cdot \left(\sum_{t=0}^5 W_{\text{нагр}}(t) \right) + (q_{\text{ч.Э}} \cdot p_{\text{рем}}) \cdot \left(\sum_{t=8}^{11} W_{\text{нагр}}(t) + \sum_{t=14}^{18} W_{\text{нагр}}(t) \right) \right] \cdot 365 \quad (\text{И.2})$$

$$W_{\text{нд.авт}(7)} = \left[q_{\text{ч.Э}} \cdot \left(\sum_{t=1}^5 W_{\text{нагр}}(t) \right) + (q_{\text{ч.Э}} \cdot p_{\text{рем}}) \cdot \left(\sum_{t=8}^{11} W_{\text{нагр}}(t) + \sum_{t=14}^{18} W_{\text{нагр}}(t) \right) \right] \cdot 365 \quad (\text{И.3})$$

$$W_{\text{нд.без АОСД}} = \left[q_{\text{ч.ВС}} \cdot \left(\sum_{t=6}^{22} W_{\text{нагр}}(t) \right) \right] \cdot 365 \quad (\text{И.4})$$

$$W_{\text{нд.с АОСД}} = \left[0.5 \cdot (q_{\text{ч.Э}} \cdot q_{\text{ч.ВС}}) \cdot \left(\sum_{t=0}^5 W_{\text{нагр}}(t) \right) + \right. \\ \left. + (q_{\text{ч.Э}} \cdot q_{\text{ч.ВС}} \cdot p_{\text{рем}}) \cdot \left(\sum_{t=8}^{11} W_{\text{нагр}}(t) + \sum_{t=14}^{18} W_{\text{нагр}}(t) \right) \right] \cdot 365 \quad (\text{И.5})$$

где $W_{\text{нд.авт}(n)}$ – годовой недоотпуск энергии в автономном режиме при числе установленных энергоблоков n ,

$W_{\text{нд.без АОСД}}$ – годовой недоотпуск энергии в режиме параллельной работа без АОСД,

$W_{\text{нд.с АОСД}}$ – годовой недоотпуск энергии в режиме параллельной работа с АОСД,

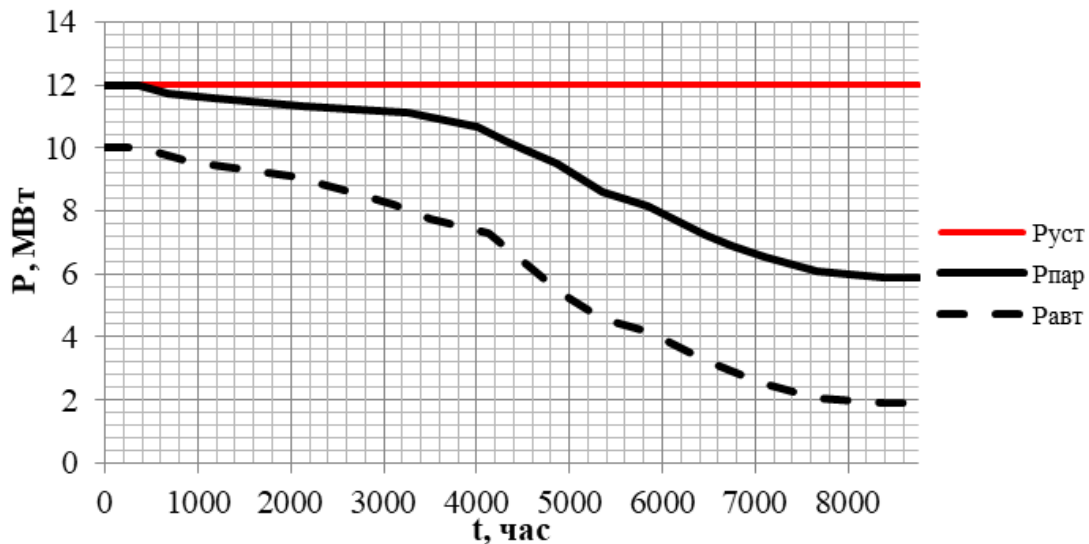
$q_{\text{ч.Э}} \approx 2.78 \cdot 10^{-3}$ – вероятность внутри часового отказа энергоблока,

$q_{\text{ч.ВС}} \approx 2.78 \cdot 10^{-3}$ – вероятность внутри часового отказа внешней сети,

$p_{\text{рем}}$ – вероятность нахождения энергоблока в ремонте,

$W_{\text{нагр}}(t)$ – недоотпуск электроэнергии внутри часа t при прерывании электроснабжения.

График нагрузки генераторов по продолжительности в течение года, используемый при расчете КИУМ, представлен на рисунке И.10.



$P_{\text{пар}}$ – генерация мощности в режиме параллельной работы ЛИЭС; $P_{\text{авт}}$ – генерация мощности в режиме автономной работы ЛИЭС

Рисунок И.10 – Годовые графики генерации электростанции ЛИЭС по продолжительности

Исходя из соотношения площадей графика нагрузки генераторов по продолжительности КИУМ равен:

$$K_{\text{авт}(n)} = 100 \cdot \frac{W_{\text{ген}} - W_{\text{нд.авт}(n)} - (4380 \cdot P_{\text{уст}})}{8760 \cdot P_{\text{уст}}} \quad (\text{И.6})$$

$$K_{\text{без АОСД}} = 100 \cdot \frac{W_{\text{ген}} - W_{\text{ген.без АОСД}} - (4380 \cdot P_{\text{уст}})}{8760 \cdot P_{\text{уст}}} \quad (\text{И.7})$$

$$K_{\text{с АОСД}} = 100 \cdot \frac{W_{\text{ген}} - W_{\text{нд.с АОСД}} - (4380 \cdot P_{\text{уст}})}{8760 \cdot P_{\text{уст}}} \quad (\text{И.8})$$

где $K_{\text{авт}(n)}$ – коэффициент использования установленной мощности в автономном режиме при числе установленных энергоблоков n ;

$K_{\text{без АОСД}}$ – коэффициент использования установленной мощности в режиме параллельной работа без АОСД;

$K_{\text{с АОСД}}$ – коэффициент использования установленной мощности в режиме параллельной работа с АОСД;

$W_{\text{ген}}$ – выработка энергии за год равная потреблению нагрузкой, МВт · ч;

$W_{\text{ген.без АОСД}}$ – недовыработанная энергия при отключениях ЛИЭС от ВС, МВт · ч;

$P_{\text{уст}}$ – установленная мощность станции, МВт.

Значения показателей эффективности рассмотренных вариантов, рассчитанные по формулам (И.1 – И.8) представлены в таблице И.4.

Таблица И.4 – Сравнение показателей эффективности рассмотренных вариантов

Режим ЛИЭС	Количество установленных агрегатов	$W_{нд}, \text{МВт} \cdot \text{ч}$	$W_{нд}\%, \%$	$K_{киум}$
Автономная работа	5	10,798	0,020	0,409
	6	7,882	0,015	0,426
	7	5,832	0,011	0,438
Параллельная работа без АОСД	6	3,583	$6,697 \cdot 10^{-3}$	0,674
Параллельная работа с АОСД	6	0,021	$4,0 \cdot 10^{-5}$	0,697

На рисунке И.11 представлена зависимость расчётных показателей эффективности от параметров конфигурации ЛИЭС в симуляторе (n – числа установленных генераторов, + || раб – нахождения в режиме параллельной работы, + АОСД – действующей АОСД).

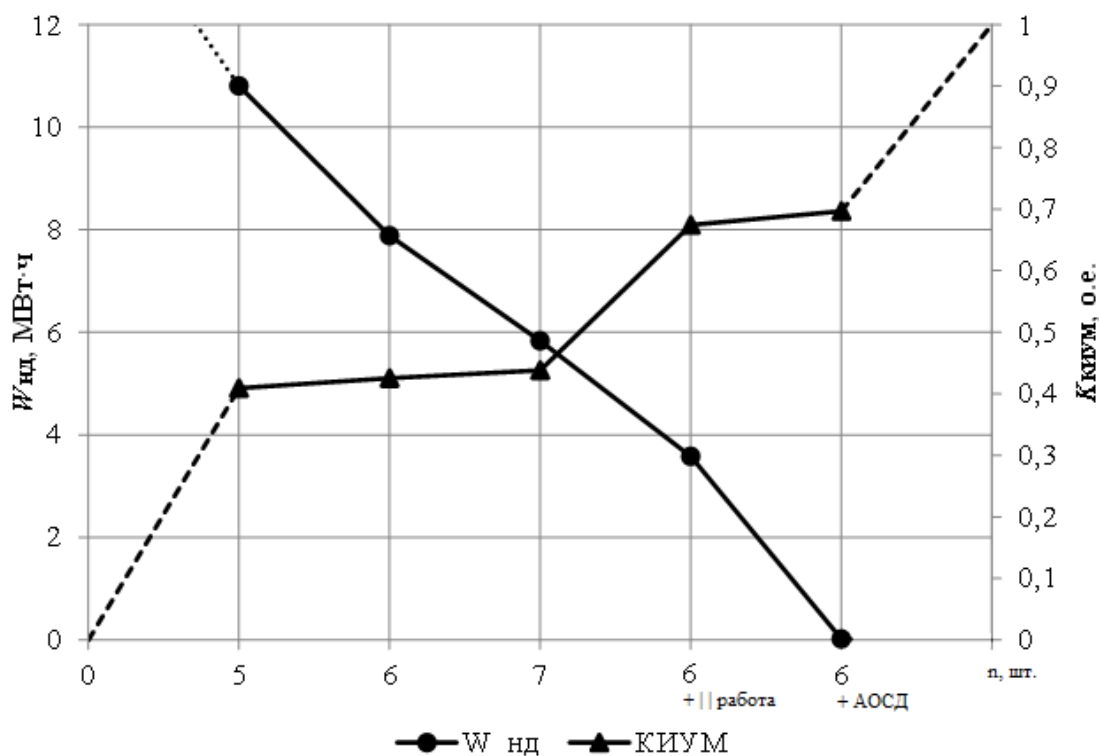


Рисунок И.11 – Зависимость показателей эффективности от параметров конфигурации ЛИЭС

Полученные зависимости показателей эффективности от параметров конфигурации ЛИЭС свидетельствуют об уменьшении недоотпуска электроэнергии при увеличении числа агрегатов на электростанции при неизменяемой установленной мощности в автономном режиме. При расчете экономических показателей эффективности на базе полученных технических показателей (капитальные вложения, сроки окупаемости инвестиций, ущерб от нарушений электроснабжения, недоотпуска электроэнергии (э/э) и др. можно выбрать оптимальное число и мощности энергоблоков на электростанции.

В свою очередь переход к параллельной работе увеличивает КИУМ в зависимости от разрешенной величины выдачи мощности во внешнюю сеть. Чем больше разрешенная величина перетока через сечение, тем выше КИУМ. При этом величина ограничения сечения

также влияет на величину недоотпуска э/э. Чем больше разрешенный переток через сечение, тем меньше $W_{нд}$. При этом использование специальной автоматики противоаварийного опережающего сбалансированного деления позволяет существенно снизить величину недоотпуска э/э, тем самым повысить надежность электроснабжения без изменения допустимой величины перетока через сечение, что зачастую в реальной жизни не предоставляется возможным.

И.5 Заключение

Развитие цифровых двойников (симуляторов режимов и управления) ЛИЭС и других объектов с малой генерацией позволяет применять их не только в качестве средств обучения специалистов по управлению и подготовке оперативного персонала, но и в качестве средств моделирования при получении ключевых для проектирования интегральных технических характеристик эффективности принимаемых решений по основному оборудованию, способам и системам управления режимами, осуществления параллельной работы малой генерации при ее интеграции в сети централизованного энергоснабжения.

Представленная постановка задачи применения симулятора для расчета интегральных показателей сравнительной эффективности вариантов ЛИЭС и управления их режимами, демонстрация ее решения могут использоваться при создании автоматизированных методик сравнения альтернатив при проектировании объектов с малой генерацией, а общий подход – и к объектам другого рода.

Приложение К
(справочное)**ПТК ЛИЭС. Функции ПТК ЛИЭС микрорайона с учётом его взаимодействия с блочной автоматикой Terberg**

Сведения о ПТК и его применении при создании ЛИЭС представлены в [7,8].

К.1 Оперирование**К.1.1 Ввод в работу энергоблоков (ГПУ)**

Для ввода энергоблока в работу ПТК дает команду контроллеру энергоблока Terberg (логический сигнал) ввода энергоблока в работу.

Terberg готовит энергоблок к включению по внутренней программе:

- осуществляет его запуск с набором номинальной частоты и напряжения;
- осуществляет его включение с синхронизацией на шины ЗРУ 10 кВ (режим off load);
- по команде on load осуществляет загрузку энергоблока в процессе перераспределения нагрузки между блоками (выравнивание загрузки блока);
- в режиме параллельной работы с сетью (по флагу от ПТК) переводит энергоблок в режим выдачи заданной мощности и заданного $\cos(\varphi)$.

К.1.2 Вывод из работы энергоблоков (ГПУ)

К.1.2 Для вывода энергоблока из работы ПТК:

- дает команду Terberg на вывод энергоблока с отключением и остановом;
- Terberg запускает и исполняет команду off load, отключает энергоблок от шин и запускает команду останова энергоблока с погашением момента и возбуждения;
- запускает команду Stop с переводом энергоблока в режим «Отключено».

К.1.3 Синхронизация генераторов с шиной

К.1.3 Синхронизация генераторов с шиной осуществляется по алгоритму синхронизации Terberg.

Синхронизация ЛИЭС по сечению (на выключателе линии) осуществляется следующим образом:

- ПТК1 дает команду ПТК2 на включение выключателя линии при выполнении условий синхронизации;
- ПТК2 производит синхронизированные векторные измерения с двух сторон отключенного выключателя, рассчитывает разницу модулей напряжений и частоты, результаты передаются по оптическому каналу в ПТК1.
- ПТК1 изменяет мощность используемого для синхронизации генератора для подгонки частоты, а также корректирует напряжение (больше/меньше) для подгонки модулей напряжений;

- ПТК2 выдает сигнал на включение выключателя линии при выполнении всех трех условий синхронизации;

- после включения выключателя линии команда отменяется.

К.1.4 Восстановление нормального режима

Автооператор в непрерывном режиме контролирует класс текущего состояния ЛИЭС. Для этого выявляется (идентифицируется) возникновение установившегося режима (по отсутствию значимых изменений контролируемых параметров).

Для установившегося режима определяется его принадлежность к одному из классов множества состояний.

Если выявляется ненормальный класс состояния ЛИЭС, то автооператор по маршрутной карте реализует программы перевода состояния ЛИЭС в один из нормальных классов (нормальный автономный режим, нормальный режим параллельной работы с сетью).

Предпочтение имеет класс нормальной параллельной работы с сетью.

К.1.5 Перевод ЛИЭС в островной режим

Перевод ЛИЭС из режима параллельной работы с сетью в автономный осуществляет автооператор по соответствующей маршрутной карте.

Инициализация перевода возникает вследствие:

- запрета на параллельную работу со стороны центра управления сетями внешней электрической сети;
- запрета на параллельную работу со стороны оперативного персонала ЛИЭС;
- возникновении нарушений в работе ПТК1, ПТК2, каналов связи, измерительных и контрольных цепях.

К.1.6 Перевод ЛИЭС в режим параллельной работы с сетью

К.1.6 Перевод ЛИЭС в режим параллельной работы с сетью осуществляет автооператор по соответствующей маршрутной карте.

Условиями запуска (инициализации) перевода являются:

- отсутствие параллельной работы;
- отсутствие каких-либо запретов на параллельную работу;
- исправность всего комплекса ПТК, в т.ч. системы измерений, контроля, каналов связи.

К.1.7 Перевод группы энергоблоков в режим регулирования частоты

Перевод группы энергоблоков в режим регулирования частоты производится в двух ситуациях:

- при прерывании электрической связи ЛИЭС с внешней электрической сетью (обеспечивается автооператором ПТК снятием флага параллельной работы);

- при возникновении существенных отклонений частоты (более 0,2 Гц) (обеспечивается Terberg).

К.1.8 Перевод группы энергоблоков в режим регулирования мощности

Перевод производится автооператором выставлением флага («параллельная работа») после синхронизации ЛИЭС с внешней электрической сетью.

Диагностическим признаком параллельной работы является включенное состояние выключателей в цепи выдачи мощности, а для достоверизации используется наличие перетока мощности по связи ЛИЭС с внешней электрической сетью.

К.2 Противоаварийное управление

ПО АОСД ПТК отстроен от скачков напряжения в сети при ведении нормальных и послеаварийных режимов и срабатывает по опасному снижению напряжения прямой последовательности или возникновению недопустимой обратной последовательности на шинах РП-3.

Время срабатывания ПО не более 20 мс.

Время отключения ЛИЭС от внешней электрической сети не более 70 мс.

Сбалансированность ЛИЭС при отделении достигается одним из двух способов, а для надежности – их одновременным использованием:

- практически одновременным с отделением ЛИЭС отключением части генераторов (генераторов, работающих на выдачу мощности во внешнюю электрическую сеть);
- селективным опережающим отключением указанных генераторов за счет выбора и реализации соответствующих уставок по времени при увеличении частоты.

Так, отключаемые генераторы должны иметь, например, нулевую задержку на отключение при увеличении частоты на (0,15 – 0,2) Гц, а остальные генераторы в этом диапазоне более 1 с, а без задержки при повышении частоты более (3 – 5) Гц.

Предотвращение и ликвидация нарушений ограничений на режимные параметры энергоблоков и линий в схеме выдачи мощности.

Автооператор поддерживает допустимость режима энергоблоков в автономном режиме путем изменения состава включенных в работу генераторов. При этом обеспечивается загрузка каждого из энергоблоков выше технологического минимума 1000 кВт и ниже допустимой загрузки по условию устойчивости распределения нагрузки между энергоблоками 1800 кВт.

Отключение работающего энергоблока производится при условиях:

- загрузки работающих блоков ниже технологического минимума;
- наличии тренда на снижение загрузки работающих энергоблоков и достижении загрузки на 5 % выше технологического минимума. Запуск и включение дополнительного энергоблока осуществляется при условиях:
- загрузки работающих блоков выше технологического максимума;

- наличии тренда на увеличение загрузки работающих энергоблоков и достижении их загрузки на 5 % ниже технологического максимума.

В режиме параллельной работы с внешней электрической сетью автооператор предотвращает превышение выдаваемой в сеть мощности по сечению (линии на РП-3) выше установленного предела 10000 кВт.

Следует учесть, что для режима параллельной работы желательно иметь загрузку включенных энергоблоков около 1800 кВт, что, как правило, соответствует максимуму КПД и оставляет некоторый резерв для регулирования перетока.

Также, при определении состава включенных энергоблоков должны быть учтены допустимые в режиме автономной работы набросы мощности на работающие блоки 200 кВт (приблизительно) и сбросы 150 кВт (приблизительно).

По совокупности данных требований автооператором определяется, как состав работающих блоков, так и число отключаемых блоков для балансирования ЛИЭС автоматикой АОСД.

К.3 Режимное управление

Регулирование частоты в островном режиме осуществляет Terberg.

Регулирование (ограничение) сальдо перетока с внешней электрической сетью в режиме параллельной работы выполняет автооператор, осуществляющий ввод в работу/вывод энергоблоков по условиям:

- желаемой выдачи мощности в сеть (максимально возможной или соответствующей заданному графику);
- не превышения заданного ограничения на сальдо переток (по линии РП-3 – ПС РЭС);
- допустимой несбалансированности ЛИЭС при АОСД.

Регулирование напряжения в островном режиме осуществляет Terberg на основе заданных уставок. Оператору доступно ручное изменение уставок в режиме «добавить/убавить».

Регулирование сальдо перетока реактивной мощности по сечению осуществляется автооператором заданием фиксированного $\cos(\varphi)$ генераторам Мини-ТЭЦ. Учитывая, что $\cos(\varphi)$ нагрузки ЛИЭС близок к единице, обеспечиваемые генераторами $\cos(\varphi)$ близки к $\cos(\varphi)$ перетока мощности по сечению.

Автооператор имеет возможность регулировать напряжение на шинах ПС РЭС, осуществляя косвенное измерение этого напряжения по измерениям на РП-3 и изменяя задаваемые генераторам $\cos(\varphi)$.

К.4 Контроль и измерение

К.4.1 Контроль текущего коммутационного состояния схемы сети, срабатывания защиты

К.4.1.1 Контроль текущего коммутационного состояния схемы сети, срабатывания защит производится по данным ТС.

К.4.1.2 Для достоверности данных о состоянии выключателя используется два сигнала:

- отключен;
- включен.

К.4.1.3 О срабатывании защит свидетельствует один сигнал, который снимается оперативным персоналом.

К.4.2 Измерение режимных параметров для управления мощностью, синхронизации, проверки их допустимости

К.4.2.1 Первичными данными являются трёхфазные сигналы с ТН и ТТ. Сигналы оцифровываются с частотой 4 кГц и поступают в расчетно-измерительный блок вместе с синхронизирующими сигналами спутников. Расчетно-измерительный блок осуществляет выделение основных гармоник токов и напряжений и их векторизацию (представление модулем и фазой, выделение из трехфазных векторных измерений прямой и обратной последовательностей). По векторным значениям напряжения и тока осуществляется расчет активных и реактивных мощностей, сглаживание их значений в скользящих временных окнах.

К.4.2.2 Измерения выполняются независимо в ПТК1 и ПТК2. ПТК2 передает синхронизированные (с отметками времени) измерения в ПТК1 по оптическим каналам связи, где они используются для регулирования режимов выработки ЭЭ, напряжения, осуществления синхронизации.

К.4.3 Достоверизация коммутационного состояния и измеряемых параметров схемы выдачи мощности

Достоверизация коммутационного состояния и измеряемых параметров схемы выдачи мощности осуществляется:

- сопоставлением данных ТС и ТН (в разомкнутых цепях должен быть нулевой ток, в отключенных элементах должен быть нулевой ток и отсутствовать напряжение);
- достоверность напряжений проверяется их равенством при работе нескольких ТН в одном узле.

К.5 Блокировки и превентивные действия

Автоматика осуществляет блокировку недопустимых включений ЛИЭС на параллельную работу с внешней электрической сетью на РП-З (на выключателях линий связи с ПС РЭС).

Блокировка сигналов управления на включение соответствующих выключателей производится путем их запрета при наличии запретов на параллельную работу (со стороны внешней сети или ЛИЭС), нарушениях в работе автоматики, каналов связи, невыполнении условий синхронизации.

Превентивный перевод ЛИЭС в островной режим при технологических нарушениях, запретах на параллельную работу осуществляется автооператором с разгрузкой до нуля перетока по сечению с внешней сетью и последующим отключением выключателя, переводом ЛИЭС в режим автономной работы. При этом изменяется количество включенных в работу

генераторов и режим их работы (осуществляется переход к регулированию частоты и напряжения).

К.6 Сигнализация и визуализация

Визуализация текущего коммутационного состояния схемы осуществляется на мониторе на схеме соединений для всех выключателей ГРУ, ЗРУ и РП-З. Недостоверное состояние выделяется мерцающей заливкой.

Классы состояний ЛИЭС создают обобщенное представление о её режиме и отражаются на маршрутной карте, также представленной на мониторе.

Визуализация режимных параметров и ограничений осуществляется на мониторе в предусмотренных окнах с обозначениями. Нарушение установленных ограничений отражается изменением цвета и появлением сообщений.

Визуализация функциональной готовности (неготовности) подсистем управления осуществляется на структурной схеме автоматики с выделением неработоспособных элементов.

Сигнализация о нарушениях в объекте и системе управления осуществляется подачей звукового сигнала и выводом на монитор соответствующих сообщений

К.7 АРМ оператора и сервисного инженера

В составе автоматики предусмотрены АРМ оперативного персонала, технолога и сервисного инженера.

Интерфейс АРМа состоит из шести видеокадров.

Приложение Л
(справочное)

ПТК ЛИЭС.
Требования и пример выбора уставок срабатывания пускового органа АОСД

Л.1 Автоматика АОСД ЛИЭС, реализующая опережающее сбалансированное отделение, должна срабатывать:

- при всех КЗ с глубоким снижением напряжения прямой последовательности в приемной или передающей части энергосистемы (ниже $0,7 \cdot U_{ном}$), так как это приводит к ускорению роторов синхронных генераторов энергоблока и увеличению их взаимного угла по отношению к эквивалентному вектору ЭДС приемной системы (внешней сети), вероятности возникновения ударных моментов при отключении КЗ;

- при всех автоматических отключениях, питающих ПС присоединения ЛИЭС линий 110 кВ, по условию обязательности отключения подпитки поврежденной линии;

- при КЗ в общей распределительной сети 10 кВ ПС присоединения и сети ЛИЭС продолжительностью более 0,02 с, так как это приводит к ускорению ротора синхронного генератора энергоблока и увеличению угла, вероятности возникновения ударных моментов при отключении КЗ;

- при возникновении напряжений обратной последовательности на шинах генераторов энергоблоков ЛИЭС (на шинах близлежащих распределительных пунктов и подстанций, практически то же самое) выше уставки их защиты по напряжению обратной последовательности продолжительностью более 0,02 с, так как это может приводить к отключению генераторов внутренними защитами.

Л.2 Расчетными условиями для определения уставок срабатывания ПО АОСД являются:

- симметричные и несимметричные КЗ в сети 110 кВ в районе ПС присоединения ЛИЭС;
- симметричные и несимметричные КЗ в общей сети 10 кВ ПС присоединения ЛИЭС;
- режим двухстороннего отключения питающих линий 110 кВ внешней сети.

Л.3 АОСД не должна срабатывать при любых оперативных коммутациях в сети 10 кВ локальной системы электроснабжения и 110 кВ прилегающего района сети внешней энергосистемы, хотя срабатывание не приводит к аварийным последствиям, но является излишним.

Л.4 Для определения настроек ПО АОСД использованы условия присоединения на параллельную работу с РЭС ЕЭС (к ПС «XXX») энергоблоков ЛИЭС ж/м «Березовое». Схема фрагмента электрической сети присоединения ЛИЭС к внешней сети для определения уставок ПО АОСД представлена на рисунке Л.1.

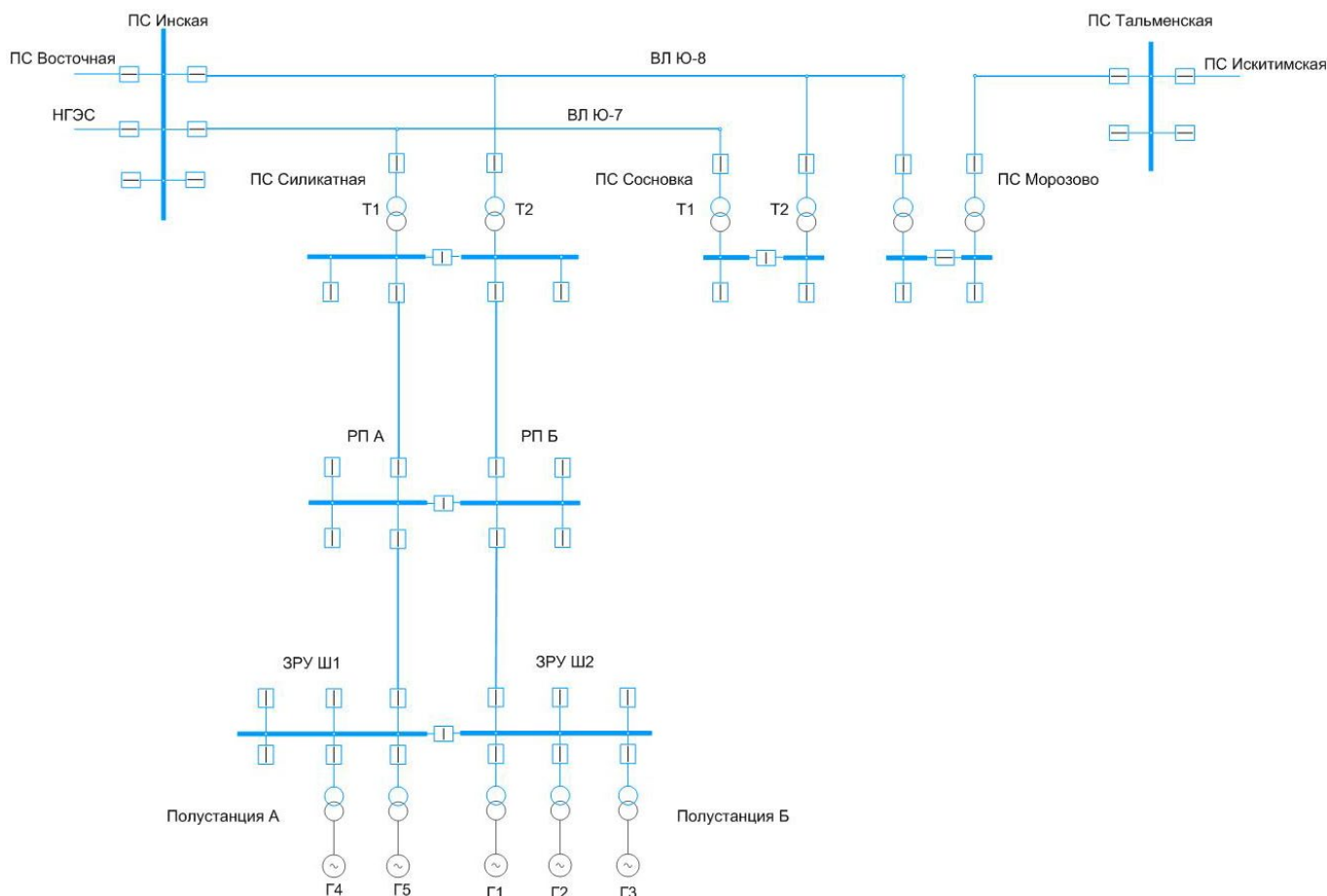


Рисунок Л.1 – Схема фрагмента электрической сети с присоединенной ЛИЭС

Л.5 Расчетные условия для определения уставки пускового органа АОСД:

- одно-, двух-, трехфазные КЗ в сети 110 кВ на ПС Инская (для отключения подпитки от энергоблока при КЗ на линиях 110 кВ Ю-7, Ю-8, для безопасности энергоблока в связи с возможностью возникновения ударных моментов на валах синхронных генераторов);
- одно-, двух-, трехфазные КЗ в сети 110 кВ на ПС Силикатная (для отключения подпитки от энергоблока при КЗ на линиях 110 кВ Ю-7, Ю-8, для безопасности энергоблока в связи с возможностью возникновения ударных моментов на валах синхронных генераторов);
- двух-, трехфазные КЗ в сети 10 кВ ПС Силикатная (для безопасности энергоблока в связи с возможностью возникновения ударных моментов на валах синхронных генераторов, а также для отключения подпитки КЗ генераторами энергоблока);
- двух-, трехфазные КЗ в сети 10 кВ энергоблока (для безопасности энергоблока в связи с возможностью возникновения ударных моментов на валах синхронных генераторов, а также для отключения мощной подпитки КЗ со стороны РЭС);
- отключение линий Ю-7, Ю-8 любыми защитами, в том числе резервными защитами, или при ложном срабатывании.

Л.6 По результатам проведенного моделирования определены условия параллельной работы:

- ЛИЭС практически не влияет на работу дистанционных защит ЛЭП 110 кВ Ю-7, Ю-8;

- присоединение энергоблоков ЛИЭС стабилизирует напряжения в сети 10 кВ ПС Силикатная (в виду наличия синхронных генераторов и АРВ);

- время срабатывания АОСД с отключением выключателя порядка 0,1 с;

- срабатывание АОСД осуществляется по снижению напряжения прямой последовательности ниже уставки прямой последовательности или возникновения обратной последовательности выше уставки обратной последовательности за один-два периода промышленной частоты (0,02 – 0,04) с;

- ввиду большой мощности системы в районе ПС «Инская», снижение напряжения на её шинах и на шинах ПС «Силикатная» при КЗ на ПС «Морозово», «Тальменская» незначительное.

Л.7 Выбор уставки срабатывания АОСД по напряжению:

- уставка должна быть ниже (отстраивается от) максимальных снижений напряжения прямой последовательности при нормальном оперировании сетью (режимных изменений напряжения, изменении напряжения при коммутациях нагрузки и энергоблоков в сети 10 кВ ПС примыкания), срабатывания не должно быть;

- уставка по напряжению прямой последовательности должна быть выше максимально допустимого снижения напряжения прямой последовательности (по условию вероятного возникновения недопустимых динамических моментов на валах генераторов ТЭС – около 0,65 от номинального), а уставка по напряжению обратной последовательности ниже уставки срабатывания защиты от напряжения обратной последовательности генераторов энергоблока для всех случаев;

- коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,2.

Л.8 С учетом условий, указанных в Л.7 рекомендованы уставки АОСД, удовлетворяющие всем требованиям:

- по напряжению прямой последовательности – 8,0 кВ;

- по напряжению обратной последовательности – 1,6 кВ.

Л.9 В результате моделирования и выполненных расчетов сделаны выводы о том, что:

- снижение напряжений прямой последовательности и возникновение напряжений обратной последовательности в сети происходит для всех расчетных случаев;

- требуемая надежность срабатывания ПО АОСД обеспечивается выбранными уставками во всех расчетных случаях;

- при технологических включении/отключении фидеров нагрузки ЛИЭС и генераторов ТЭС срабатываний ПО АОСД не происходит.

Приложение М
(справочное)

ПТК ЛИЭС.

Пример карт настройки ПТК ЛИЭС микрорайона, защиты энергоблоков Мини-ТЭЦ ЛИЭС

М.1 Состав автоматики

Состав автоматики:

- противоаварийная (АОСД, АВР, УРОВ);
- режимная (регуляторы, технологические ограничения, синхронизатор) автоматики;
- автооператор (критические времена выполнения команд, выдачи сообщений);
- релейная защита элементов электрической сети ЛИЭС;
- защиты энергоблоков.

М.2 Карты настройки

Карты настройки автоматики ЛИЭС и защит энергоблоков приведены в таблицах М.1 – М.20.

Таблица М.1 – Карта настройки пускового органа АОСД

Параметр	Обозначение	Значение	Примечание
1 Напряжение срабатывания при провалах напряжения прямой последовательности на шинах РП 39201	$U_{1\text{мин}}$	8 кВ линейное	Действует на отключение выключателей линий связи с ПС «Силикатная» со стороны РП39201 (ВЗ, В8). Отстраивается от технологических изменений напряжения в нормальных и послеаварийных режимах.
2 Напряжение срабатывания при возникновении напряжения обратной последовательности на шинах РП 39201	$U_{2\text{макс}}$	2 кВ линейное	Действует на отключение выключателей линий связи с ПС «Силикатная» со стороны РП39201 (ВЗ, В8). Отстраивается от срабатывания на отключение защит ГПУ при превышении 2 кВ продолжительностью более 0,1 с.
3 Время срабатывания ПО АОСД	-	0,023 с	Измерительная задержка

Таблица М.2 – Карта настройки УРОВ по сечению, используемому АОСД (ПО АОСД)

Параметр	Обозначение	Значение	Примечание
Выдача сигналов на отключение смежных выключателей на РП39201 (В5, В10) при неотключении основных после команды на отключение основных выключателей (В3, В8)	-	0,083 с	Время отключения выключателей 0,06 с.

Таблица М.3 – Карта настройки УРОВ на энергоблоке (Micom)

Параметр	Обозначение	Значение	Примечание
Выдача сигналов на отключение всех генераторных и вводных выключателей ГРУ (В4, В5) при срабатывании защиты генератора и неотключении генераторного выключателя	-	0,2 с	Время отключения выключателей 0,055 с.

Таблица М.4 – Карта настройки АЧР на ПС присоединения ЛИЭС к сети ЦСЭ

Параметр	Обозначение	Значение	Примечание
Отключение фидеров связи 10 кВ с РП 39201 со стороны ПС «Силикатная»	$f_{\text{АЧР}}$	49 Гц	Работа АЧР на ПС «Силикатная»

Таблица М.5 – Карта настройки АВР на ПС присоединения ЛИЭС к сети ЦСЭ

Параметр	Обозначение	Значение	Примечание
1 Отключение со стороны ПС присоединения ЛИЭС к сети ЦСЭ фидеров связи 10 кВ с РП-3	-	Факт отключения вводного выключателя 10 кВ на ПС (например, газовой защитой трансформатора) 0,1 с	Время отключения выключателей 0,06 с
2 Включение секционного выключателя	$t_{\text{АВР}}$	2 с	Объединение шин ПС «Силикатная»

Таблица М.6 – Карта настройки АВР на РП-3 (предшествующий режим – островной)

Параметр	Обозначение	Значение	Примечание
1 Включение питания со стороны РЭС при погашении напряжения на шинах РП-3 (ВЗ или В8)	t_{ABP}	2 с	Включение выключателя на одной из связей с ПС «Силикатная» Время включения выключателя 0,06 с
2 Восстановление нормального режима производится автооператором ПТК после снятия запрета параллельной работы. При запрете параллельной работы возможно в режиме полуавтоматического или ручного управление запуск Энергоблока с работой на ГРУ ГПУ после отключения связей между ГРУ ГПУ и ЗРУ ГПФ.	-	-	-

Таблица М.7 – Карта настройки АВР на РП 39201 (предшествующий режим – параллельный)

Параметр	Обозначение	Значение	Примечание
1 Включение питания со стороны РЭС (ВЗ или В8) после отключения связи с ПС «Силикатная» с погашением напряжения на шинах РП-3 при погашении энергоблока.	t_{ABP}	2 с	Включение выключателя на одной из связей с ПС «Силикатная» Время включения выключателя 0,06 с
2 Восстановление нормального режима с параллельной работой производится автооператором ПТК.	-	-	-

Таблица М.8 – Уставки токовых защит на выключателях сети ЛИЭС

Параметр	Обозначение	Значение	Примечание
1 Задержка на срабатывание токовой защиты на выключателях сечения для отделения ЛИЭС (токовая отсечка) (ВЗ, В8)	-	0 с	Время срабатывания защиты и отключения КЗ 55 мс. Остальные выключатели в сети имеют задержку токовой защиты не менее 0,1 с для обеспечения каскадного отключения короткого замыкания при наличии двух источников (сеть РЭС, энергоблок)

Окончание таблицы М.8

Параметр	Обозначение	Значение	Примечание
2 Ток срабатывания токовой отсечки	$I_{сраб}$	Согласно проекту	
3 Задержка на срабатывание токовой защиты на выключателях фидеров нагрузки	-	Согласно проекту	Задержка обеспечивает селективное срабатывание при каскадном отключении тока КЗ в режиме параллельной работы
4 Ток срабатывания токовой защиты на всех выключателях элементов электрической сети ЛИЭС	$I_{сраб}$	Согласно проекту	Селективность обеспечивается выдержками времени
5 Задержка на срабатывание токовой защиты на выключателях линий РУ ГПУ – ЗРУ ГРУ (В4, В5, В8, В13)	-	Согласно проекту	-
6 Задержка на срабатывание токовой защиты на выключателях линий РУ ГПУ – РП39201 (В9, И10 РУ ГПУ, В5, В10 РП39201)	-	Согласно проекту	-
7 Задержка на срабатывание токовой защиты на выключателях генераторов	-	0,1 с	-
<p>Уставки токовых защит на выключателях сети ЛИЭС:</p> <ul style="list-style-type: none"> - максимальный рабочий ток в элементах схемы выдачи мощности – около 600 А; - максимальный ток КЗ в островном режиме (вынужденная составляющая) – около 2,5 кА; - подпитка точки КЗ от внешней сети при параллельной работе – около 8 кА. <p>Ввиду малых электрических сопротивлений элементов сети и особенностей КС схемы выдачи мощности расчетные токи КЗ во всех точках можно принять одинаковыми:</p> <ul style="list-style-type: none"> - в автономном режиме – 2,5 кА; - в режиме параллельной работы – 10,5 кА. 			

Таблица М.9 – Уставки защиты энергоблоков (Micom, Terberg, ПТК)

Параметр	Обозначение	Значение	Примечание
1 Задержка дифференциальной защиты генераторов	-	0 с	-
2 Защита от провала напряжения прямой последовательности	$U1_{\text{мин}}$	8,5 кВ	-
3 Задержка срабатывания защиты от провала напряжения прямой последовательности	-	2 с	Отстраивается от отключений АОСД внешних КЗ (в сети РЭС). Максимальное время отключения 0,08 с.
4 Защита от возникновения напряжения обратной последовательности	$U2_{\text{макс}}$	2,1 кВ	-
5 Задержка срабатывания защиты от возникновения напряжения обратной последовательности	-	0,1 с	Отстраивается от отключений АОСД внешних несимметричных КЗ (в сети РЭС). Максимальное время отключения 0,08 с.
6 Защита от недопустимого повышения частоты в ЛИЭС	-	55 Гц, 0 с 54 Гц, 1 с 53 Гц, 10 с 52 Гц, 30 с	Отключение генераторов согласно временным диаграммам

Таблица М.10 – Технологические настройки автоматики энергоблоков

Параметр	Обозначение	Значение	Примечание
1 Технологический минимум энергоблоков	-	1000 кВт	-
2 Технологический максимум энергоблоков в режиме автономной работы ЛИЭС	-	1500 кВт	1300 кВт в период опытной эксплуатации
3 Технологический максимум энергоблоков регулируемой группы в режиме параллельной работы ЛИЭС (при работе в коридоре)	-	1800 кВт	От 1400 до 1500 кВт в период опытной эксплуатации
4 Технологический максимум свободных энергоблоков, работающих на выдачу во внешнюю сеть	-	От 1050 до 1300 кВт	Определяются условием повторного экспресс запуска после отключения от АОСД

Окончание таблицы М.10

Параметр	Обозначение	Значение	Примечание
5 Максимальное время запуска энергоблока с включением на шины	-	300 с	При превышении времени пуска выдается команда на останов энергоблока с изменением его статуса на «Сервис»
6 Максимальное время открытия газового клапана после выдачи команды на запуск энергоблока	-	140 с	При превышении времени пуска выдается команда на останов энергоблока с изменением его статуса на «Сервис»
7 Уставка по напряжению для регуляторов в режиме автономной работы	-	10,5 кВ	-
8 Уставка $\cos(\varphi)$ для режима параллельной работы	-	0,97	Режим выдачи реактивной мощности
9 Уставки по частоте для перехода от регулирования перетока (режим параллельной работы) к регулированию частоты	-	50,2 Гц 49,8 Гц	Выход частоты за указанные пределы свидетельствует о прекращении режима параллельной работы, в том числе без предшествующего КЗ в сети
10 Уставка отключения генераторов, работающих на выдачу мощности во внешнюю сеть, по частоте	-	52 Гц	Возможность предусматривается. Может не использоваться. Отключение резервирует неполучение сигнала на отключение от ПО АОСД
11 Задержка на отключение генераторов, работающих на выдачу мощности во внешнюю сеть	-	0 с	-

Таблица М.11 – Технологические настройки автоматики энергоблоков

Параметр	Обозначение	Значение	Примечание
1 Допустимая разница модулей напряжений на выключателях	-	0,1 кВ	-
2 Допустимая разница углов векторов напряжения на выключателях	-	5°	-
3 Допустимая разница частот векторов напряжения на выключателях	-	0,1 Гц	-

Таблица М.12 – Технологические настройки защиты минимального напряжения (27) энергоблоков

Действие	Режим ГПУ			
	автономный		параллельная работа	
	Условие отключения, % (В)	Время отключения, с	Условие отключения, % (В)	Время отключения, с
1 «Сигнал» инверсная характеристика	90 (9450)	1,5	98 (10290)	1,0
2 «Отключение»	85 (8925)	2,1	90 (9450)	1,0
3 «Отключение» инверсная характеристика	-	-	85 (8925)	0,5
4 «Отключение»	-	-	80 (8400)	0,2

Таблица М.13 – Технологические настройки защиты максимального напряжения (59) энергоблоков

Действие	Режим ГПУ			
	автономный		параллельная работа	
	Условие отключения, % (В)	Время отключения, с	Условие отключения, % (В)	Время отключения, с
1 «Сигнал» инверсная характеристика	110 (11500)	1,5	110 (11500)	1,5
2 «Отключение» инверсная характеристика	115 (12075)	1,5	115 (12075)	1,5
3 «Отключение»	120 (12600)	0,5	120 (12600)	0,5

Таблица М.14 – Технологические настройки защиты максимального напряжения обратной последовательности (59) энергоблоков

Действие	Режим ГПУ			
	автономный		параллельная работа	
	Условие отключения, % (В)	Время отключения, с	Условие отключения, % (В)	Время отключения, с
1 «Сигнал» инверсная характеристика	10 (1050)	1,0	5 (525)	1,0
2 «Отключение»	-	-	10 (1050)	1,0
3 «Отключение» инверсная	15 (1575)	1,0	15 (1575)	0,4

характеристика				
4 «Отключение»	20 (2100)	0,1	20 (2100)	0,1

Таблица М.15 – Технологические настройки максимальной токовой защиты (51) энергоблоков

Действие	Режим ГПУ			
	автономный		параллельная работа	
	Условие отключения, % (А)	Время отключения, с	Условие отключения, % (А)	Время отключения, с
1 «Сигнал» инверсная характеристика	110 (151)	2,5	110 (151)	2,5
2 «Отключение» инверсная характеристика	140 (193)	0,5	140 (193)	0,5
3 «Отключение»	160 (220)	0,5	160 (220)	0,5

Таблица М.16 – Технологические настройки максимальной токовой защиты (46) энергоблоков

Действие	Режим ГПУ			
	автономный		параллельная работа	
	Условие отключения, % (А)	Время отключения, с	Условие отключения, % (А)	Время отключения, с
1 «Сигнал» инверсная характеристика	-	-	10 (13)	2,0
2 «Отключение» инверсная характеристика	-	-	15 (20)	0,4
3 «Отключение»	-	-	20 (27)	0,1

Таблица М.17 – Технологические настройки защиты по прямой мощности (32Р) энергоблоков

Действие	Режим ГПУ			
	автономный		параллельная работа	
	Условие отключения, % (кВт)	Время отключения, с	Условие отключения, % (кВт)	Время отключения, с
1 «Сигнал» инверсная характеристика	100 (2000)	1,0	100 (2000)	1,0

2 «Отключение» инверсная характеристика	105 (2100)	1,0	105 (2100)	1,0
3 «Отключение»	115 (2300)	0,0	115 (2300)	0,0

Таблица М.18 – Технологические настройки защиты по обратной мощности (32P) энергоблоков

Действие	Режим ГПУ			
	автономный		параллельная работа	
	Условие отключения, % (кВт)	Время отключения, с	Условие отключения, % (кВт)	Время отключения, с
1 «Сигнал» инверсная характеристика	5 (100)	1,0	5 (100)	1,0
2 «Отключение» инверсная характеристика	10 (200)	1,0	10 (200)	1,0
3 «Отключение»	20 (400)	0,3	20 (400)	0,0

Таблица М.19 – Технологические настройки защиты от снижения частоты энергоблоков

Действие	Режим ГПУ			
	автономный		параллельная работа	
	Условие отключения, % (Гц)	Время отключения, с	Условие отключения, % (Гц)	Время отключения, с
1 «Сигнал» инверсная характеристика	2 (49,0)	1,00	1 (49,5)	0,10
2 «Отключение» инверсная характеристика	6 (47,0)	1,00	10 (48,0)	1,00
3 «Отключение»	8 (46,0)	0,30	20 (46,0)	0,02

Таблица М.20 – Технологические настройки защиты от повышения частоты энергоблоков

Действие	Режим ГПУ			
	автономный		параллельная работа	
	Условие отключения, % (Гц)	Время отключения, с	Условие отключения, % (Гц)	Время отключения, с
1 «Сигнал» инверсная характеристика	2 (51,0)	1,0	2 (51,0)	0,1
2 «Отключение» инверсная характеристика	3 (51,5)	3,0	3 (51,5)	1,0
3 «Отключение»	5 (53,0)	3,0	6 (53,0)	0,4

Токовые защиты генераторов (Micom)

$$I_{\text{дзг}} = 28 \text{ A}$$

$$I_{\text{мтз1}} = 208 \text{ A}, 0,15 \text{ с}$$

$$I_{\text{мтз2}} = 208 \text{ A}, 1,8 \text{ с}$$

$$I_{\text{знз}} = 4,1 \text{ A}$$

$$P_{\text{обр.м.}} = 100 \text{ кВт}$$

Приложение Н
(справочное)

Испытания ПТК и ЛИЭС.

Испытания ПТК и ЛЭС с подключением к сети ЦСЭ через РП на физической модели энергосистем

Н.1 Описание физической модели ЭС

Н.1.1 Для подтверждения работоспособности и эффективности АОСД, а также в целом автоматики управления ее режимами с помощью ПТК используется физическая модель ЛИЭС с возможностью параллельной работы с внешней сетью, удовлетворяющая всем необходимым для этого требованиям. Моделируется реальный объект ЛИЭС микрорайона, подключаемая к региональной электрической сети ЕЭС России. Схема испытательной установки – физической модели ЛИЭС с прямым включением на параллельную работу с внешней сетью через РП приведена на рисунке Н.1.

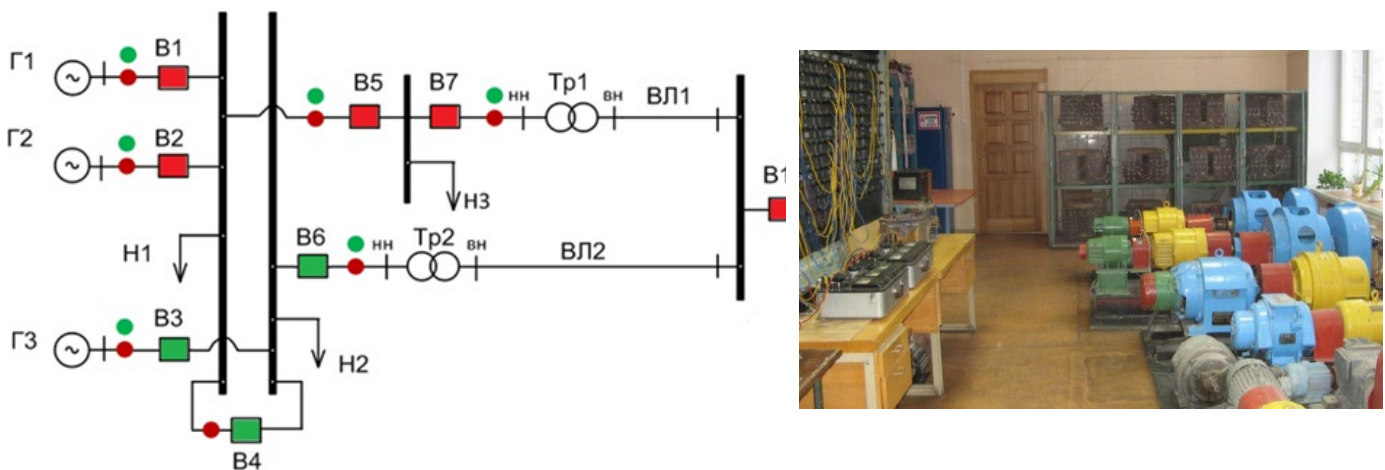


Рисунок Н.1 – Схема испытательной установки и внешний вид физической модели ЭС

Н.1.2 При минимальности физических объектов (моделей энергоблоков, нагрузок, выключателей, линий электропередач, измерительных ТТ и ТН, силовых трансформаторов и шин, в том числе и шин бесконечной мощности (ШБМ) – эквивалента внешней ЭЭС) она целиком удовлетворяет требованиям и позволяет применить АОСД и ПТК ЛИЭС для каждого из типов схем присоединения к внешней сети.

Н.1.3 Модельная схема содержит три энергоблока с синхронными генераторами (Г1-Г3). Выключатели имеют подключенные ТТ и ТН. Красный цвет выключателей соответствует их включенному состоянию, зеленый – отключенному. Красные точки указывают места измерения токов, зеленые – напряжений. Моделируемая имеет два нормальных режима: режим островной работы с объединенными полустанциями и режим параллельной работы с внешней электрической сетью с разделенными шинами станции (разделенной ЛИЭС с полустанциями). Сечениям S1 и S2 полустанции А соответствуют выключатели В7 и В5.

Н.2 Фрагмент программы и результаты испытаний противоаварийной АОСД ЛИЭС

Н.2.1 Цель испытаний: проверка работоспособности, требуемой селективности и быстродействия срабатывания ПО АОСД при аварийных и операционных возмущениях.

Н.2.2 Способ проверки: Создание расчетных нормальных и аварийных режимов с условиями срабатывания и несрабатывания ПО.

Н.2.3 Условия срабатывания ПО:

- снижение напряжения ниже уставки по прямой последовательности;
- повышение напряжения выше уставки по обратной последовательности.

Н.2.4 Уставки срабатывания, предварительно заданные в устройстве:

- напряжение прямой последовательности $0,8 \cdot U_{\text{ном}}$;
- напряжение обратной последовательности $0,2 \cdot U_{\text{ном}}$.

Н.2.5 Условия несрабатывания ПО: операционные режимы технологического характера – включения, отключения нагрузок, синхронизации и включения генераторов и т.д.

Н.2.6 На рисунках Н.2 и Н.3 представлены осциллограммы напряжения прямой и обратной последовательности в переходных процессах, при проверке условий срабатывания ПО АОСД, а также появление сигналов на отделение ЛСЭ от ПО.

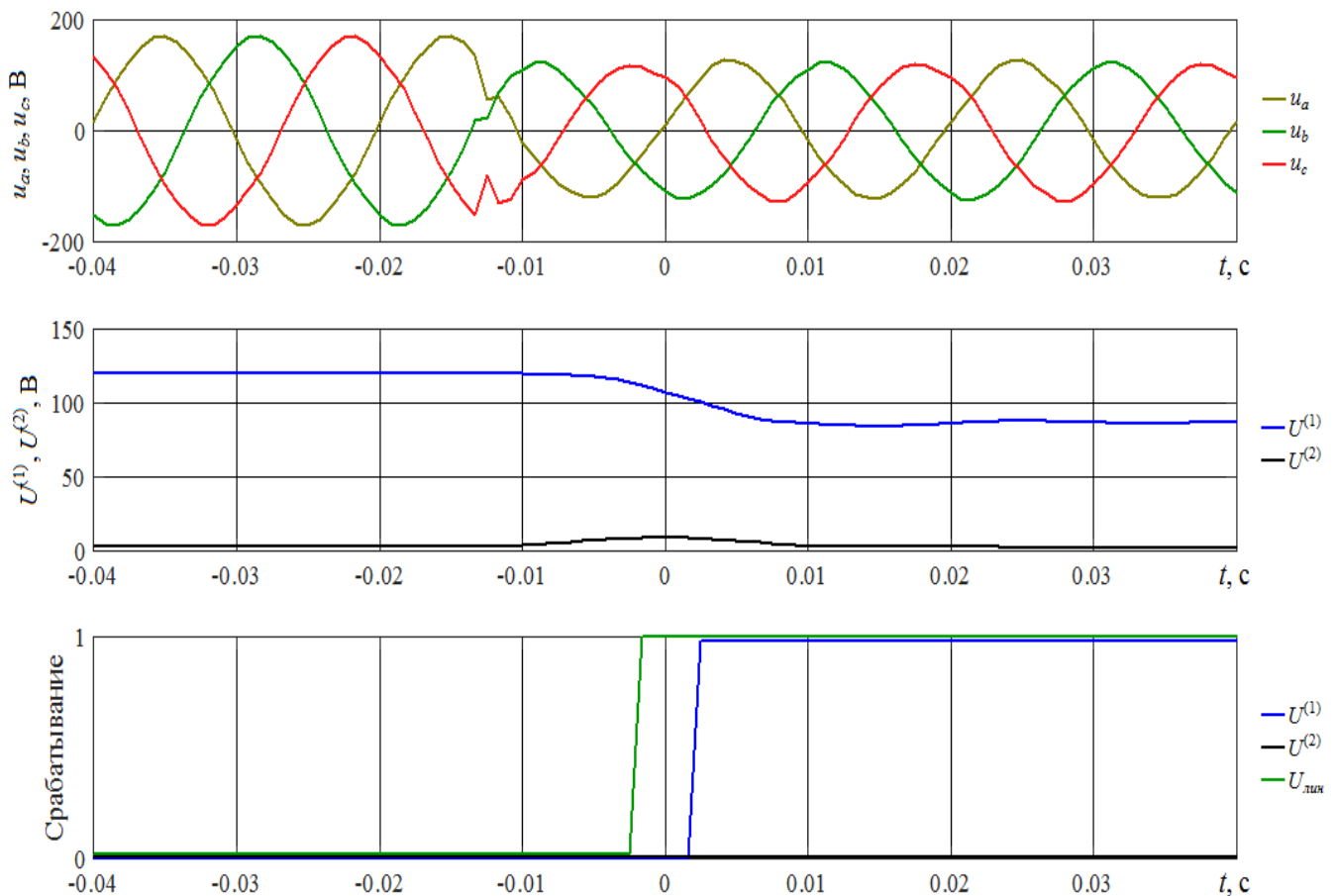


Рисунок Н.2 – Осциллограмма напряжений в фазах (верхняя часть), напряжения прямой и обратной последовательностей (средняя часть), сигналы срабатывания по каналам прямой

последовательности (синий цвет) и среднеквадратического трёхфазного напряжения (зеленый цвет)

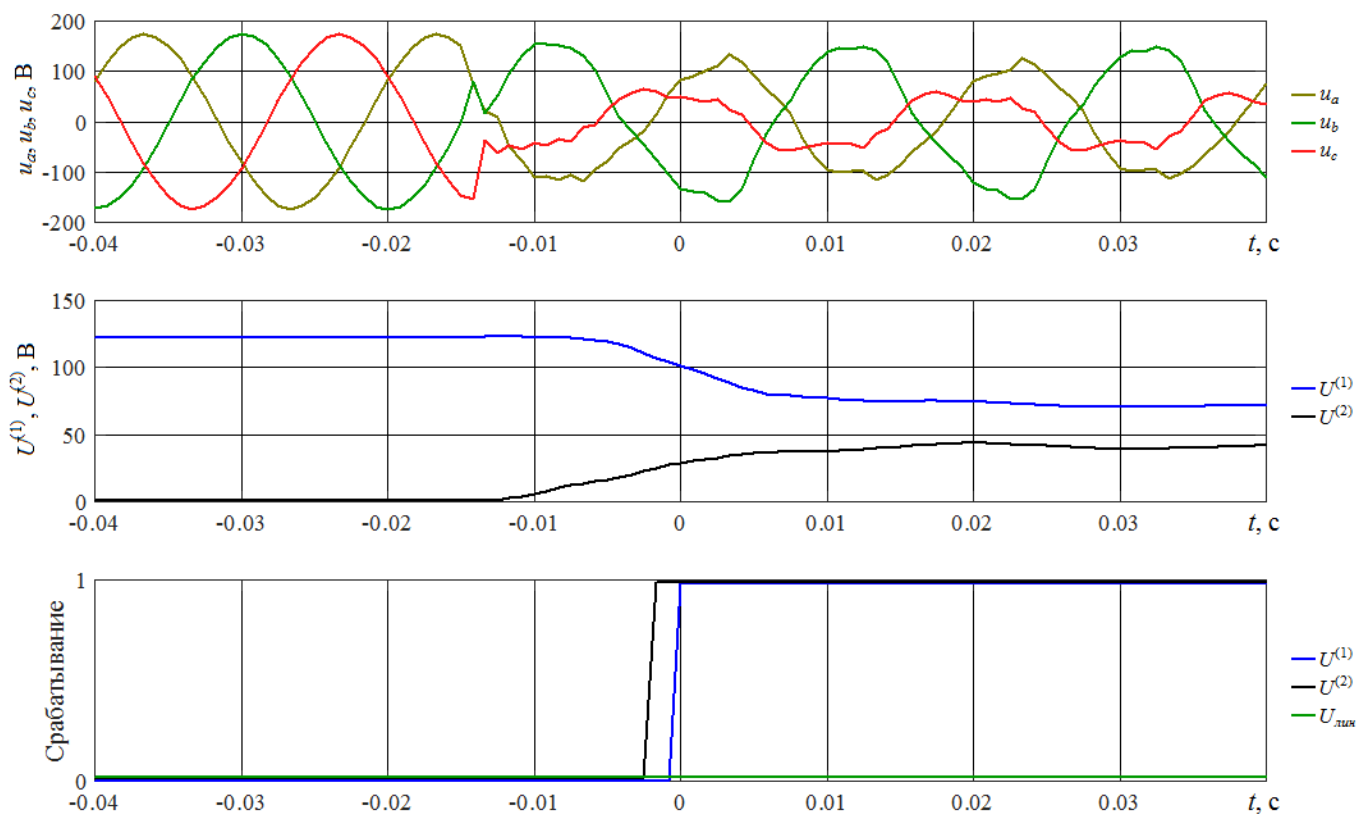


Рисунок Н.3 – Осциллограмма напряжений в фазах (верхняя часть), напряжения прямой и обратной последовательностей (средняя часть), сигналы срабатывания по каналам прямой (синий цвет) и обратной последовательностям (черный цвет)

Н.3 Выводы по результатам испытаний

Н.3.1 Автоматика ПО АОСД работает правильно. Обеспечиваются требуемые чувствительность, селективность и быстрдействие.

Н.3.2 Выявление ПО АОСД возникновения КЗ в электрической сети происходит за время (0,014 – 0,017) с, т.е. менее чем за период.

Н.3.3 Срабатывание ПО АОСД происходит при снижении напряжения прямой последовательности ниже заданной уставки ($0,8 \cdot U_{ном}$) или повышении напряжения обратной последовательности выше заданной уставки ($0,2 \cdot U_{ном}$).

Н.3.4 Отделение ЛИЭС от внешней сети происходит за время, равное срабатыванию ПО АОСД плюс срабатывание коммутационного аппарата.

Н.3.4.1 При использовании вакуумного выключателя суммарное максимальное время равно: $T_{откл} = 0,017 + 0,065 = 0,082$ с (82 мс).

Н.3.4.2 При использовании тиристорного выключателя $T_{откл} = 0,017 + 0,02 = 0,037$ с (37 мс).

Н.3.5 Электромеханический переходный процесс в ЛСЭ после отделения от внешней электрической сети АОСД со сбалансированной нагрузкой в силу краткосрочности воздействия аварийного возмущения не несет угрозы нарушения устойчивости ее режима.

Приложение П
(справочное)**Испытания ПТК и ЛИЭС. Программа и результаты испытаний
совместимости сигналов управления ПТК и блочной автоматики
Terberg****П.1 Программа испытаний****П.1.1 Цель испытаний:**

- проверить совместимость контроллера энергоблока с режимной автоматикой ПТК (возможность смены состояний энергоблока и управления режимом по активной мощности и возбуждению внешними сигналами);
- получить необходимые для внешнего управления динамические характеристики энергоблока;
- определить состав физических команд и сигналов подтверждения их выполнения, необходимых для осуществления управления энергоблоками внешней системой.

П.1.2 Объект испытаний: энергоблок с контроллером, работающий на холостом ходу и параллельно с группой других энергоблоков (имитация режима параллельной работы с внешней сетью).

П.1.3 Наблюдаемые, измеряемые и регистрируемые параметры:

- частота f ;
- напряжение U ,
- мощность активная P ;
- мощность реактивная Q ,
- ток статора $I_{\text{стат}}$;
- ток ротора $I_{\text{рот}}$;
- напряжение возбуждения $U_{\text{возб}}$.

П.1.4 Ключи управления**П.1.4.1 Ключ 1 (физический на панели):**

- положения – Авт, off, off Load, on Load;
- кнопки – пуск двигателя, останов двигателя, сбой индикации, сброс индикации;
- разрешить ручное управление скоростью, напряжением, повысить, снизить скорость, повысить, снизить напряжение.

П.1.4.2 Ключ 2:

- работа на локальную нагрузку;
- работа параллельно с внешней электросетью.

П.1.5 Сигналы от Terberg:

- работа;
- авария;

- авария (A.B.D) с остановом;
- ручное управление скоростью разрешено;
- ручное управление напряжением разрешено;
- Кл. – Avto;
- Кл. – off;
- Кл. – off Load;
- Кл. – on Load.

П.1.6 Порядок и результаты выполнения представлены в таблице П.1.

Таблица П.1 – Порядок и результаты выполнения программы испытаний

Действие	Смысловое содержание	Результат	Примечание
1 Установить на панели - «включить» параллель от Ключа 2 положение off	Опробование отработки команды ключа. Проверка обратной связи.	Успешно	Действие при имитации параллельной работы
2 Подать сигнал запуска энергоблока от кнопки Пуск	Пуск энергоблока от внешнего сигнала.	Успешно	Сигнал подается от стойки при параллельном подключении к кнопке Пуск. <i>Регистрограмма</i> (рисунок П.1)
3 Подать команды на панели управления и проверить сигналы: - ручное управление f разрешено; - ручное управление U разрешено Off Load	Проверка смены режима энергоблока	Успешно	Проверка сигналов: - синхронизация разрешена; - ручное управление частотой f разрешено; - ручное управление напряжением U разрешено. Ключ в положении off Load.
Действие	Смысловое содержание	Результат	Примечание
4 На холостом ходу включить на панели управления: - ручное управление частотой f ; - ручное управление напряжением U . Осуществить повышение, снижение f и U	Проверка отработки ручных команд регулирования частоты и напряжения. Определение характера и динамики регулирования f и U	Изменения носят линейный характер пропорционально продолжительности удержания кнопки. Скорость изменения составляет 5 % в минуту	В опытах для регулирования импульсно и длительно нажимаются кнопки «Прибавить и Убавить» Регистрируем процессы, фиксируем точки графика. (рисунок П.2)

5 Готовим контроллеры управления мощностью P и напряжением U током 4-20 мА	-	-	-
7 Переводим Ключ К2 в режим (off), затем в режим (on)	Пробуем (проверяем) обратный переход в режим распределения нагрузки	Успешно	Регистрируем процесс

Окончание таблицы П.1

8 Переход в базу (параллельная работа в группе с равномерно распределенной нагрузкой).	-	Успешно	-
9 Стоп (останов энергоблока)	Проверяем сигнал (мигающий)	Успешно	К1 сохраняет положение On Load
10 Переключаемся на канал управления напряжением U током 4-20 мА. Осуществляем Запуск в параллель.	-	Управление напряжением осуществить не удалось	Управление P осуществляется с монитора. <i>Регистрограмма</i> (рисунок П.3)
11 Управляем напряжением U	-	Управление напряжением осуществить не удалось	Процесс смотрим на компьютере.
12 Управляем частотой f и напряжением U дискретно.	-	Успешно	-

П.1.7 Регистрограммы процессов при испытаниях

Регистрограммы процессов при испытаниях показаны на рисунках П.1-П.3.

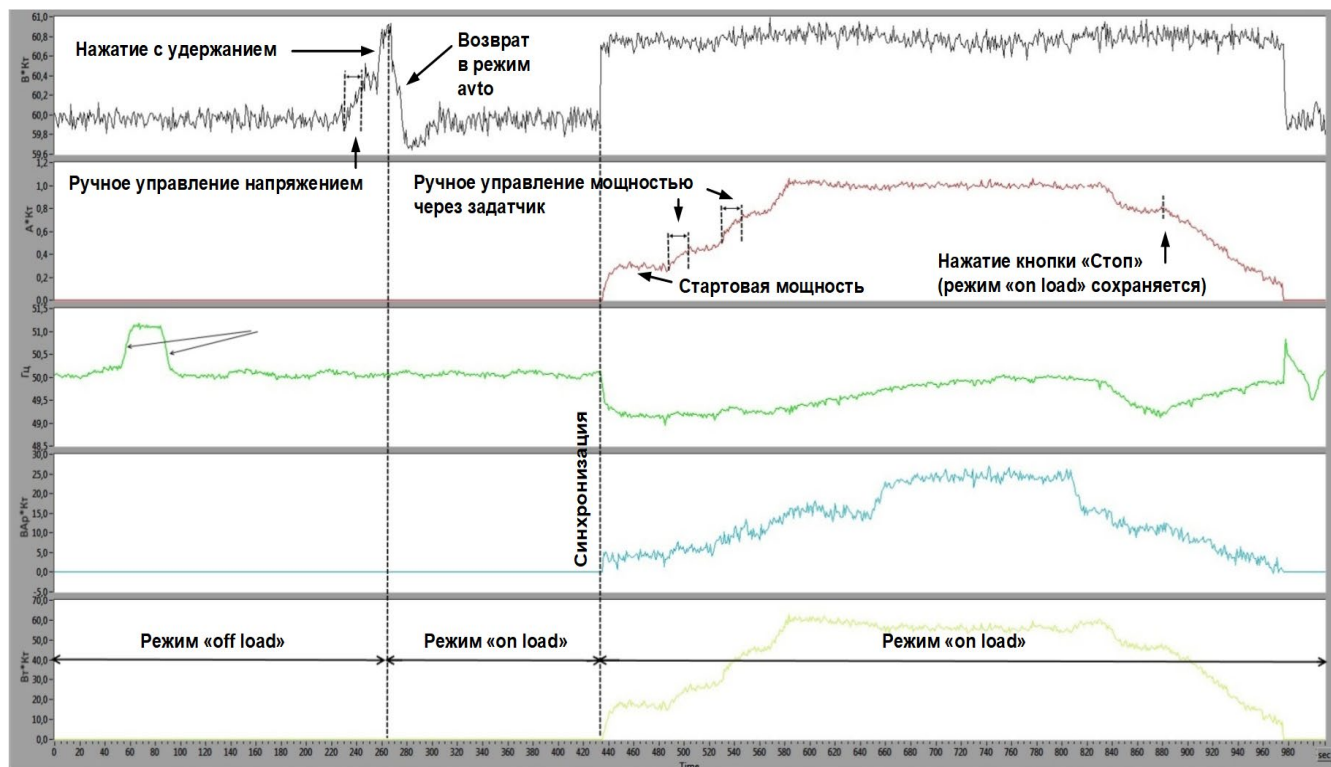


Рисунок П.1 – Регистрограмма процессов при переключениях режимов и осуществлении ручного управления

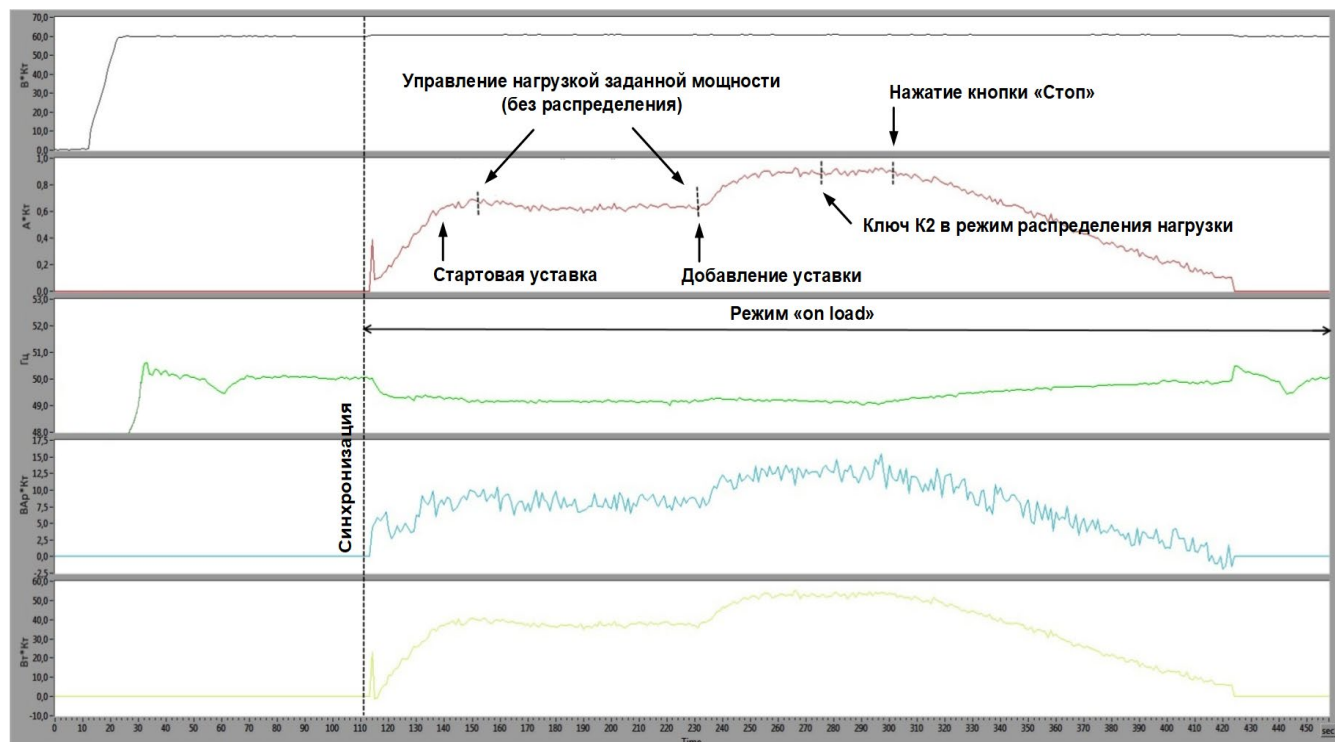


Рисунок П.2 – Регистрограмма процессов при синхронизации и управлении нагрузкой

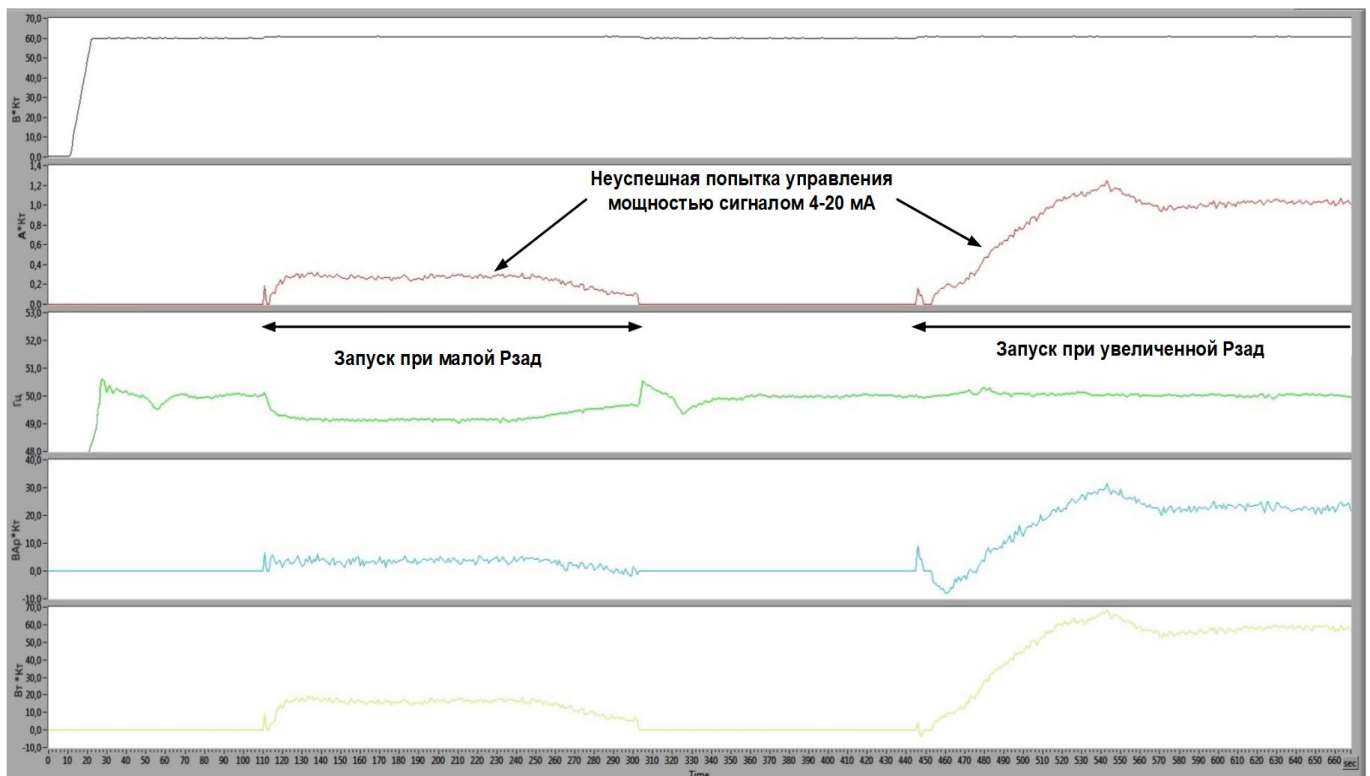


Рисунок П.3 – Регистрограмма процессов при попытках управления мощностью ГУ внешним током 4-20 мА

П.1.8 Результаты (обобщенно):

- подтверждена работа и совместимость дискретных входов (команд) и выходов (сигнализации);
- в режиме ручного управления изменения f и U происходит пропорционально продолжительности нажатия клавиш;
- при равенстве нагрузки в группе генераторов осуществляется смена режима ГПУ;
- не удалось осуществить регулирование $f(P)$ и U внешними аналоговыми сигналами (током 4-20 мА);
- управление P и U клавишами работает в режиме распределения нагрузки.

Приложение Р
(справочное)**Испытания ПТК и ЛИЭС.
Пример программы проверки требуемого участия энергоблоков
Мини-ТЭЦ ЛИЭС в ОПРЧ ЕЭС**

Р.1 Программа разработана в соответствии с Приказом Министерства энергетики РФ от 9 января 2019 г. № 2 «Об утверждении требований к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты и внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229». Зарегистрировано в Минюсте РФ 30 января 2019 г. Регистрационный № 53624.

Р.2 Описание автоматической системы регулирования частоты и мощности Мини-ТЭЦ.

Р.2.1 Система АРЧМ состоит из:

- штатных цифровых регуляторов оборотов газопоршневых двигателей, реализованных в модулях управления каждого энергоблока (в составе цифрового блока ECM ADEM 3.) (производитель Caterpillar);
- системы регулирования частоты с выравниванием нагрузки энергоблоков, использующим обмен данными о загрузке генераторов по CAN шине, также реализованной в модулях управления каждого энергоблока (производитель Terberg, Голландия);
- системы управления составом и загрузкой энергоблоков для параллельного режима работы ЛИЭС с внешней электрической сетью, реализованной в составе системной автоматики ЛИЭС (разработчик – ООО «Модульные системы Торнадо», НГТУ).

Р.2.2 Работа АРЧМ в островном режиме ЛИЭС.

Баланс мощности в ЛИЭС поддерживается дежурным персоналом путем изменения числа включенных генераторов, регуляторами оборотов двигателей со статизмом (4 – 5) % и вторичным регулятором частоты ведущего генератора, при этом неравномерность загрузки энергоблоков компенсируется работой системы выравнивания загрузки. Алгоритм выравнивания состоит в выявлении энергоблоков с максимальным отклонением в обе стороны (превышенное, пониженное) относительно ведущего с последующей корректировкой их мощности соответственно для снижения и повышения.

Р.2.3 Работа АРЧМ в режиме параллельной работы ЛИЭС с внешней электрической сетью.

Основным режимом параллельной работы ЛИЭС с внешней электрической сетью является работа энергоблоков в, так называемом, «коридоре допустимых небалансов», при котором мощность энергоблоков задается внешними постоянными сигналами по аналоговым каналам 4-20 мА, и регулируется только регуляторами частоты вращения двигателей. Т.е. системная автоматика осуществляет разомкнутое управление мощностью энергоблоков для задания желаемой выдаваемой мощности, а АРЧВ осуществляют независимое регулирование мощности по отклонению частоты (ОПРЧ).

При этом, состав работающих энергоблоков и желаемая загрузка задаются автооператором, а ширина коридора допустимых небалансов определяется допустимостью набросов / сбросов мощности на энергоблоки (плюс 200 кВт на увеличение / минус 100 кВт на

снижение на каждый работающий энергоблок) при спорадическом отделении ЛИЭС от внешней электрической сети (сбросе обменного перетока мощности).

При работе в «коридоре допустимых небалансов» при приближении к границе коридора осуществляется корректировка желаемой загрузки энергоблоков для ввода режима в середину коридора. Необходимость корректировок обусловлена изменением собственной нагрузки ЛИЭС и производится, как правило, с частотой 1-2 раза час. Длительность корректировки составляет (60 – 75) с. Корректировка осуществляется только при условии нахождения частоты в зоне мертвой полосы ОПРЧ, т.е. не препятствует его работе.

Р.2.4 Требования к участию электростанции ЛИЭС в ОПРЧ и способы проверки соответствия (на примере ЛИЭС микрорайона).

Для подтверждения возможности участия станции ЛИЭС в ОПРЧ необходимо проверить удовлетворяет ли она всем требованиям ОПРЧ (Приказ от 11 февраля 2019 года N 90 Об утверждении Правил проведения испытаний и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. N 229). В таблице Р.1 приведены нормативные требования к ОПРЧ для станции ЛИЭС и способы их проверки.

Таблица Р.1 – Нормативные требования к ОПРЧ для станции ЛИЭС и способы их проверки

Показатель	Требование	Примечание	Способ проверки
1 Статизм первичного регулирования	4,0 – 5,0 %	Обеспечивается настройкой АРЧВ двигателей	Измерение S в автономном режиме при подключении и отключении балластной нагрузки 250 кВт (п.10.9,10.10 программы)
2 «Мертвая полоса» первичного регулирования	Не должна превышать $50,000 \pm 0,075$ Гц	Обеспечивается настройкой АРЧВ двигателей	Проверяется в режиме параллельной работы ЛИЭС с внешней сетью при малых изменениях частоты по реакции выдаваемой генераторами мощности (п.10.3-10.15 программы)
3 Регуляторы активной мощности	должны быть оснащены частотными корректорами	АРМ нет	-
4 Величина требуемой первичной мощности	$P_{\text{тп}} = - \frac{100}{S\%} \cdot \frac{P_{\text{норм}}}{f_{\text{норм}}} \cdot K_d \cdot \Delta f_p$ $\Delta f_p = f - (50,00) + f_{\text{нч}}(f_{\text{мп}})$ <p>- при ($\Delta f_p > 0$);</p> $\Delta f_p = f - (50,00) - f_{\text{нч}}(f_{\text{мп}})$ <p>- при ($\Delta f_p < 0$);</p>	$P_{\text{тп макс.}} = 275$ кВт при $P_{\text{ном}} = 2$ МВт, $S = 4$ %, $K_d = 1$, $f_{\text{мп}} = 0,075$ Гц $P_{\text{тп макс.}} = 200$ кВт при $f_{\text{мп}} = 0,0$ Гц	-

		(для каждого энергоблока $P_{\text{НОМ}} = 2 \text{ МВт}$ $P_{\text{ТП}} = 220 \text{ кВт}$ при $P_{\text{НОМ}} = 2 \text{ МВт}, S = 5 \%, K_d = 1,$ $f_{\text{МП}} = 0,075 \text{ Гц}$ $P_{\text{ТП макс.}} = 160 \text{ кВт}$ при $f_{\text{МП}} = 0,0 \text{ Гц}$ (для каждого энергоблока $P_{\text{НОМ}} = 2 \text{ МВт}$)	
--	--	--	--

Продолжение таблицы Р.1

Показатель	Требование	Примечание	Способ проверки
5 Система автоматического управления и технологических режимов работы, препятствующих изменению мощности генерирующего оборудования при изменениях частоты	Использование не допускается	Нет	-
6 Регуляторы активной мощности	Должны быть оснащены частотными корректорами и не должны препятствовать действию регулятора частоты вращения турбины.	Нет	-
Показатель	Требование	Примечание	Способ проверки
7 Настройки частотного корректора регулятора активной мощности	Должны соответствовать характеристикам РЧВ	Нет	-

8 Технологическая автоматика генерирующего оборудования в пределах регулировочного диапазона	Должна обеспечивать поддержание требуемого регулятором частоты вращения турбины значения первичной мощности.	Обеспечивается АРЧВ двигателей	В режиме параллельной работы задаваемые генераторам мощности должны быть в диапазоне от 1000 до 1800 кВт
9 Автоматика электростанции	Должна обеспечивать сохранение устойчивой работы основного и вспомогательного оборудования и поддержание технологических параметров основного и вспомогательного оборудования в пределах допустимых значений, установленных эксплуатационной документацией при выходе частоты за пределы регулировочного диапазона	Обеспечивается при переходе в автономный режим по управлением автооператора при отклонениях частоты более $\pm 0,2$ Гц	Подтверждается опытом с устойчивым переходом в автономный режим (п.10.6 программы)
10 Групповые регуляторы активной мощности	Не должны блокировать действия РЧВ и регуляторов активной мощности с частотными корректорами.	Не работают в режиме параллельной работы	-

Продолжение таблицы Р.1

Показатель	Требование	Примечание	Способ проверки
11 Устройства, обеспечивающие участие ГО в ОПРЧ	Должны использовать только измерения частоты вращения турбины.	Да	Подтверждается документацией
12 Изменение активной мощности ГО в процессе первичного регулирования при скачкообразном изменении частоты	Должно носить устойчивый апериодический характер	Обеспечивается настройками РЧВ	Подтверждается осциллограммами процесса при сбросах/набросах нагрузки в автономном режиме (п.10.9,10.10 программы)
13 Отклонение фактической мощности ГО от требуемой	Должно быть не более ± 1 % от номинальной мощности генерирующего оборудования	± 20 кВт	Подтверждается осциллограммами процесса при сбросах/набросах

величины задания активной мощности в установившемся режиме при скачкообразном изменении частоты			нагрузки в автономном режиме (п.10.9,10.10 программы)
14 Маневренные характеристики ГО	Должно обеспечиваться гарантированное участие ГО в ОПРЧ в пределах регулировочного диапазона при отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности на загрузку или разгрузку величиной 10% и менее номинальной мощности ГО	Менее 220 кВт	Подтверждается осциллограммами процесса при сбросах/набросах нагрузки в автономном режиме (п.10.9,10.10 программы)
15 Маневренные характеристики ГО при скачкообразном отклонении частоты	Должна обеспечиваться реализация: не менее половины требуемой первичной мощности за время не более 15 секунд; в случае скачкообразного отклонения частоты должна обеспечиваться реализация всей требуемой первичной мощности за время не более 1 минуты;	Скорость изменения $275 \cdot 0,5 / 15 = 9,2$ кВт/с	Подтверждается осциллограммами процесса при сбросах/набросах нагрузки в автономном режиме (п.10.9,10.10 программы)
16 При отклонении частоты, с необходимостью реализации первичной мощности на загрузку или разгрузку	Должно обеспечиваться гарантированное участие ГО в ОПРЧ во всем регулировочном диапазоне	Обеспечивается АРЧВ	Подтверждается совокупностью осциллограммам процесса при сбросах/набросах нагрузки разной мощности в автономном режиме (п.10.13 - 10.16 программы)

Примечание – Параметры ОПРЧ определяются на основе обработки регистраций процессов изменения частоты и суммарной мощности генераторов с помощью встроенного в ПТК системной автоматики ЛИЭС «Березовое» осциллографа, обеспечивающего измерение частоты на шинах Мини-ТЭЦ и суммарной мощности, выдаваемой включенными в работу ГПУ с усреднением 1 с.

Р.3 Цель испытаний

Получение основных характеристик ОПРЧ энергоблоков Мини-ТЭЦ и проверка их соответствия требованиям, установленным Приказом Министерства энергетики РФ от 9 января 2019 г. № 2 «Об утверждении требований к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты...»

Последовательность выполнения мероприятий (испытаний) приводится только для одного энергоблока № 5 в таблице Р.2.

Таблица Р.2 – Последовательность выполнения мероприятий (испытаний) на примере одного энергоблока № 5

Шаг	Мероприятие	Ответственный	Дата, время отдачи команды	Дата, время выполнения команды
-	Получает разрешение руководителя работ на производство работ по данной программе	Дежурный ЛИЭС		
Этап 1. Подготовка схемы и режимов ЛИЭС для снятия характеристик ОПРЧ энергоблока (Продолжительность 1 день)				
1.1.	В центре управления Мини-ТЭЦ: В режиме минимальной нагрузки $P_{нагр} < 5$ МВт дает команду на подготовку схемы Мини-ТЭЦ к проведению экспериментов по снятию характеристик АРС энергоблока.	Дежурный ЛИЭС		
1.2.	В центре управления Мини-ТЭЦ: На мониторе АРМ запускает отключение генератора (при необходимости, если исходно он был в работе с его заменой в составе работающих энергоблоков неработающим генератором с номером 1, 2, 3 или 4, для сохранения баланса мощности в ЛИЭС)	Дежурный ЛИЭС		
1.3.	В центре управления Мини-ТЭЦ: Контролирует требуемое изменение состава работающего ГО, сохранение нормального автономного режима ЛИЭС, отключение генераторного выключателя энергоблока.	Дежурный ЛИЭС		
1.4.	В центре управления Мини-ТЭЦ: Дает команду на отключение шинного разъединителя Г5.	Дежурный ЛИЭС		
1.5.	В ГРУ ГПУ: Отключает шинный разъединитель Г5. Сообщает о выполнении команды.	ОП ЛИЭС		

Продолжение таблицы Р.2

Шаг	Мероприятие	Ответственный	Дата, время отдачи команды	Дата, время выполнения команды
1.6.	В центре управления Мини-ТЭЦ: Дает команду на подключение: кабелей 10 кВ связи Г5 с блоками индукционных и воздушных ТЭНов, цепей измерения токов и напряжений Г5 к РЕТОМ 61. Отключение автоматики Terberg энергоблока от трансформаторов напряжения шины 1с ГРУ ГПУ и CAN шины (Для обеспечения автономной работы энергоблока при включенном генераторном выключателе).	Дежурный ЛИЭС		
1.7.	В ГРУ ГПУ: Подключает к генераторному выключателю кабели 10 кВ связи с блоками индукционных и воздушных ТЭНов. Подключает измерительные токовые цепи РЕТОМ 61 к трансформаторам тока Г5. Подключает измерительные цепи напряжения РЕТОМ 61 к трансформатору напряжения Г5. В шкафу автоматики Terberg энергоблока отключает автомат в цепи измерения напряжения шины 1с ГРУ ГПУ. Вынимает разъем CAN шины в шкафу автоматики Terberg энергоблока 5. Сообщает Дежурный о выполнении команды.	ОП ЛИЭС		
Этап 2. Проведение испытаний ОПРЧ энергоблока № 5				
2.1.	В центре управления Мини-ТЭЦ: На мониторе АРМ запускает энергоблок в режиме «В работе». Контролирует возникновение нормального режима холостого хода генератора с номинальной частотой (1500 об/мин).	Дежурный ЛИЭС		
2.2.	В центре управления Мини-ТЭЦ: Дает команду на запуск осциллографирования процесса с помощью РЕТОМ 61. Дает команду на последовательное включение 4-го, 3-го и 1-го индукционных ТЭНов с задержкой на включение каждого 60 с.	Дежурный ЛИЭС		

Продолжение таблицы Р.2

Шаг	Мероприятие	Ответственный	Дата, время отдачи команды	Дата, время выполнения команды
2.3.	В машинном зале: Запускает осциллографирование частоты и мощности энергоблока с помощью РЕТОМ 61. Останавливает осциллографирование через 60 с после включения последнего из трех ТЭНов. Сообщает о завершении осциллографирования.	Инженер КИП и А ЛИЭС		
2.4.	В машинном зале ГПУ: С задержкой 10 с последовательно включает 4-ый, 3-ий и 1-ый индукционные ТЭНы с задержкой на включение каждого 60 с. Сообщает о выполнении команды.	ОП ЛИЭС		
2.5.	В центре управления Мини-ТЭЦ: Дает команду на запуск осциллографирования процесса с помощью РЕТОМ 61. Дает команду на последовательное включение автоматов 1,2 воздушных ТЭНов с задержкой на включение второго 60 с.	Дежурный ЛИЭС		
2.6.	В блоке воздушных ТЭНов: С задержкой 10 с последовательно включает автоматы 1,2 двух групп воздушных ТЭНов с задержкой на включение второго 60 с. Сообщает о выполнении команды.	ОП ЛИЭС		
2.7.	В машинном зале: Запускает осциллографирование частоты и мощности энергоблока с помощью РЕТОМ 61. Останавливает осциллографирование через 60 с после включения последнего из двух ТЭНов. Сообщает о завершении осциллографирования.	Инженер КИП и А ЛИЭС		
2.8.	В центре управления Мини-ТЭЦ: Дает команду на запуск осциллографирования процесса с помощью РЕТОМ 61. Дает команду на одновременное отключение	Дежурный ЛИЭС		

Шаг	Мероприятие	Ответственный	Дата, время отдачи команды	Дата, время выполнения команды
	автоматов 1,2 двух групп воздушных ТЭНов.			
2.9.	В блоке воздушных ТЭНов: С задержкой 10 с одновременно отключает автоматы 1,2 двух групп воздушных ТЭНов. Сообщает о выполнении команды.	ОП ЛИЭС		
2.10.	В машинном зале ГПУ: Запускает осциллографирование частоты и мощности энергоблока с помощью РЕТОМ 61. Останавливает осциллографирование через 60 с после отключения воздушных ТЭНов. Сообщает о завершении осциллографирования.	Инженер КИП и А ЛИЭС		

Продолжение таблицы Р.2

Шаг	Мероприятие	Ответственный	Дата, время отдачи команды	Дата, время выполнения команды
2.11.	В центре управления Мини-ТЭЦ: Дает команду на запуск осциллографирования процесса с помощью РЕТОМ 61. Дает команду на одновременное включение автоматов 1,2 двух групп воздушных ТЭНов. Сообщает о выполнении команды.	Дежурный ЛИЭС		
2.12	В блоке воздушных ТЭНов: С задержкой 10 с одновременно включает автоматы 1,2 двух групп воздушных ТЭНов. Сообщает о выполнении команды.	ОП ЛИЭС		
2.13.	В машинном зале ГПУ: Запускает осциллографирование частоты и мощности энергоблока с помощью РЕТОМ 61. Останавливает осциллографирование через 60 с после отключения воздушных ТЭНов. Сообщает о завершении осциллографирования.	Инженер КИП и А ЛИЭС		
2.14.	В центре управления Мини-ТЭЦ: Дает команду на запуск осциллографирования процесса с помощью РЕТОМ 61. Дает команду на последовательное отключение автоматов 1,2 двух групп воздушных ТЭНов с задержкой на	Дежурный ЛИЭС		

Шаг	Мероприятие	Ответственный	Дата, время отдачи команды	Дата, время выполнения команды
	отключение второго 60 с. Сообщает о выполнении команды.			
2.15.	В машинном зале ГПУ: Запускает осциллографирование частоты и мощности энергоблока с помощью РЕТОМ 61. Останавливает осциллографирование через 60 с после отключения второго автомата воздушных ТЭНов. Сообщает о завершении осциллографирования.	Инженер КИП и А ЛИЭС		
2.16.	В блоке воздушных ТЭНов: С задержкой 10 с последовательно отключает автоматы 1,2 двух групп воздушных ТЭНов с задержкой на отключение второго 60 с. Сообщает о выполнении команды.	ОП ЛИЭС		

Продолжение таблицы Р.2

Шаг	Мероприятие	Ответственный	Дата, время отдачи команды	Дата, время выполнения команды
2.17.	В центре Мини-ТЭЦ: Дает команду на запуск осциллографирования процесса с помощью РЕТОМ 61. Дает команду на последовательное отключение 1-го, 3-го и 4-го индукционных ТЭНов с задержкой на отключение каждого 60 с.	Дежурный ЛИЭС		
2.18.	В машинном зале ГПУ: Запускает осциллографирование частоты и мощности энергоблока	Инженер КИП и А		

Шаг	Мероприятие	Ответственный	Дата, время отдачи команды	Дата, время выполнения команды
	Останавливает осциллографирование через 2 минуты после отключения всех индукционных ТЭНов. Сообщает о завершении осциллографирования.	ЛИЭС		
2.19	В машинном зале Мини-ТЭЦ: Последовательно отключает 1-ый, 3-ий и 4-ый индукционный ТЭН с задержкой на отключение каждого 60 с.	ОП ЛИЭС		
2.20.	В центре управления Мини-ТЭЦ: На мониторе АРМ останавливает энергоблок выдачей команды «Стоп». Контролирует останов энергоблока с отключением генераторного выключателя. Дает команду на отключение кабелей 10 кВ связи с ТЭНами от генераторного выключателя энергоблока, подключение разъема CAN шины энергоблока, подключение автоматики Terberg энергоблока к трансформаторам напряжения шины 1с ГРУ ГПУ, включение шинного разъединителя генератора Г5, отключение измерительных цепей РЕТОМ 61.	Дежурный ЛИЭС		
2.21.	В ГРУ ГПУ: отключает кабели 10 кВ связи с ТЭНами от генераторного выключателя энергоблока, подключает разъем CAN шины энергоблока, отключает измерительные цепи РЕТОМ 61 от трансформаторов тока и напряжения энергоблока. включает шинный разъединитель генератора Г5. В шкафу автоматики Terberg энергоблока включает автомат в цепи измерения напряжения шины 1с ГРУ ГПФ.	ОП ЛИЭС		

Р.4 Оформление результатов испытаний

Р.4.1 Результаты контрольных испытаний представляются в виде краткой пояснительной записки, содержащей:

- данные по основному оборудованию (тип, номинальная нагрузка, топливо, диапазон регулирования нагрузки, режимы работы и др.);
- данные по системе регулирования частоты вращения газопоршневых двигателей, реализованных в модулях управления каждого энергоблока мини-ТЭЦ, их структурные схемы (входные сигналы, функциональные преобразователи, регулирующие органы);
- данные по измерительным приборам, использованным при испытаниях (тип, шкала, класс точности и т.д.);
- информацию о выполнении требований к мониторингу, хранению и передачи данных по участию в ОПРЧ;
- тренды основных регистрируемых параметров (частота, мощность энергоблоков по отдельности);
- статическая характеристика регулирования по частоте вращения газопоршневых двигателей в регулировочном диапазоне;
- зона нечувствительности по частоте вращения и «мёртвая полоса» первичного регулирования;
- степень неравномерности (статизм) по частоте вращения газопоршневых двигателей;
- краткое описание проведенных испытаний: даты и условия проведения опытов, состав участвующего оборудования, экспериментально определенные величины и продолжительность возмущающих воздействий, количество проведенных опытов и их краткая характеристика, особенности и недостатки в работе оборудования и систем регулирования, выявленные в процессе проведения испытаний, необходимость и причины вмешательства оператора и т.д., выводы;

Р.4.2 Результаты визируются ответственными за проведение испытаний лицами и утверждаются техническим директором. Отчет по результатам испытаний на готовность к ОПРЧ мини-ТЭЦ направляется на рассмотрение в региональный филиал АО «СО ЕЭС».

Приложение С
(рекомендованное)

Испытания ПТК и ЛИЭС. Методика и пример получения и подтверждения соответствия требованиям статической характеристики первичного регулирования ГУ с учётом зоны нечувствительности

С.1 Общий вид характеристики ОПРЧ и иллюстрация методики определения K_s , зоны нечувствительности и смещения характеристик показаны на рисунке С.1.

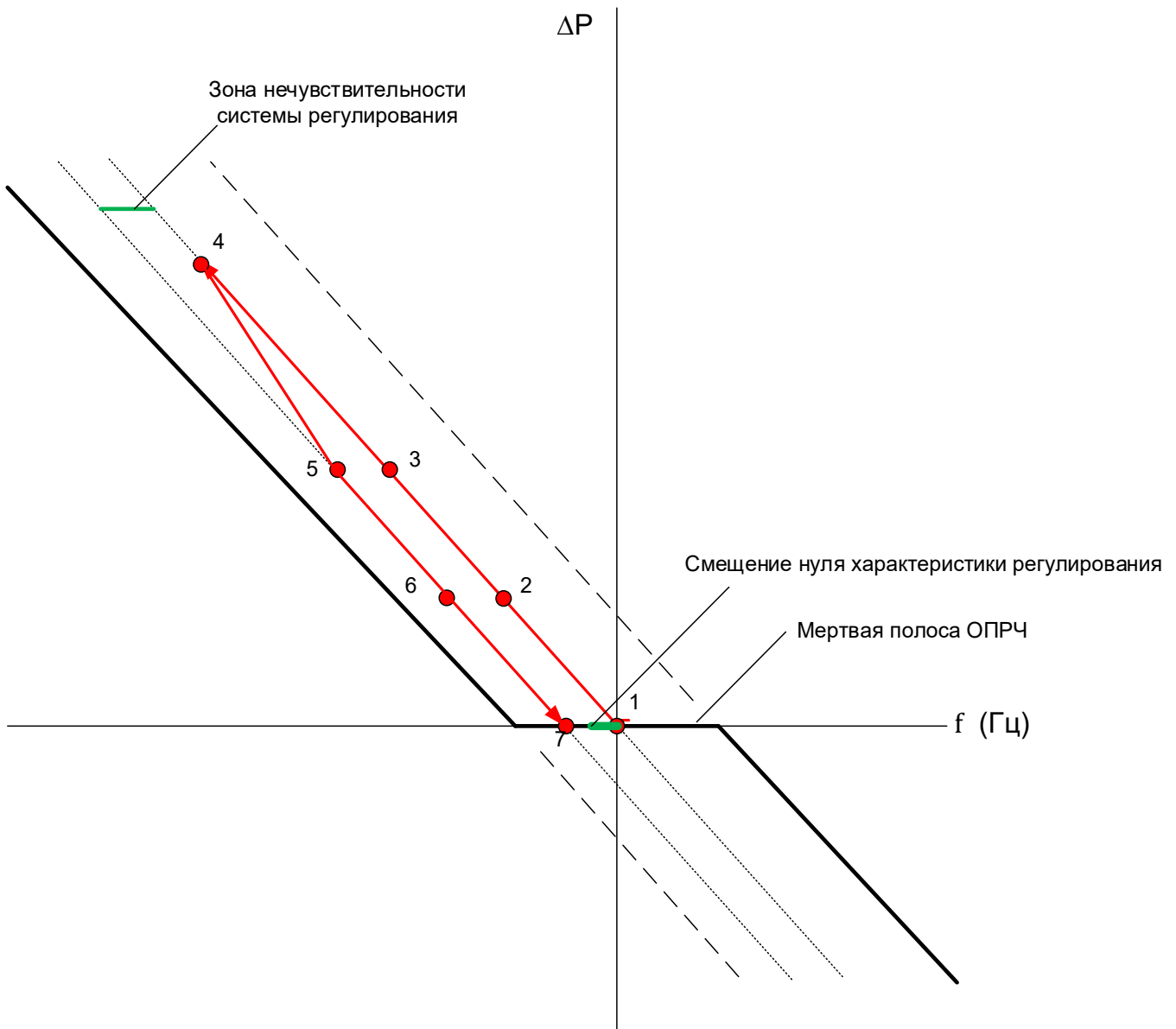


Рисунок С.1 – Характеристики ОПРЧ и иллюстрация методики определения K_s , зоны нечувствительности и смещения характеристик

С.2 Параметры статической характеристики ОПРЧ, подлежащие подтверждению:

- соответствие статизма заданной величине (0,04 о.е. или 4 %);

- невыход зоны нечувствительности первичного регулирования с учетом смещения нулевой точки из требуемой мертвой полосы регулирования;
- подтверждение линейности характеристики.

С.3 Порядок действий для получения параметров первичного регулирования при нагружении/разгрузке ГУ путем подключения/отключения регулируемых и нерегулируемых ТЭНов с последующей обработкой результатов:

1) создание режима ГУ с номинальной частотой вращения ротора и включенным регулятором возбуждения, поддерживающим заданное напряжение (режим XX показан на рисунке С.2).

2) Последовательное нагружение генератора путем включения не менее трёх нагрузочных ТЭНов с плавным набором мощности (режимы показаны на рисунках С.3-С.5) с регистрацией мощности и частоты генератора. Небаланс активной мощности определяется через сопротивления каждого из ТЭНов по данным измерения значений напряжения;

3) последовательное снижение нагрузки генератора путем отключения не менее трёх нагрузочных ТЭНов с плавным снижением мощности (режимы показаны на рисунках С.6-С.8) и с регистрацией мощности и частоты генератора. Небаланс активной мощности определяется через сопротивления каждого из ТЭНов по данным измерения значений напряжений РЕТОМ 61;

4) линейная аппроксимация правой ветви (набора мощности генератором при снижении частоты, точки 2, 3, 4 на рисунке С.1);

5) линейная аппроксимация левой ветви (набора мощности генератором при снижении частоты, точки 5, 6, 7 на рисунке С.1).

6) определение статизма характеристики регулирования по линейным аппроксимациям правой и левой ветвей;

7) определение ширины зоны нечувствительности регулирования по расстоянию (в Гц) между правой и левой ветвями;

8) определение смещения характеристики регулирования относительно номинальной частоты 50 Гц по расстоянию (в Гц) средней линии характеристики относительно 50 Гц на горизонтальной оси.

С.4 Результаты испытаний энергоблока 5 Мини-ТЭЦ микрорайона на соответствие требованиям к участию в ОПРЧ

С.4.1 Осциллограммы процессов (частоты и мощности ГУ) к протоколу испытаний Г5 показаны на рисунках С.2-С.15.

С.4.2 Статическая характеристика ОПРЧ для энергоблока 5 Мини-ТЭЦ приведена на рисунке С.16.

С.4.3. Подтверждение соответствия статической характеристики ОПРЧ энергоблока 5 Мини-ТЭЦ представлено на рисунке С.17.

С.4.4 Динамические характеристики ОПРЧ для энергоблока 5 Мини-ТЭЦ показаны на рисунках С.2-С.15.

С.5 Краткое описание проведенных испытаний Г5

С.5.1 Испытания проводились на выделенном для работы на индукционные и воздушные ТЭНы через генераторный выключатель энергоблок 5. Подготовка основной схемы, схемы измерений и регистрации произведена с 9-00 до 10-00. Выполнение испытаний согласно утвержденной программы с 10-00 до 11-00.

С.5.2 Всего проведено 14 опытов по подключению и отключению индукционных и воздушных ТЭНов.



Рисунок С.2 – Холостой ход

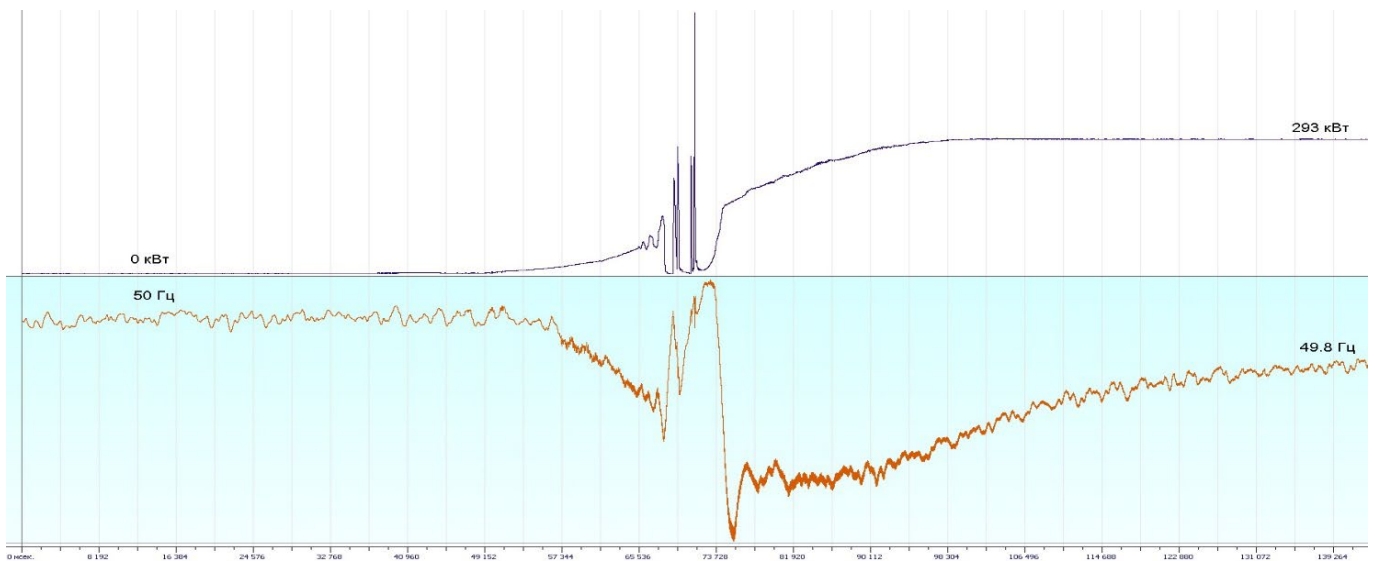


Рисунок С.3 – Включение ТЭН4



Рисунок С.4 – Включение ТЭН3

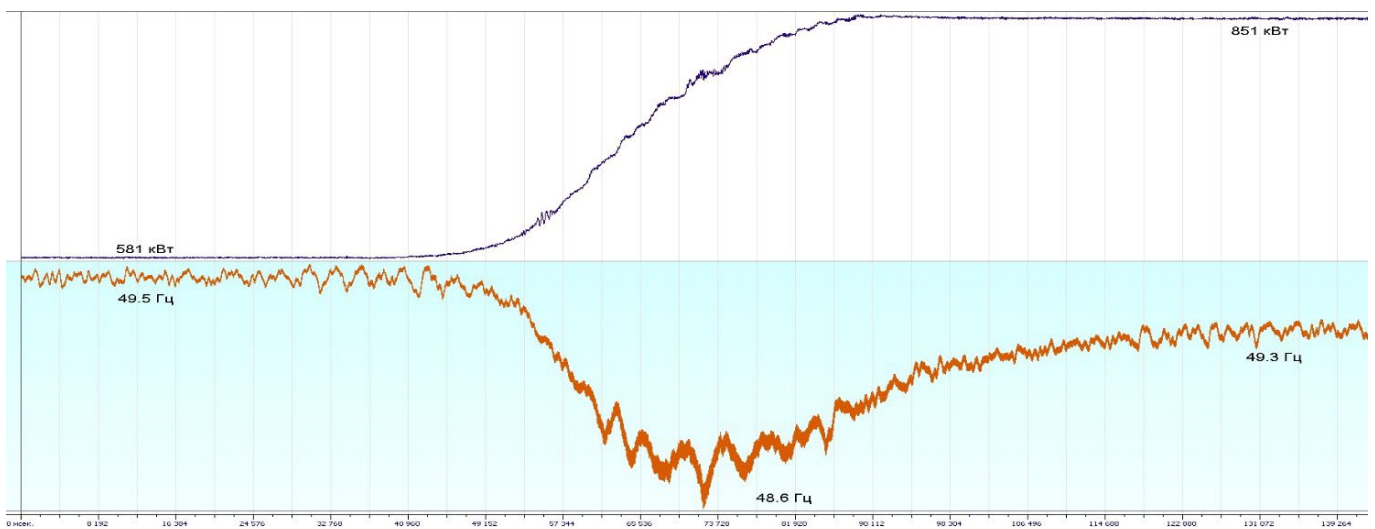


Рисунок С.5 – Включение ТЭН1

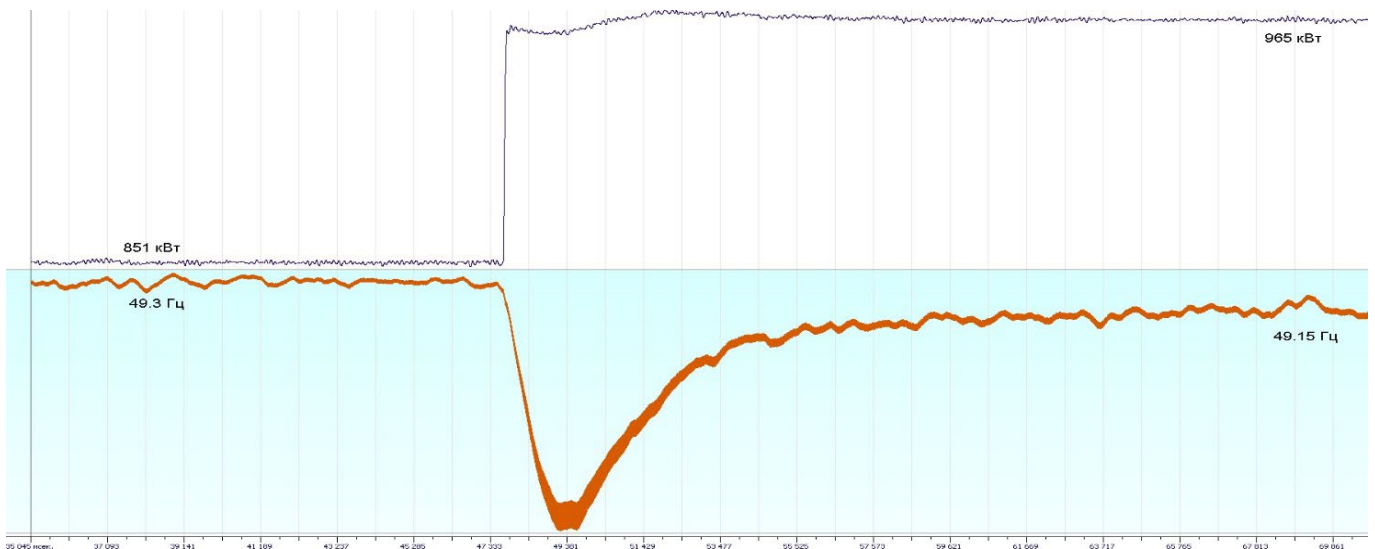


Рисунок С.6 – Включение BTЭН1



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Сертификат: 02D423A80006B3979E4D49AD4A7C77CE0B
Владелец: ХОЛДИН АЛЕКСАНДР ВАСИЛЬЕВИЧ
Действителен: с 24.06.2025 до 24.09.2026

Копирование, демонстрация, распространение, публикация, иное использование всех или части материалов, содержащихся в СТО 09797721.27.010.01.01-2025 или приложенных к нему материалов, запрещено без предварительного письменного разрешения АО «ТЭСС»

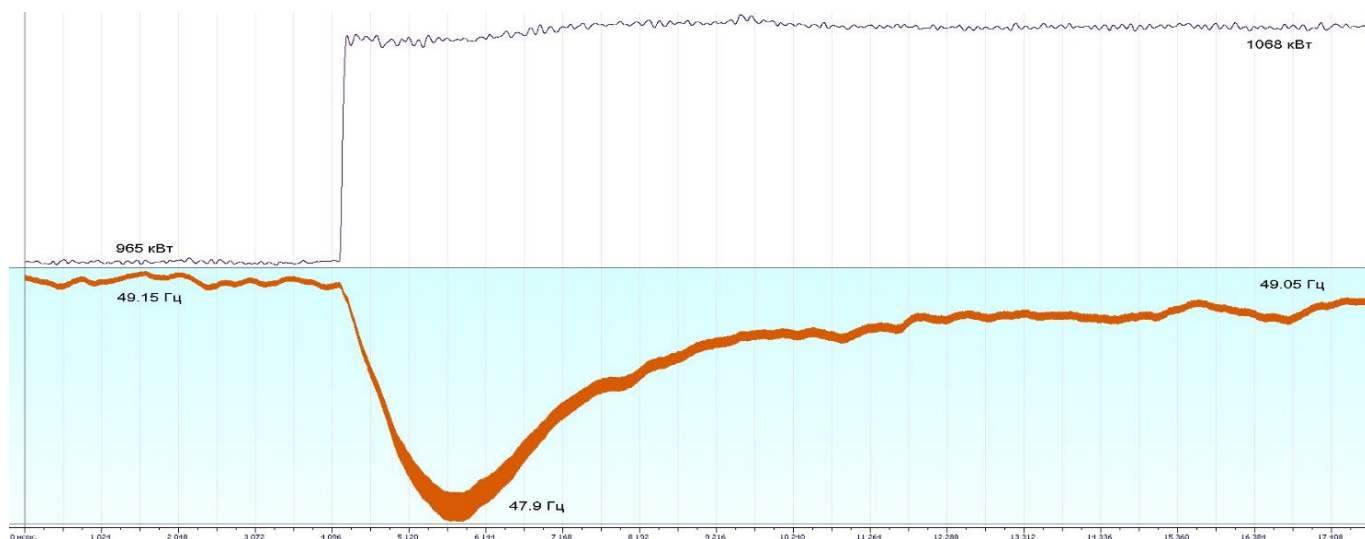


Рисунок С.7 – Включение ВТЭН2

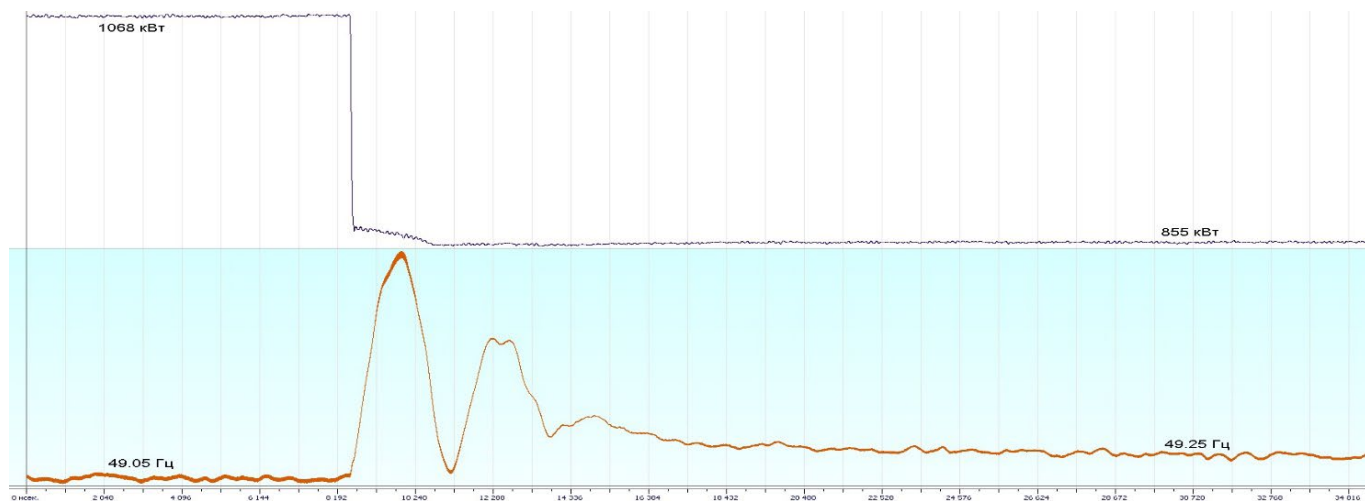


Рисунок С.8 – Отключение ВТЭН1,2

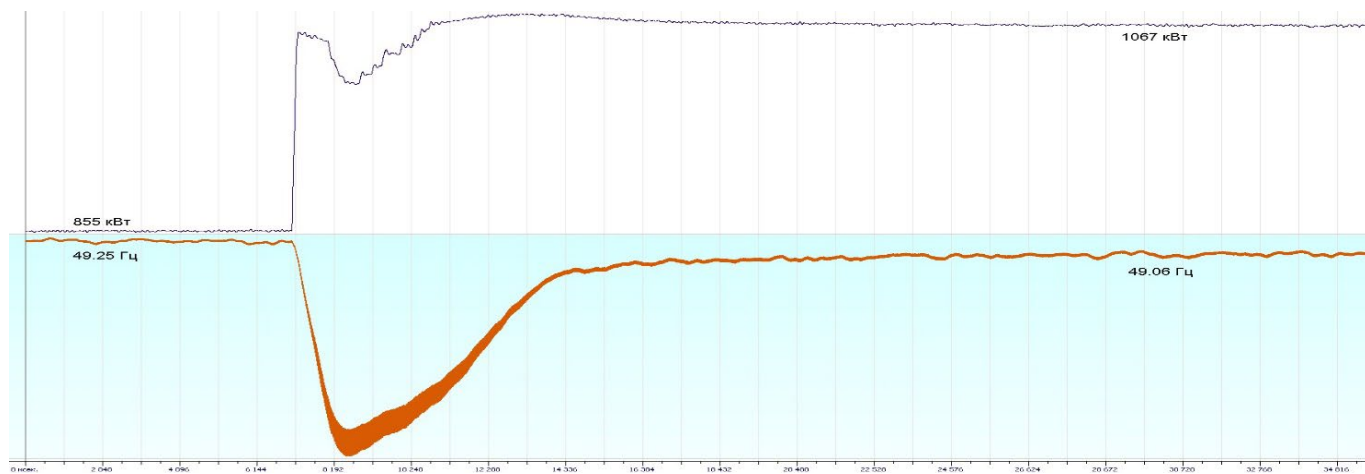


Рисунок С.9 – Включение ВТЭН1,2



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Сертификат: 02D423A80006B3979E4D49AD4A7C77CE0B
Владелец: ХОЛДИН АЛЕКСАНДР ВАСИЛЬЕВИЧ
Действителен: с 24.06.2025 до 24.09.2026

Копирование, демонстрация, распространение, публикация, иное использование всех или части материалов, содержащихся в СТО 09797721.27.010.01.01-2025 или приложенных к нему материалов, запрещено без предварительного письменного разрешения АО «ТЭСС»

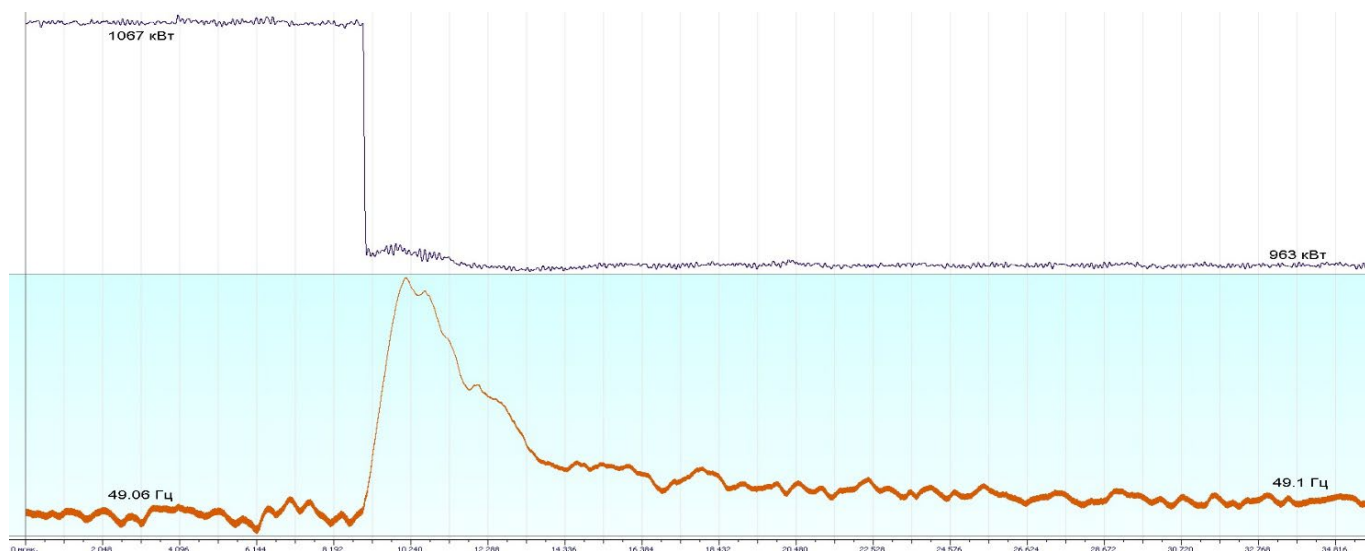


Рисунок С.10 – Отключение ВТЭН2

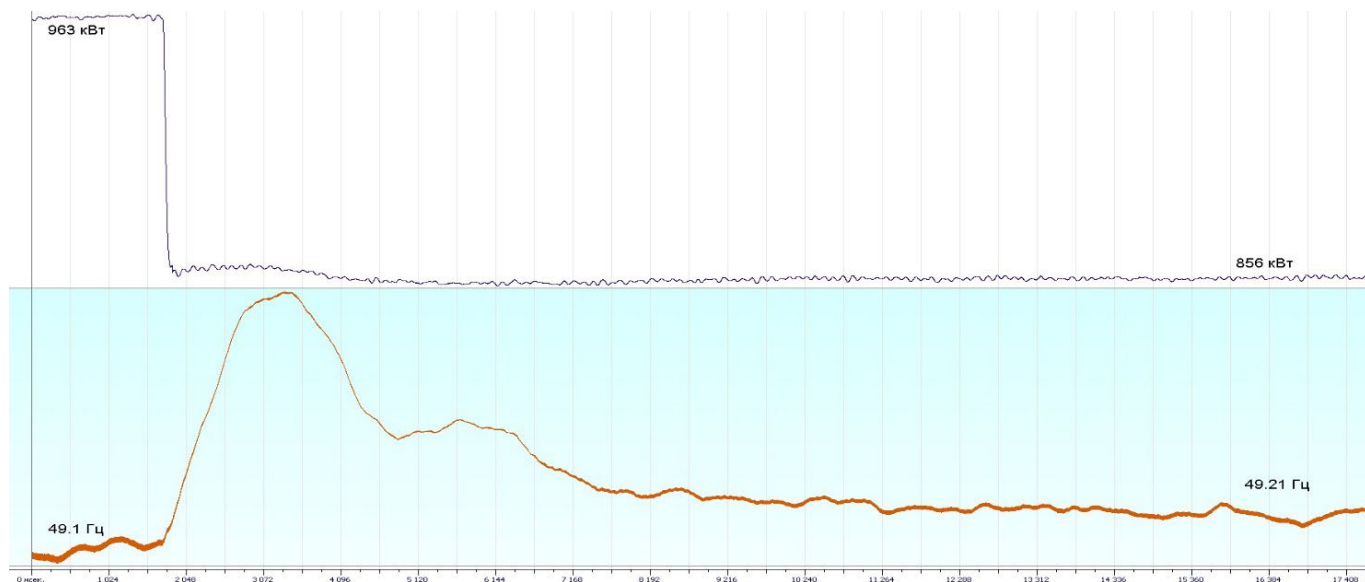


Рисунок С.11 – Отключение ВТЭН1

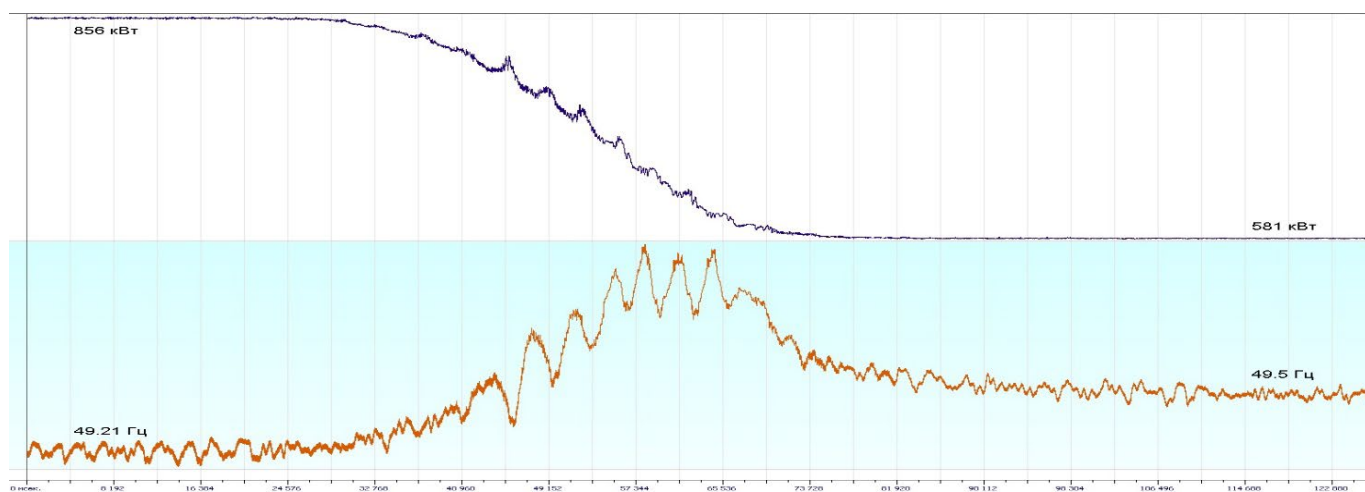


Рисунок С.12 – Отключение ТЭН1



Рисунок С.13 – Отключение ТЭНЗ

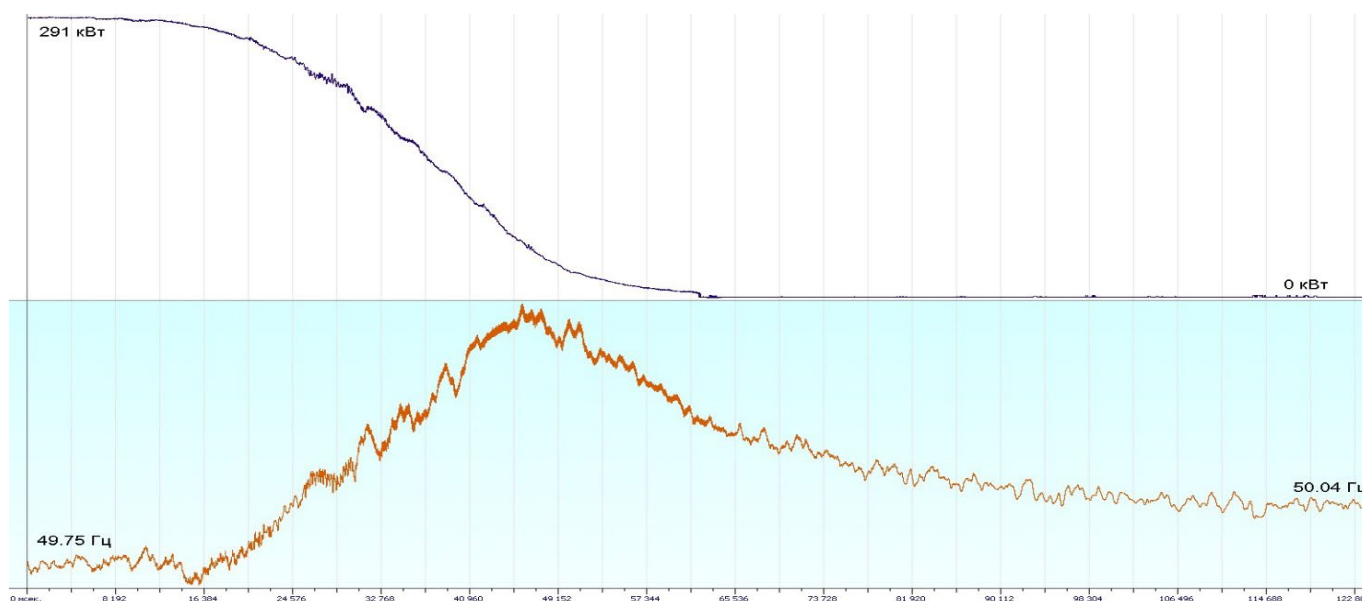


Рисунок С.14 – Отключение ТЭНЗ

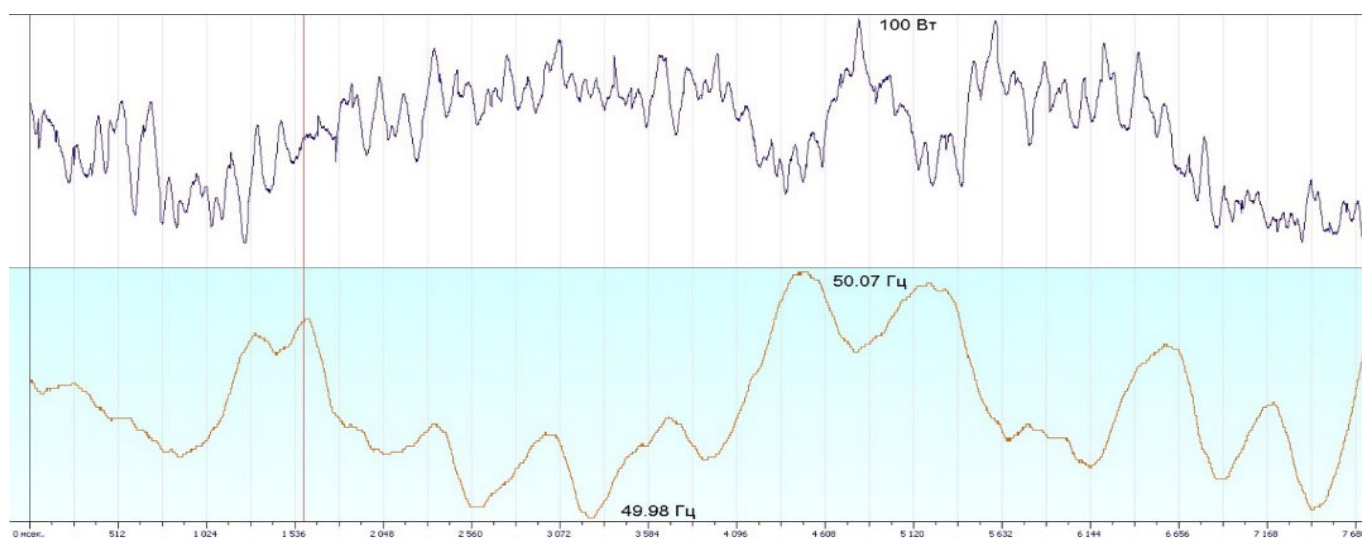


Рисунок С.15 – XX

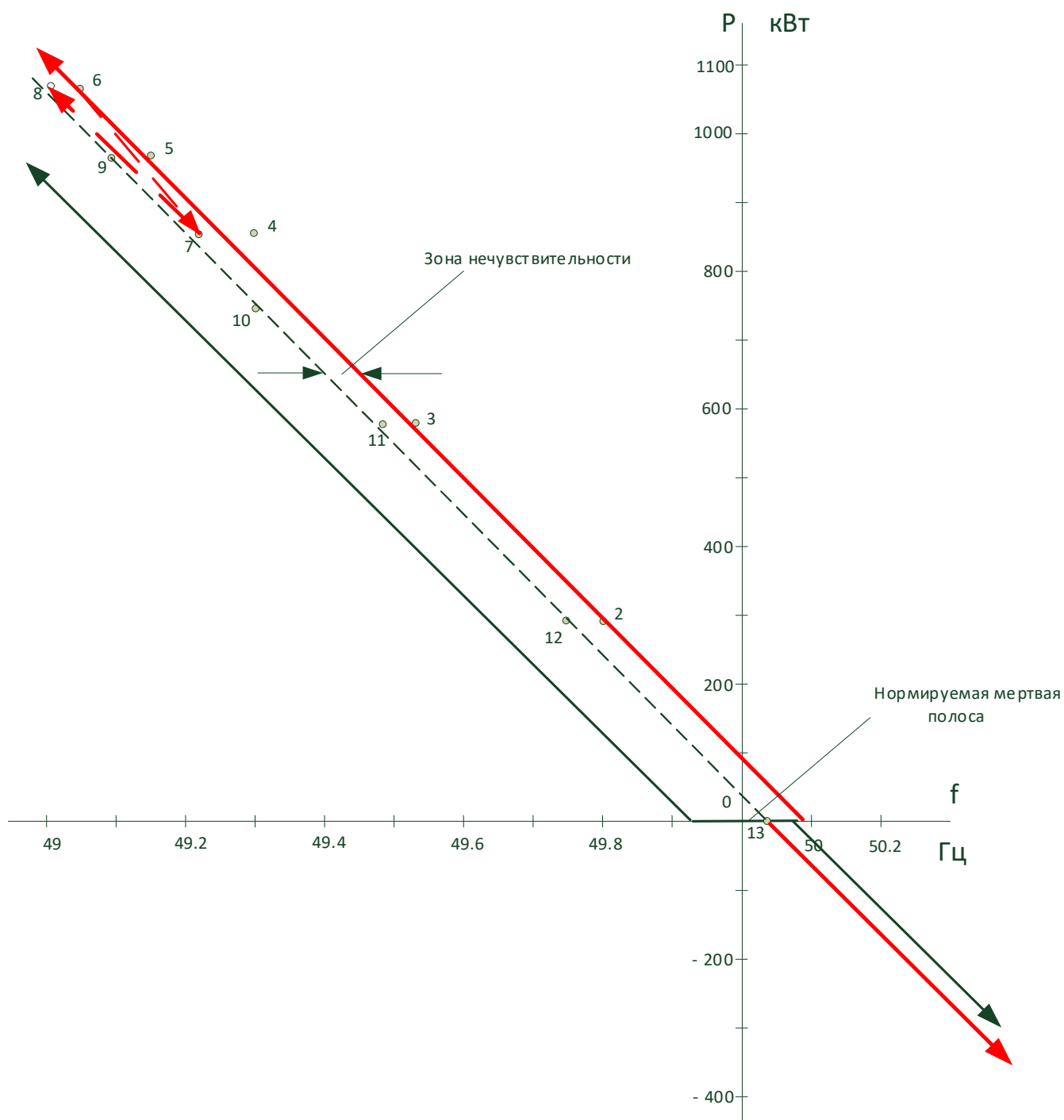


Рисунок С.16 – Статическая характеристика регулирования по частоте вращения вала газопоршневого двигателя Г5 в регулировочном диапазоне



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Сертификат: 02D423A80006B3979E4D49AD4A7C77CE0B
Владелец: ХОЛДИН АЛЕКСАНДР ВАСИЛЬЕВИЧ
Действителен: с 24.06.2025 до 24.09.2026

Копирование, демонстрация, распространение, публикация, иное использование всех или части материалов, содержащихся в СТО 09797721.27.010.01.01-2025 или приложенных к нему материалов, запрещено без предварительного письменного разрешения АО «ТЭСС»

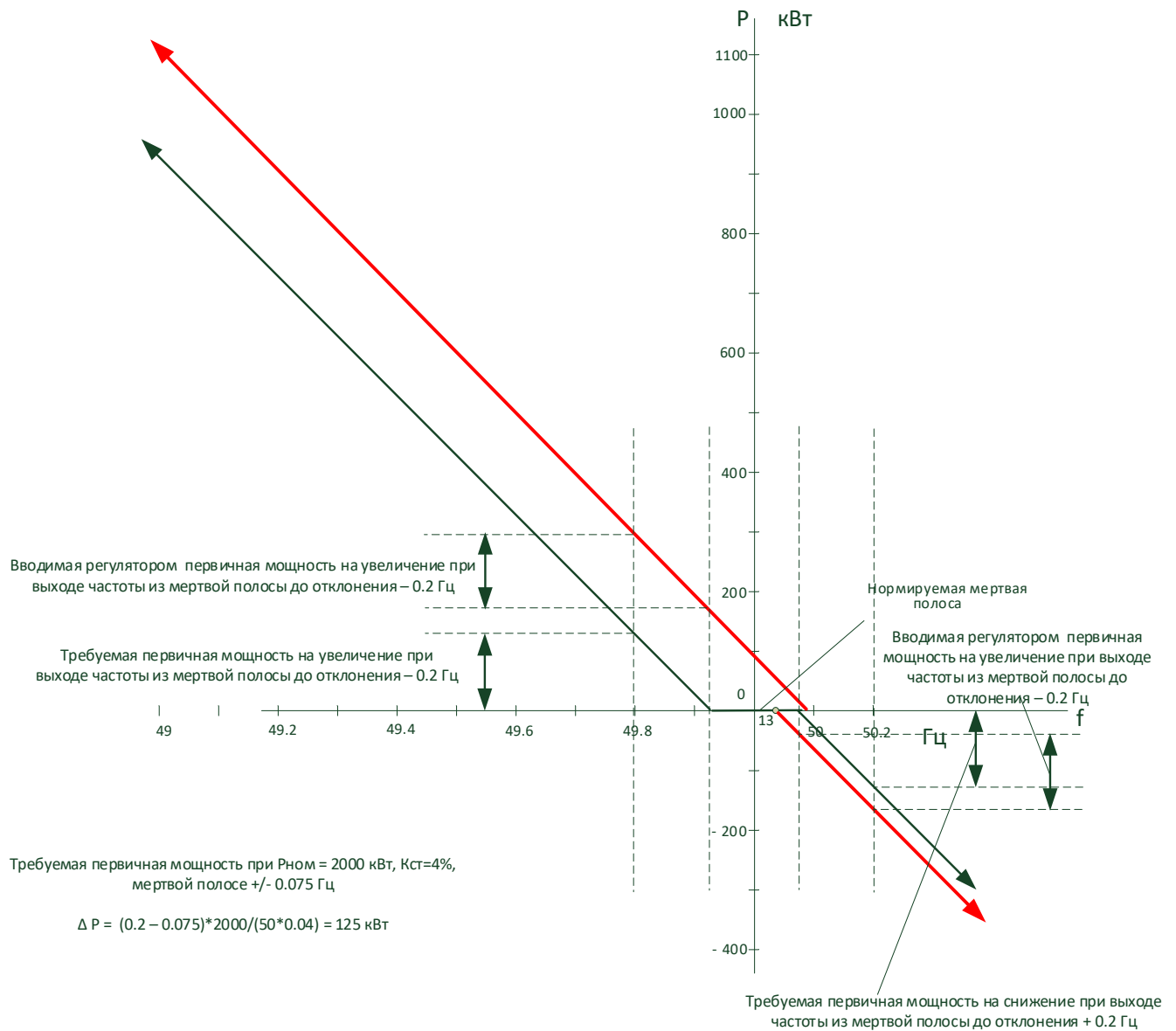


Рисунок С.17 – Подтверждение реализации требуемой первичной мощности генератором Г5

С.5.3 Результаты подтвердили выполнение всех требований к ОПРЧ:

- статизм регулирования соответствует заданному (4 %);
- зона нечувствительности системы первичного регулирования равна 69 мГц (допустимо 150 мГц);
- время ввода первичной мощности значительно меньше требуемого;
- процессы при набросах мощности до 210 кВт имеют апериодический характер;
- процессы при сбросе мощности до 106 кВт носят апериодический характер;
- процессы при сбросе мощности более 120 кВт носят затухающий колебательный характер, что обусловлено особенностью конструкции ГПУ (наличием наддува газа и, соответственно, сложностями сброса мощности);
- требуемая первичная мощность на загрузку и разгрузку обеспечивается регулятором энергоблока 5 в полном объеме.

Приложение Т
(рекомендованное)

Испытания ПТК и ЛИЭС.

Перечень проверок, включаемых в состав программы комплексных испытаний готовности ЛИЭС к включению на параллельную работу с сетью ЕЭС

- 1) проверка блокировки несинхронного включения выключателей фидеров связи 10 кВ с РП ЛИЭС с ПС внешней сети ЦСЭ
- 2) проверка автоматической синхронизации ЛИЭС с электрической сетью ЦСЭ
- 3) проверка параллельной работы ЛИЭС с электрической сетью ЕЭС в режимах поддержания сбалансированности с «нулевым» перетоком по сечению и с выдачей мощности в заданном коридоре ограничений по максимальной и минимальной мощности;
- 4) проверка автоматического отделения ЛИЭС от электрической сети ЦСЭ при запрете режима параллельной работы диспетчерским персоналом РЭС и РДУ;
- 5) проверка автоматического восстановления режима параллельной работы из островного режима после отмены запрета на параллельную работу;
- 6) проверка автоматического отключения подпитки ЛИЭС отделившихся пассивных районов электрической сети РЭС (при поочередном отключении каждой из линий в режимах их использования для параллельной работы);
- 7) проверка противоаварийного отключения ЛИЭС от электрической сети ЦСЭ выключателями 10 кВ РП при имитации КЗ в электрической сети с посадкой напряжения на РП ниже уставки срабатывания АОСД (0,8 от номинального).

Приложение У
(справочное)**Взаимодействие участников при технологическом присоединении
ЛИЭС к распределительным электрическим сетям****У.1 Участники процесса**

Прямыми и косвенными участниками процесса технологического присоединения ЛИЭС к распределительным электрическим сетям являются:

- собственник ЛИЭС;
- распределительная сетевая компания;
- поставщик (завод-изготовитель) генерирующего оборудования;
- проектная организация, осуществляющая разработку схемы выдачи мощности ЛИЭС;
- региональная энергетическая комиссия;
- территориальное управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор);
- филиал АО «СО ЕЭС» в регионе размещения ЛИЭС.

В ряде случаев, регламентированных действующими нормативно-правовыми документами, участие всех вышеперечисленных участников не требуется.

У.2 Цели и задачи участников процесса и их функциональные обязанности**У.2.1 Собственник ЛИЭС (заявитель)****У.2.1.1 Цели и задачи:**

- вырабатывать электрическую и тепловую энергию по минимально низкой себестоимости на объекте(-ах) генерации ЛИЭС;
- минимизировать капитальные затраты на строительство и ввод в эксплуатацию ЛИЭС на базе объекта(-ов) распределенной энергетики;
- обеспечить быстрое и малозатратное технологическое присоединение ЛИЭС к распределительным электрическим сетям для получения максимально возможных технико-экономических эффектов;
- обеспечивать быстрое восстановление режима параллельной работы ЛИЭС с энергосистемой после выделения в островной режим по внешней или внутренней причине;
- обеспечить надежное электроснабжение потребителей ЛИЭС при выделении в островной режим;
- обеспечить беспрепятственную выдачу излишков электроэнергии во внешнюю распределительную сеть для ее продажи в согласованных объемах;
- обеспечить потребление электроэнергии из распределительной электрической сети при ее дефиците в ЛИЭС в согласованных объемах;

- исключить риски повреждения генерирующего оборудования на объекте(-ах) распределенной энергетики в ЛИЭС при аварийных возмущениях в энергосистеме (внешней распределительной электрической сети).

У.2.1.2 Функциональные обязанности:

- изучение параметров и характеристик генерирующего оборудования для их последующего выбора и закупки на основании результатов имитационного моделирования;

- составление и направление на согласование технического задания (ТЗ) на разработку СВМ ЛИЭС в распределительную сетевую компанию и филиал АО «СО ЕЭС», устранение замечаний (при наличии);

- выбор и привлечение к разработке СВМ ЛИЭС, проектной и рабочей документации, проектной организации;

- предоставление проектной организации актуальной схемы и режимов работы энергосистемы (энергорайона), технических характеристик генерирующего оборудования, исходной информации о поузловых характеристиках электрических нагрузках и графиках нагрузки для характерных дней (рабочий, выходной, праздничный, летний и зимний замерные дни);

- организация по требованию проектной организации проведения натурных испытаний и измерений в энергосистеме (энергорайоне) для восполнения недостающей информации для моделирования;

- подача в распределительную сетевую компанию заявки на технологическое присоединение ЛИЭС, с предоставлением необходимых сведений и приложением документов, включая СВМ ЛИЭС;

- разработка и согласование ТЗ на разработку проектной и рабочей документации по технологическому присоединению ЛИЭС с распределительной сетевой компанией и филиалом АО «СО ЕЭС»;

- направление на согласование проектной и рабочей документации по технологическому присоединению ЛИЭС в распределительную сетевую компанию и филиал АО «СО ЕЭС», устранение замечаний (при наличии);

- строительство ЛИЭС на базе объекта(-ов) распределенной энергетики;

- выполнение комплекса мероприятий по технологическому присоединению ЛИЭС к распределительным электрическим сетям, предусмотренных согласованной проектной и рабочей документацией;

- подготовка программы проведения испытаний генерирующего оборудования и ЛИЭС в целом;

- организация и проведение индивидуальных функциональных испытаний генерирующего оборудования и ЛИЭС в целом с составлением актов (протоколов) испытаний;

- подготовка ЛИЭС к подтверждению выполнения требований ТУ на технологическое присоединение, организация подписания акта об их выполнении;

- получение разрешения от территориального управления Ростехнадзора на проведение пуско-наладочных работ (ПНР) и допуск объекта(-ов) ЛИЭС к эксплуатации;

- подача заявки в филиал АО «СО ЕЭС» на проведение ПНР, комплексного опробования и испытаний;
- проведение комплексного опробования генерирующего оборудования ЛИЭС;
- подготовка комплекта эксплуатационной документации на объект(-ы) генерации и ЛИЭС в целом на основании технической документации заводов-изготовителей генерирующего оборудования и интеллектуальной системы автоматического управления ЛИЭС;
- проведение обучения обслуживающего персонала ЛИЭС (с отрывом и без отрыва от производства);
- ввод объекта(-ов) генерации и ЛИЭС в целом в опытно-промышленную и промышленную эксплуатацию.

У.2.2 Электросетевая компания

У.2.2.1 Цели и задачи:

- обеспечить допустимость установившихся режимов и переходных процессов в распределительных электрических сетях без отключения электроприемников потребителей и электросетевого оборудования при присоединении ЛИЭС;
- обеспечить координацию токов КЗ в прилегающих электрических сетях, с принятием необходимых мер по их ограничению;
- обеспечить компенсацию емкостных токов замыкания на землю в сетях среднего напряжения, в соответствии с требованиями, в различных режимах ЛИЭС;
- обеспечить требуемое быстродействие, чувствительность, селективность и надежность работы устройств защиты, электроавтоматики и противоаварийной автоматики, установленных в распределительных электрических сетях в различных режимах ЛИЭС;
- минимизировать отрицательное влияние особых режимов генерации в составе ЛИЭС на режимы электроприемников потребителей электроэнергии, подключенных к распределительным электрическим сетям;
- минимизировать вероятность возникновения и опасных набросов нагрузки на распределительную электрическую сеть, связанных с отключениями генерирующего оборудования ЛИЭС, особенно в режимах максимальных нагрузок в сети;
- использовать возможность покупки электроэнергии от генерации ЛИЭС для компенсации сверхнормативных технологических потерь в электрических сетях по цене ниже, чем у гарантирующего поставщика;
- использовать генерацию ЛИЭС для решения задач противоаварийного и режимного управления в распределительных электрических сетях.

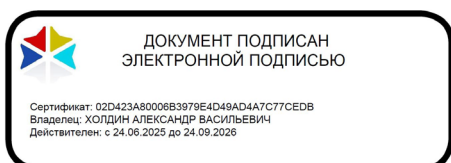
У.2.2.2 Функциональные обязанности:

- рассмотрение и согласование ТЗ на разработку СВМ ЛИЭС;
- определение технической возможности технологического присоединения ЛИЭС к распределительным электрическим сетям (при отсутствии технической возможности, указанной в заявке, технологическое присоединение осуществляется по индивидуальному проекту);

- разработка адекватных (обоснованных) ТУ на технологическое присоединение ЛИЭС и направление их на согласование в филиал АО «СО ЕЭС»;
- выдача заявителю (собственнику ЛИЭС) ТУ на технологическое присоединение;
- заключение договора на технологическое присоединение ЛИЭС к распределительным электрическим сетям с перечнем технических мероприятий, подлежащих реализации за счет средств собственника ЛИЭС;
- разработка и согласование ТЗ на реконструкцию прилегающей к ЛИЭС распределительной электрической сети, принадлежащей распределительной сетевой компании, с филиалом АО «СО ЕЭС»;
- разработка и согласование проектной и рабочей документации на реконструкцию прилегающей к ЛИЭС распределительной электрической сети, принадлежащей распределительной сетевой компании, с филиалом АО «СО ЕЭС»;
- выполнение организационно-технических мероприятий по реконструкции прилегающей к ЛИЭС распределительной электрической сети, принадлежащей распределительной сетевой компании;
- рассмотрение и согласование ТЗ на разработку проектной и рабочей документации по технологическому присоединению ЛИЭС и направление его на согласование в филиал АО «СО ЕЭС»;
- рассмотрение и согласование проектной и рабочей документации по технологическому присоединению ЛИЭС, а также направление ее на согласование в филиал АО «СО ЕЭС»;
- подтверждение выполнения требований ТУ на технологическое присоединение ЛИЭС на базе объекта(-ов) распределенной энергетики с составлением и подписанием Акта об их выполнении;
- составление акта разграничения границ балансовой принадлежности и разграничения эксплуатационной ответственности сторон с ЛИЭС;
- осуществление фактического технологического присоединения ЛИЭС к распределительным электрическим сетям;
- выполнение мероприятий по подключению ЛИЭС к устройствам противоаварийной автоматики распределительной электрической сети в соответствии с требованиями ТУ (при наличии таких требований);
- фактическая подача напряжения на ЛИЭС со стороны распределительной электрической сети, осуществляемая путем включения коммутационного аппарата (его фиксация в положении «включено»);
- составление акта об осуществлении технологического присоединения ЛИЭС;
- организация взаимодействия с собственником ЛИЭС по вопросам функционирования ЛИЭС в составе распределительных электрических сетей, включая действия при ликвидации аварий и др.

У.2.3 Поставщик (завод-изготовитель) генерирующего оборудования

У.2.3.1 Цели и задачи:



- продажа максимально возможного количества генерирующего оборудования для получения прибыли;
- минимизация собственных рисков по исполнению гарантийных обязательств на поставляемое генерирующее оборудование;
- выдача минимального количества технической документации на генерирующее оборудование для последующего заключения договора с собственниками объектов распределенной энергетики на техническое обслуживание и ремонт;
- максимизация доходов от заключения договоров на послегарантийное обслуживание генерирующего оборудования объектов распределенной энергетики.

У.2.3.2 Функциональные обязанности:

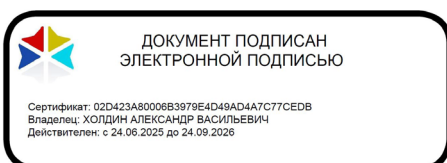
- предоставление собственнику объекта(-ов) распределенной энергетики полного перечня информации по генерирующему оборудованию для разработки СВМ (необходимо указывать полный перечень информации в ТЗ на поставку);
- подготовка коммерческого предложения по поставке генерирующего оборудования в полном соответствии с техническими требованиями, разработанными собственником будущего объекта распределенной энергетики;
- рассмотрение и согласование предложений по изменению алгоритмов работы и параметров настройки устройств защиты и САУ генерирующего оборудования по запросу собственника на основании результатов разработки СВМ ЛИЭС (требование должно быть включено в ТЗ на поставку генерирующего оборудования);
- полное исполнение обязательств по договору поставки генерирующего оборудования, включая представление полного комплекта технической документации (требование должно быть включено в ТЗ на поставку генерирующего оборудования);
- участие шеф-инженера в проведении монтажных и пуско-наладочных работ на генерирующем оборудовании объекта(-ов) распределенной энергетики;
- участие шеф-инженера в проведении комплексного опробования и испытаний генерирующего оборудования на месте его установки;
- устранение выявленных дефектов генерирующего оборудования объекта(-ов) распределенной энергетики в соответствии с гарантийными обязательствами по договору поставки в согласованные (по вине собственника) или заранее определенные договором сроки (по вине завода-изготовителя).

У.2.4 Проектная организация

У.2.4.1 Цели и задачи:

- выполнение работ по разработке СВМ ЛИЭС, проектной и рабочей документации в минимальных объемах, в минимально возможные сроки, а также с минимальными трудозатратами, но в соответствии с ТЗ;
- получение максимальной прибыли от разработки СВМ ЛИЭС, проектной и рабочей документации по ЛИЭС.

У.2.4.2 Функциональные обязанности:



- выполнение разработки СБМ ЛИЭС, проектной и рабочей документации в соответствии с ТЗ;
- устранение замечаний к СБМ ЛИЭС, проектной и рабочей документации со стороны собственника, распределительной сетевой компании и филиала АО «СО ЕЭС»;
- участие в авторском надзоре при реализации проекта строительства объекта(-ов) распределенной энергетики и создания ЛИЭС (при наличии данного условия в договоре).

У.2.5 Филиал АО «СО ЕЭС»

У.2.5.1 Цели и задачи:

- оценка влияния ЛИЭС на режимы территориальной энергосистемы;
- формирование требований по обеспечению наблюдаемости ЛИЭС в филиале АО «СО ЕЭС» мощностью более 5 МВт;
- формирование требований по обеспечению управляемости ЛИЭС из филиала АО «СО ЕЭС» мощностью более 25 МВт;
- при значительном влиянии ЛИЭС на режимы территориальной энергосистемы ее учет при планировании балансов в ЕЭС России.

У.2.5.2. Функциональные обязанности:

- рассмотрение и согласование ТЗ на разработку СБМ ЛИЭС, выдача замечаний (при наличии);
- рассмотрение и согласование ТУ на технологическое присоединение ЛИЭС, выдача замечаний (при наличии);
- рассмотрение и согласование ТЗ на разработку проектной и рабочей документации по технологическому присоединению ЛИЭС, выдача замечаний (при наличии);
- рассмотрение и согласование проектной и рабочей документации на реконструкцию распределительной электрической сети, прилегающей к ЛИЭС, принадлежащей распределительной сетевой компании, выдача замечаний (при наличии);
- рассмотрение и согласование СБМ ЛИЭС, выдача замечаний (при наличии);
- рассмотрение и согласование проектной и рабочей документации по технологическому присоединению ЛИЭС, выдача замечаний (при наличии);
- подтверждение выполнения требований ТУ на технологическое присоединение ЛИЭС, подписание акта об их выполнении;
- рассмотрение и согласование заявки на проведение пуско-наладочных работ, комплексного опробования и испытаний, участие в их проведении на ЛИЭС;
- заключение договора с собственником ЛИЭС на оперативно-диспетчерское управление (при необходимости – определяется требованиями НПА).

У.2.6 Региональная энергетическая комиссия

Функциональные обязанности:

- установление величины платы за технологическое присоединение ЛИЭС на базе объекта(-ов) распределенной энергетики по индивидуальному проекту к распределительным электрическим сетям.

У.2.7 Территориальное управление Ростехнадзора

Функциональные обязанности:

- подготовка заключения о наличии (отсутствии) технической возможности технологического присоединения ЛИЭС к распределительным электрическим сетям распределительной сетевой компании;

- выдача разрешения на проведение пуско-наладочных работ и комплексного опробования генерирующего оборудования в составе ЛИЭС;

- допуск к эксплуатации ЛИЭС.

Примечание – В перечне функциональных обязанностей всех участников указаны только те, которые имеют отношение к решению технических задач при технологическом присоединении ЛИЭС. Последовательность реализации некоторых мероприятий может отличаться от приведенной, с учетом особенностей конкретной ЛИЭС, но не существенно. Кроме того, часть организационно-технических мероприятий может реализовываться одновременно.

Приложение Ф
(справочное)**Программа обучения персонала, проектировщиков, руководителей
проектов создания ЛИЭС**

Ф.1 Наименование: Дополнительная профессиональная программа повышения квалификации «Создание локальных интеллектуальных энергосистем и управление их режимами».

Ф.1.2 Общая характеристика

Ф.1.2.1 Цель реализации программы

Целью реализации программы повышения квалификации является совершенствование компетенций в области проектирования, пуско-наладки и эксплуатации систем управления локальными энергосистемами, работающими параллельно с внешней электрической сетью (ЛИЭС), необходимых для профессиональной деятельности и повышение профессионального уровня в рамках имеющейся квалификации.

Ф.1.2.2 Категории слушателей (целевая аудитория):

- главный энергетик предприятия;
- заместитель главного энергетика предприятия;
- инженер (техник)-электрик службы эксплуатации системы электроснабжения;
- инженер, занимающийся проектированием или реконструкцией систем электроснабжения;
- инженер, занимающийся проектированием и эксплуатацией релейной защиты и автоматики.

Ф.1.2.3 Требования к уровню подготовки лиц, необходимому для освоения программы:

- слушатели, поступающие на обучение, должны иметь высшее образование по направлению «Электроэнергетика и электротехника»;
- в виде исключения, на обучение могут быть приняты слушатели имеющее среднее профессиональное образование и практический опыт по проектированию и эксплуатации систем энергоснабжения, организации работ, настройке и эксплуатации устройств релейной защиты и автоматики.

Ф.1.2.4 Трудоемкость программы: всего 36 часов, из них 30 часов контактных занятий, в том числе 2 часа итоговой аттестации, и 6 часов самостоятельной работы слушателя (СРС).

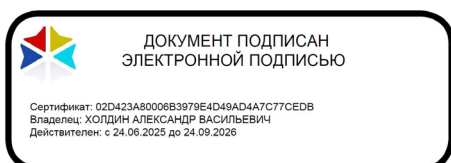
Ф.1.2.5 Срок обучения: 6 дней.

Ф.1.2.6 Форма обучения: очная.

Ф.1.2.7 Формат обучения: оффлайн, с применением дистанционных образовательных технологий обучения на симуляторе режимов ЛИЭС 2023.

Ф.1.2.8 Выдаваемый документ: удостоверение о повышении квалификации образца, установленного ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет».

Ф.1.2.9 Область профессиональной деятельности: 20 Электроэнергетика.



Ф.1.2.10 Сфера применения компетенций, полученных после освоения программы: в сфере электроэнергетики и электротехники.

Ф.1.2.11 УГС: 130000 Электро- и теплоэнергетика.

Ф.1.2.12 ОКВЭД: 35.12. Передача электроэнергии и технологическое присоединение к распределительным электросетям.

Ф.1.2.13 Планируемые результаты обучения

Программа направлена на совершенствование профессиональной компетенции (ПК-4), сформулированной на основании основной профессиональной образовательной программы 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника, профиль «Электроэнергетические системы и сети» и трудовой функции (Н/01.6) профессионального стандарта 20.032 Работник по обслуживанию оборудования подстанций электрических сетей (утвержден приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 31.08.2021 611н).

Планируемые результаты освоения программы и обучения указаны в таблице Ф.1.

Таблица Ф.1 – Планируемые результаты освоения программы и обучения

Планируемый результат освоения программы	Планируемый результат обучения
ПК-4. Способен выбирать серийные и проектировать новые объекты профессиональной деятельности.	<p>Знать:</p> <ul style="list-style-type: none"> - методы расчёта систем электроснабжения; - правила технической эксплуатации электрических станций и сетей в части оборудования подстанций электрических сетей. <p>Уметь:</p> <ul style="list-style-type: none"> - оценивать эффективность режимов работы и схем систем электроснабжения; - организовывать работу при внедрении новых устройств подстанций электрических сетей. <p>Владеть:</p> <ul style="list-style-type: none"> - способностью использовать углублённые теоретические и практические знания, которые находятся на передовом рубеже науки и техники в области профессиональной деятельности; - навыками организации проведения аварийно-восстановительных и ремонтных работ на оборудовании подстанций электрических сетей; - навыками организации разработки и согласования технических условий, технических заданий в части проектирования, реконструкции и ремонта оборудования подстанций электрических сетей.

Ф.2 Содержание программы

Ф.2.1 Учебный план программы повышения квалификации представлен в таблице Ф.2.

Ф.2.2 Учебно-тематический план программы повышения квалификации представлен в таблице Ф.3.

Таблица Ф.2 – Учебный план программы повышения квалификации

Наименование модулей программы	Общая трудоемкость, час	Контактные занятия, час						СРС, час	
		всего	в том числе				всего	с применением ДОТ	
			лекции	практические/лабораторные	с применением ДОТ				
					всего	лекции			практические /лабораторные
Модуль 1. Объекты с малой генерацией	2	2	2	-	-	-	-	-	-
Модуль 2. Параллельная работа объектов с малой генерацией в составе внешней сети	4	4	4	-	-	-	-	-	-
Модуль 3. Системная автоматика управления режимами (ПТК) ЛИЭС	4	4	4	-	-	-	-	-	-
Модуль 4. Аппаратные средства, программное обеспечение и диагностика ПТК	2	2	2	-	-	-	-	-	-
Модуль 5. Управление режимами ЛИЭС	14	8	4	4	4	-	4	4	-
Модуль 6. Технические решения при проектировании ЛИЭС	2	2	2	-	-	-	-	-	-
Модуль 7. ЛИЭС жилмассива «Березовое»	6	4	2	2	4	-	2	-	-
Модуль 8. Физическая модель ЛИЭС	2	2	1	1	1	-	1	-	-
Итоговая аттестация	4	2	-	-	-	-	-	2	-
Итого	36	30	21	7	-	-	7	6	-

Таблица Ф.3 – Учебно-тематический план программы повышения квалификации

Наименование модулей и тем программы	Общая трудоемкость, час	Контактные занятия, час						СРС, час	
		всего	в том числе				с применением ДОТ	всего	с применением ДОТ
			лекции	практические / лабораторные	всего	лекции	практические / лабораторные		
Модуль 1. Объекты с малой генерацией	2	2	2	-	-	-	-	-	-
Тема 1.1. Введение. Понятие малой генерации	1	1	1	-	-	-	-	-	-
Тема 1.2. Объекты с малой генерацией	1	1	1	-	-	-	-	-	-
Модуль 2. Параллельная работа объектов с малой генерацией в составе внешней сети	4	4	4	-	-	-	-	-	-
Тема 2.1. Понятия изолированной и параллельной работы. Риски и оценки	2	2	2	-	-	-	-	-	-
Тема 2.2. Способы обеспечения безопасной и эффективной работы объектов с малой генерацией	2	2	2	-	-	-	-	-	-
Модуль 3. Системная автоматика управления режимами (ПТК) ЛИЭС	4	4	4	-	-	-	-	-	-
Тема 3.1. Назначение и подсистемы автоматики	2	2	2	-	-	-	-	-	-
Тема 3.2. Функционал автоматики	2	2	2	-	-	-	-	-	-



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Сертификат: 02D423A80006B3979E4D49AD4A7C77CE0B
Владелец: ХОЛДИН АЛЕКСАНДР ВАСИЛЬЕВИЧ
Действителен: с 24.06.2025 до 24.09.2026

Копирование, демонстрация, распространение, публикация, иное использование всех или части материалов, содержащихся в СТО 09797721.27.010.01.01-2025 или приложенных к нему материалов, запрещено без предварительного письменного разрешения АО «ТЭСС»

Продолжение таблицы Ф.3

Наименование модулей и тем программы	Общая трудоемкость, час	Контактные занятия, час						СРС, час	
		всего	в том числе					всего	с применением ДОТ
			лекции	практические / лабораторные	с применением ДОТ				
					всего	лекции	практические / лаборатор.		
Модуль 4. Аппаратные средства, программное обеспечение и диагностика ПТК	2	2	2	-	-	-	-	-	-
Тема 4.1. Структура и состав аппаратных средств	1	1	1	-	-	-	-	-	-
Тема 4.2. Структура и состав программного обеспечения	1	1	1	-	-	-	-	-	-
Модуль 5. Управление режимами ЛИЭС	10	6	4	2	2	-	2	4	-
Тема 5.1. Режимное управление и автооперирование	6	3	2	1	1	-	1	2	-
Тема 5.2. Противоаварийное управление и восстановление нормального режима	4	3	2	1	1	-	1	2	-
Модуль 6. Технические решения при проектировании ЛИЭС	2	2	2	-	-	-	-	-	-
Тема 6.1. Технические решения для удовлетворения требованиям к работе ЛИЭС в сетях ЕЭС	1	1	1	-	-	-	-	-	-
Тема 6.2. Технические решения для удовлетворения требованиям к генерации ЛИЭС со стороны АО «СО ЕЭС»	1	1	1	-	-	-	-	-	-
Модуль 7. ЛИЭС жилмассива «Березовое»	6	4	2	2	4	-	2	-	-
Тема 7.1. История создания и особенности ЛИЭС	3	3	1	2	2	-	2	-	-
Тема 7.2. Работа ЛИЭС в изолированном и параллельном режимах	3	3	1	2	2	-	2	-	-
Модуль 8. Физическая модель ЛИЭС	2	2	1	1	1	-	1	-	-
Тема 8.1. Физическое моделирование режимов ЭЭС. Назначение и состав физической модели	1	1	0,5	0,5	0,5	-	0,5	-	-
Тема 8.2. Исследования процессов и испытания автоматики ЛИЭС на физической модели	1	1	0,5	0,5	0,5	-	0,5	-	-
Итоговая аттестация	4	2	-	-	-	-	-	2	-
Итого	36	30	21	7	-	-	7	6	-

Ф.2.3 Рабочая программа модулей

Модуль 1. Объекты с малой генерацией (2 часа).

Тема 1.1. Введение. Понятие малой генерации (1 час).

Содержание: Термины и определения. Большая, малая и микрогенерация. Топливная и возобновляемая генерация.

Тема 1.2. Объекты с малой генерацией (1 час).

Содержание: Электростанции малой мощности, локальные системы энергоснабжения (ЛЭС), локальные интеллектуальные энергосистемы на базе топливной и гибридной генерации (ЛИЭС, ЛИЭС), электрические сети с распределенной малой генерацией, объединенные энергосистемы малой мощности.

Модуль 2. Параллельная работа объектов с малой генерацией в составе внешней сети (4 часа).

Тема 2.1. Понятия изолированной и параллельной работы. Риски и оценки (2 часа).

Содержание: Термины и определения. Несинхронные включения на параллельную работу, возникновение ударных моментов в переходных режимах, возникновение асинхронных режимов, рост токов КЗ, рост токов замыкания на землю. Методы оценки.

Тема 2.2. Способы обеспечения безопасной и эффективной работы объектов с малой генерацией (2 часа).

Содержание: Ограничение токов КЗ, снижение ударных моментов, исключение несинхронных включений, снижение токов замыкания на землю, исключение режима параллельной работы.

Модуль 3. Системная автоматика управления режимами (ПТК) ЛИЭС (4 часа).

Тема 3.1. Назначение и подсистемы автоматики (2 часа).

Содержание: Назначение, подсистемы телесигнализации, телеизмерения, режимного, противоаварийного управлений и автооперирования ЛИЭС, блокировки недопустимых действий. Способы управления.

Тема 3.2. Функционал автоматики (2 часа).

Содержание: Структура функций автоматики. Общее описание функций. Информационное обеспечение. Методы принятия решений. Параметры настройки.

Модуль 4. Аппаратные средства, программное обеспечение и диагностика ПТК (2 часа).

Тема 4.1. Структура и состав аппаратных средств (1 час).

Содержание: Структура аппаратных средств для ЛИЭС с подключением к внешней сети через шины электростанции. Структура аппаратных средств для ЛИЭС с подключением к внешней сети через шины РП распределительной сети ЛИЭС. Описание и характеристики элементов системы. Отказы автоматики, диагностика автоматики и предотвращение нарушений в работе ЛИЭС при отказах аппаратных средств.

Тема 4.2. Структура и состав программного обеспечения (1 час).

Содержание: Структура ПО автоматики. Состав, формы представления, информационное обеспечение и работа технологических алгоритмов. Визуализация работы на диспетчерских видеокадрах.

Модуль 5. Управление режимами ЛИЭС (10 часов).

Тема 5.1. Режимное управление и автооперирование (6 часов)

Содержание: Управление нормальными режимами при автономной и параллельной работе ЛИЭС с внешней электрической сетью: Запуск электростанции с нуля. Создание нормальных режимов автономной и параллельной работы. Управление составом

работающего генерирующего оборудования. Управление режимами обмена мощностью с внешней сетью. Управление переходами между режимами автономной и параллельной работы.

Тема 5.2. Противоаварийное управление и восстановление нормального режима (4 часа).

Содержание: Противоаварийное опережающее сбалансированное отделение ЛИЭС от внешней сети в режимах самобаланса, избытка и дефицита мощности. Восстановление нормального режима параллельной работы ЛИЭС с внешней сетью после противоаварийного или аварийного отделения. Карта настройки автоматики совместно с автоматикой и защитой энергоблоков, внешней электрической сети.

Модуль 6. Технические решения при проектировании ЛИЭС (2 часа).

Тема 6.1. Технические решения для удовлетворения требованиям к работе ЛИЭС в сетях ЕЭС (1 час).

Содержание: Предотвращение несинхронизированных включений на параллельную работу, ограничение недопустимых токов отключения КЗ, компенсация токов замыкания на землю, исключение подпитки отделившейся части внешней сети.

Тема 6.2. Технические решения для удовлетворения требованиям к генерации ЛИЭС со стороны СО ЕЭС (1 час)

Содержание: Требования к ОПРЧ в ЕЭС России. Обеспечение выполнения требования к участию генерации ЛИЭС в ОПРЧ ЕЭС при параллельной работе с внешней сетью.

Модуль 7. ЛИЭС жилмассива «Березовое» (2 часа).

Тема 7.1. История создания ЛИЭС (1 час).

Этапы развития. Основное генерирующее оборудование, распределительная сеть, схема выдачи мощности во внешнюю сеть.

Тема 7.2. Работа ЛИЭС в изолированном и параллельном режимах (1 час).

Содержание: Управление режимами автономной и параллельной с внешней электрической сетью работы. Организация рабочего места дежурного.

Модуль 8. Физическая модель ЛИЭС (2 часа).

Тема 8.1. Физическое моделирование режимов ЭЭС. Назначение и состав физической модели (1 час).

Содержание: Назначение и область применения. Состав и характеристики элементов, масштаб моделирования, средства ручного, автоматизированного и автоматического управлений. Средства регистрации и визуализации результатов. Сопряжение ПТК с объектом управления.

Тема 8.2. Исследования процессов и испытания автоматики ЛИЭС на физической модели (1 час).

Содержание: Физическая модель ЛИЭС, оперирование режимом, настройка и испытание автоматики, проведение демонстраций оперирования ЛИЭС.

Ф.2.4 Перечень практических занятий

Перечень практических занятий представлен в таблице Ф.4.

Ф.2.5 Виды самостоятельной работы слушателя

Виды самостоятельной работы слушателя представлены в таблице Ф.5.

Таблица Ф.4 – Перечень практических занятий

Модуль, тема	Наименование практических занятий, краткое описание деятельности слушателя	Трудоемкость, час
Модуль 5 Тема 5.1	Наименование: Режимное управление и автооперирование ЛИЭС. Цель занятия: изучение особенностей управления технологическими установками ЛИЭС в нормальных режимах. Описание: В процессе занятия слушатели получают навыки настройки автоматики и управления режимами ЛИЭС.	1
Модуль 5 Тема 5.2	Наименование: Противоаварийное управление и восстановление нормального режима ЛИЭС. Цель занятия: изучение особенностей управления технологическими установками ЛИЭС в аварийных и послеаварийных режимах. Описание: В процессе занятия слушатели получают навыки настройки противоаварийной автоматики.	1
Модуль 7 Тема 7.1	Наименование: История создания ЛИЭС. Цель занятия: ознакомление с причинами создания, особенностями технологических установок на базе газопоршневых агрегатов. Описание: В процессе занятия слушатели получают представление о характеристиках оборудования, электростанции, наладке технологических установок.	2
Модуль 7 Тема 7.2	Наименование: Работа ЛИЭС в изолированном и параллельном режимах. Цель занятия: изучение особенностей режимов технологических установок на базе газопоршневых агрегатов в изолированном и параллельном режимах ЛИЭС. Описание: В процессе занятия слушатели получают навыки наладки взаимодействия ПТК с автоматикой энергоблоков.	2
Модуль 8 Тема 8.1	Наименование: Физическое моделирование режимов ЭЭС. Назначение и состав физической модели. Цель занятия: ознакомление с особенностями физического моделирования ЛИЭС и управления их технологическими установками. Описание: В процессе занятия слушатели получают представление о технологических установках на физической модели.	0,5
Модуль 8 Тема 8.2	Наименование: Исследования процессов и испытания автоматики ЛИЭС на физической модели. Цель занятия: получение опыта управления технологическими установками ЛИЭС на ее физической модели. Описание: В процессе занятия слушатели получают первичные навыки наладки ПТК и управления режимами ЛИЭС.	0,5

Таблица Ф.5 – Перечень практических занятий

Модуль, тема	Вид СРС	Трудоемкость, час
Модуль 5 Тема 5.1	Выполнение заданий по управлению ЛИЭС на симуляторе в нормальных режимах	2
Модуль 5 Тема 5.2	Выполнение заданий по управлению ЛИЭС на симуляторе в аварийных и послеаварийных режимах	2
Итоговая аттестация	Подготовка к итоговой аттестации	2

Ф.3 Организационно-педагогические условия реализации программы

Ф.3.1 Кадровое обеспечение программы показано в таблице Ф.6.

Таблица Ф.6 – Кадровое обеспечение программы

Фамилия, имя, отчество	Образование (вуз, год окончания, специальность), ученая степень, ученое звание	Должность (стаж НПР, лет), персональные профессиональные достижения
	д.т.н., профессор	профессор кафедры
	к.т.н.	доцент кафедры

Ф.3.2 Материально-технические условия

Ф.3.2.1 Контактные занятия будут проходить в аудиториях Базового образовательного центра «Энергоцентр НГТУ», являющегося структурным учебным подразделением университета, учебном центре АО ТЭСС.

Ф.3.2.2 Лекционные занятия будут проходить в аудитории № 422, корпус 2 НГТУ, аудиториях учебного центра АО ТЭСС.

Ф.3.2.3 Практические занятия в лаборатории физического моделирования энергосистем (№ 114, корпус 2 НГТУ), в терминальном классе кафедры АЭЭС (№ 218, корпус 2 НГТУ), в учебном центре АО ТЭСС и на реальном энергообъекте (ЛИЭС с установленной мощностью электрогенерации 10 МВт).

Ф.3.2.4 Аудитории оснащены проекционным и мультимедийным оборудованием и соответствуют нормативным требованиям, предъявляемым к качеству организации учебного процесса.

Ф.3.2.5 Лаборатория физического моделирования энергосистем оснащена физической моделью ЛИЭС и системой управления, адекватной реальному объекту.

Ф.3.2.6 Для практических занятий по управлению режимами ЛИЭС используется разработанный в НГТУ компьютерный симулятор режимов и управления ЛИЭС.

Ф.3.3 Учебно-методическое и информационное обеспечение программы:

- основная литература;
- интернет-ресурсы.

Ф.4 Оценка качества освоения программы

Ф.4.1 Итоговая аттестация по программе повышения квалификации

Формой итоговой аттестации по программе является зачёт.

Зачёт проводится в формате выполнения письменных ответов на заданные вопросы по режимам и автоматике ЛИЭС и выполнения задания по управлению режимами ЛИЭС на симуляторе.

Ф.4.2 Оценочные средства для проведения итоговой аттестации

Ф.4.2.1 Перечень вопросов:

- 1) Что такое малая генерация, распределенная генерация, локальная система энергоснабжения, локальная интеллектуальная энергосистема?
- 2) В чем отличие активного энергетического комплекса от локальной интеллектуальной энергосистемы?
- 3) Чем отличаются характеристики малой генерации от традиционной и почему?
- 4) В чем особенности динамических характеристик газопоршневых энергоблоков малой генерации?
- 5) Как запускаются газопоршневые энергоблоки?
- 6) Как обеспечить надежность в локальных системах энергоснабжения?
- 7) Как влияет режим параллельной работы с внешней энергосистемой на надежность и экономичность энергоснабжения в ЛИЭС?
- 8) В чем заключаются особенности синхронизации ЛИЭС с внешней энергосистемой по отношению к синхронизации генераторов с сетью и крупных энергосистем?
- 9) Каким требованиям должен удовлетворять режим заземления нейтрали трансформаторов на подстанции присоединения ЛИЭС?
- 10) В чем заключаются требования по участию энергоблоков ЛИЭС в ОПРЧ внешней энергосистемы?
- 11) Как определяется состав и специализация включенного генерирующего оборудования на электростанции ЛИЭС?
- 12) В чем преимущества режима параллельной работы по отношению к изолированному?
- 13) В чем недостатки режима изолированной работы?
- 14) Как обеспечивается готовность ЛИЭС к спорадическому отделению от внешней сети?
- 15) В чем заключаются риски режима параллельной работы?
- 16) В чем физическая природа ударных моментов на валах энергоблоков ЛИЭС?
- 17) Чем опасна подпитка ЛИЭС отключенных частей внешней электрической сети?
- 18) Что такое опережающее сбалансированное отделение ЛИЭС?
- 19) Зачем нужны векторные измерения в схеме выдачи мощности ЛИЭС?
- 20) Как обеспечивается требуемое участие энергоблоков ЛИЭС в ОПРЧ?
- 21) Каковы условия выбора состава работающих энергоблоков для изолированного и параллельного режимов работы?
- 22) Как обеспечивается готовность ЛИЭС к сбалансированному спорадическому отделению?

23) В чем назначение, достоинства и недостатки режимов нулевого, заданного ненулевого обменного перетока мощности, а также режима работы в коридоре допустимых небалансов мощности ЛИЭС?

24) В чем основное отличие системной автоматики управления режимами ЛИЭС от известных?

25) Как обеспечивается выполнение требований по надежности к подсистеме противоаварийного управления ПТК?

26) Какие и чем определяются уставки АОСД?

27) Какие функции выполняет блочная автоматика Terberg?

28) Как осуществляется пуск и останов энергоблоков под управлением Terberg с сопровождением системной автоматикой?

29) Как осуществляется сопряжение блочной и системной автоматик?

30) Какими условиями определяется комплекс технических решений для безопасной параллельной работы ЛИЭС с внешней электрической сетью?

31) Каков состав комплекса технических решений?

32) Каким образом обеспечивается блокировка несинхронных включений выключателей и резервирование отключений?

33) Каковы этапы создания и развития ЛИЭС жилмассива Березовое?

34) В чем проблемы автономной работы и низкой надежности энергоснабжения?

35) В чем причины низкой экономической эффективности автономной работы?

36) В чем заключаются основные эффекты параллельной работы ЛИЭС с внешней энергосистемой?

37) Какие режимы управления могут использовать диспетчеры ЛИЭС, когда и для чего?

38) Как осуществляется запуск электростанции с нуля при запрете параллельной работы и при разрешенной параллельной работе с внешней электрической сетью?

39) Каковы возможности и параметры участия энергоблоков Мини-ТЭЦ ЛИЭС в ОПРЧ?

40) Как принципиально и конструктивно устроена автоматика ЛИЭС жилмассива Березовое?

41) Какой основной режим и коммутационное состояние схемы выдачи мощности приняты для ЛИЭС жилмассива Березовое? Почему?

42) Как повлиял перевод ЛСЭ жилмассива Березовое в ЛИЭС на надежность энергоснабжения, эффективность использования оборудования и экономику электростанции?

43) Какими документами определяются требования к испытаниям энергоблоков и электростанций, включаемых на параллельную работу с сетью ЕЭС?

44) Что подлежит проверке при испытаниях и каким образом они проводятся?

45) Какие испытания входят в программу функциональных испытаний при включении на параллельную работу с сетью ЕЭС ЛИЭС с системной автоматикой НГТУ-Торнадо?

46) Какими документами устанавливаются требования к участию в ОПРЧ энергоблоков, включаемых на параллельную работу с сетью ЕЭС?

47) Какие основные требования к статическим и динамическим характеристикам энергоблоков устанавливаются для их участия в ОПРЧ ЕЭС?

Ф.4.2.1 Примеры заданий по управлению режимами ЛИЭС на симуляторе показаны в таблице Ф.7.

Таблица Ф.7 – Примеры заданий по управлению режимами ЛИЭС на симуляторе

Задание	Уровень сложности	Примечание
Выбрать и задать желаемые часовой интервал суточного графика нагрузки	1	-
Запустить электростанцию с нуля и обеспечить нормальный режим энергоснабжения потребителей при запрете параллельной работы с внешней электрической сетью	4	Штатный и экстренный запуск
Запустить электростанцию с нуля и обеспечить нормальный режим энергоснабжения потребителей при разрешенной параллельной работе ЛИЭС с внешней электрической сетью	3	Штатный и экстренный запуск
Осуществить режим параллельной работы ЛИЭС с внешней сетью с выдачей максимальной свободной мощности	3	Из исходного автономного режима
Осуществить режим параллельной работы ЛИЭС с внешней сетью с выдачей максимальной свободной мощности	2	Из исходного режима параллельной работы
Осуществить перевод ЛИЭС из режима параллельной работы в автономный	2	Из исходного режима параллельной работы ЛИЭС с внешней сетью с выдачей максимальной свободной мощности
Создать с нуля режим независимой автономной работы двух разделенных частей ЛИЭС	3	-
Объединить две автономно работающие части ЛИЭС в единую систему	4	-
Объединить автономно и параллельно работающие части ЛИЭС в единую систему с параллельной работой с внешней сетью	4	-

Окончание таблицы Ф.7

Задание	Уровень сложности	Примечание
Объединить автономно и параллельно	4	-

работающие части ЛИЭС в единую автономно работающую систему		
Сформировать группы свободных генераторов и организовать режимы с выдачей мощности во внешнюю сеть в полной ЛИЭС	4	-
Сформировать группы свободных генераторов и организовать режимы с выдачей мощности во внешнюю сеть в разделенной на части ЛИЭС	4	-
Выбрать информативные графики процессов и произвести их расшифровку	3	-
Осуществить управление режимом полной ЛИЭС на интервалах времени с большим изменением нагрузки	3	При росте нагрузки. При снижении нагрузки
Осуществить управление разделенной ЛИЭС на интервалах времени с большим изменением нагрузки	4	При росте нагрузки. При снижении нагрузки
Осуществить управление режимом ЛИЭС при дефицитах мощности	4	При полной ЛИЭС. При разделенной ЛИЭС
Осуществить восстановление нормального режима после аварийного погашения генерации ЛИЭС	4	С АВР. Без АВР
Осуществить восстановление нормального режима после успешной работы АОСД	3	-
Осуществить восстановление нормального режима после неуспешной работы АОСД	4	-
Осуществить восстановление нормального режима после погашения при отсутствии АПВ и АВР	4	-

Ф.4.3 Методические указания по подготовке к итоговой аттестации

Ф.4.3.1 При подготовке к итоговой аттестации необходимо использовать информацию, полученную при прослушивании лекционного материала, на практических занятиях и в процессе самостоятельной работы.

Ф.4.3.2 Примерный набор вопросов для зачёта по теоретической части слушатели получают до завершения контактных занятий.

Ф.4.3.3 Примерный набор заданий для зачета по практической части (управлению режимами ЛИЭС на симуляторе слушатель получает перед началом практических занятий).

Ф.4.3.4 Зачёт проводится в два этапа: первый в письменной форме, второй – при демонстрации полученных навыков управления – на симуляторе.

Ф.4.3.5 Для подготовки ответов на полученные вопросы слушателю предоставляется один час. После окончания зачёта слушатель оставляет свою личную подпись на каждом листе ответов и сдаёт материалы преподавателям, проводящим зачёт.

Ф.4.3.6 Для демонстрации полученных навыков управления режимами ЛИЭС также предоставляется один час.

Ф.4.3.7 По истечении времени, необходимого для проверки ответов на вопросы зачёта всех слушателей объявляются результаты зачёта.

Ф.4.3.8 В случае необходимости, слушателю персонально предоставляется возможность апелляции. После этой процедуры и заполнения зачётной ведомости объявляются окончательные результаты зачёта.

Ф.4.4 Критерии оценки итоговой аттестации

Оценка по итоговой аттестации выставляется в традиционной форме (зачтено /не зачтено), как показано в таблице Ф.8.

Таблица Ф.8 – Критерии оценки по итоговой аттестации

Оценка	Критерии
«Зачтено» (пороговый, средний, высокий уровень сформированности компетенций)	Если: - письменные ответы: даны полные ответы на заданные вопросы с обоснованием ответа на конкретных примерах; - задание: выполнено без грубых ошибок.
«Не зачтено» (компетенции не сформированы)	Если: - письменные ответы: слушатель затрудняется в ответе на заданные вопросы, не владеет общей терминологией программы, не способен ответить на дополнительные вопросы; - задание: не выполнено.

Ф.5 Календарный учебный график представлен в таблице Ф.9.

Таблица Ф.9 – Календарный учебный график

Учебный день	Наименование модуля, темы
1	Модуль 1. Объекты с малой генерацией. Модуль 2. Параллельная работа объектов с малой генерацией в составе внешней сети
2	Модуль 3. Системная автоматика управления режимами (ПТК) ЛИЭС. Модуль 4. Аппаратные средства, программное обеспечение и диагностика ПТК
3	Модуль 5. Управление режимами ЛИЭС. Тема 5.1. Режимное управление и автооперирование

Окончание таблицы Ф.9

Учебный день	Наименование модуля, темы
--------------	---------------------------

4	Модуль 5. Управление режимами ЛИЭС. Тема 5.2. Противоаварийное управление и восстановление нормального режима. Модуль 6. Технические решения при проектировании ЛИЭС.
5	Модуль 7. ЛИЭС микрорайона Модуль 8. Физическая модель ЛИЭС
6	Итоговая аттестация

Ф.6 Составитель программы повышения квалификации: профессор кафедры, д-р техн. наук, профессор.

Примечание 1 – После прохождения обучения на базе высшего образования выдается удостоверение о повышении квалификации.

Примечание 2 – После прохождения обучения на базе средне-специально образования выдается сертификат о прохождении обучения.

Приложение X
(справочное)
Справочная литература

1. ГОСТ Р 55105-2019 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования
2. ГОСТ Р 58601-2019 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования
3. ГОСТ Р 59279-2020 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электрические сети. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций. Типовые решения. Рекомендации по применению
4. ГОСТ Р 59371-2021 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования
5. ГОСТ Р 59373-2021 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения повышения частоты. Нормы и требования
6. ГОСТ Р 59384-2021 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения перегрузки оборудования. Нормы и требования
7. ГОСТ Р 59947-2021 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к информационному обмену при организации и осуществлении дистанционного управления
8. ГОСТ Р 59979-2022 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости. Нормы и требования
9. ГОСТ Р 70411-2022 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения снижения напряжения. Нормы и требования
10. ГОСТ Р 71635-2024 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Системы сбора и передачи информации с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Нормы и требования
11. СТО 34.01-3.1-002-2016 Типовые технические решения подстанций 6-110 кВ

12. СТО 34.01-3.2-006-2015 Электрогенераторные установки с двигателями внутреннего сгорания. Типовые технические требования
13. СТО 34.01-3.2-008-2017 Реакторы заземляющие дугогасящие 6-35 кВ. Общие технические требования
14. СТО 34.01-21.1-001-2017 Распределительные электрические сети напряжением 0,4-110 кВ. Требования к технологическому проектированию
15. СТО 59012820.29.160.20.004-2019 Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов
16. IEC TS 62898-3-1-2020 Microgrids - Part 3-1: Technical requirements - Protection and dynamic control
17. IEC TS 63276:2024 Guidelines for the hosting capacity evaluation of distribution networks for distributed energy resources
18. IEC TR 63410:2023 Decentralized electrical energy systems roadmap

Библиография

- [1] Рекомендации по стандартизации Р 50.1.028-2001. Информационные технологии поддержки жизненного цикла продукции. Методология функционального моделирования
- [2] Илюшин П. В. Интеграция электростанций на основе возобновляемых источников энергии в Единой энергетической системе России: обзор проблемных вопросов и подходов к их решению // Вестник МЭИ. 2022. № 4. С. 98 – 107.
- [3] Фишов А. Г. Технические и экономические аспекты создания минигридов и их интеграции с централизованным энергоснабжением // Энергетик. 2022. № 4. С. 27 – 34.
- [4] Фишов А.Г., Петрищев А.В., Ожулас В.А. Цифровой симулятор режимов минигрида, интегрированного с внешней электрической сетью. Часть 1. Физико-технологические основы объекта симуляции. Энергетик, 2023. – № 6. – С. 6–13.
- [5] Фишов А.Г., Петрищев А.В., Ожулас В.А. Цифровой симулятор режимов минигрида, интегрированного с внешней электрической сетью. Часть 2. Техническая реализация и особенности использования симулятора. Энергетик, 2023. – № 7. – С. 14–22.
- [6] Ожулас В.А., Петрищев А.В., Фишов А.Г. Использование симулятора режимов Минигрид для решения задач проектирования // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2024. Т.26. № 3. С. 66-82. doi:10.30724/1998-9903-2024-26-3-66-82.
- [7] Гежа Е. Н. Системная автоматика для интеграции локальных систем электроснабжения с синхронной малой генерацией в электрические сети / Е. Н. Гежа, Е. С. Ивкин, О. В. Сердюков, В. Е. Глазырин, Г. В. Глазырин, А. И. Марченко, Р. Ю. Семендяев, А. Г. Фишов // Релейщик. 2018. № 2 (32). С. 24 – 31.
- [8] Фишов А.Г. Режимы и автоматика Минигрид, работающих в составе распределительных электрических сетей ЕЭС/ А.Г. Фишов, Е.С. Ивкин, О.В. Гилев, Ю.В. Какоша // Релейная защита и автоматизация. 2021. № 3 (44). С. 22 – 37.

УДК 621.311

ОКС 27.010.01

Ключевые слова: малая синхронная генерация, энергетические объекты с малой генерацией, газопоршневые установки, газовые Мини-ТЭЦ, локальные системы энергоснабжения, локальные интеллектуальные энергосистемы, интеграция объектов с малой генерацией в системы централизованного энергоснабжения, способы и средства режимного и противоаварийного управления, услуги проектирования, монтажа и пуско-наладки, подготовка персонала

Руководитель организации-разработчика:

А.И. Отто, проректор по научной работе и инновациям ФГБОУ ВО «НГТУ».

Руководитель разработки:

А.Г. Фишов, профессор кафедры АЭЭС.

Исполнители:

А.В. Петрищев, доцент кафедры АЭЭС;

Ф.Л. Бык, доцент кафедры АЭЭС.

Соисполнитель:

П.В. Илюшин, председатель секции НП «НТС ЕЭС».



tess-minigrid.ru

Контакты:

Дмитрий Холдин
Руководитель проекта «Локальные интеллектуальные энергетические системы»
АО «ТЭСС»



+7 (932) 422-24-09



kholdindv@gktess.ru

ЗАМЕЧАНИЯ, ПОЛУЧЕННЫЕ ОТ ВНЕШНИХ ОРГАНИЗАЦИЙ, СПЕЦИАЛИСТОВ, ИХ АНАЛИЗ И УЧЕТ В НОВОЙ РЕДАКЦИИ СТО

№	Замечание	Реакция разработчика	Пояснение
От СО ЕЭС, комитета по энергетике и ОДУ Урала			
1.	<p>Вся использованная в проекте СТО терминология либо противоречит действующим нормативным правовым актам и нормативно-техническим документам в сфере электроэнергетики РФ (далее соответственно - НПА, НТД), либо не относится к области применения проекта СТО, уже определена в НПА и НТД и определения на уровне СТО не требует, либо является новеллой от разработчиков проекта СТО, которая не используется ни в нормативно-техническом регулировании, ни на практике (например: ЛИЭС, СБЭР, ТИЛИЭС, ЦСЭ и др.).</p>	Не принимается	<p><i>Противоречия нет.</i></p> <p>Есть изменения в формулировках, связанные с привязкой существующей терминологии энергосистем и электрических сетей к области применения, а именно – объектам с распределенной малой синхронной генерацией. Сущности в определениях приняты без изменений. См. пояснительную записку.</p>
2.	<p>Установленная проектом СТО система требований к «интеграции объектов малой синхронной генерации в сети централизованных систем энергоснабжения» противоречит требованиям действующего законодательства РФ, регулирующего вопросы технологического присоединения объектов электроэнергетики (включая объекты распределенной генерации) и энергопринимающих устройств к электрическим сетям, ввода объектов генерации в работу в составе энергосистемы, системы договорных правоотношений в сфере электроэнергетики, оказания услуг по передаче электрической энергии, организации противоаварийного</p>	Не принимается	<p>Противоречия нет, есть адаптация применительно к задаче интеграции создаваемых объектов (ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР) с учетом их существа и особенностей режимов</p>

	<p>управления, оснащения объектов электроэнергетики устройствами РЗА и т.д.</p> <p>Например:</p> <p>а. логика проекта СТО основана на схеме опосредованного присоединения объекта малой генерации к электрическим сетям (через ранее присоединенное к электрическим сетям энергопринимающее устройство). При этом рассматриваемая последовательность реализации (раздел 6, таблица 6.1 проекта СТО) нарушена и определяет только разработку и выдачу ТУ на ТП, сбор исходных данных, разработку ОТР (включая разработку расчетных моделей). Требования Правил разработки и согласования СВМ (СВЭ)1 и Правил ТП2 в части опосредованного присоединения не соблюдаются в полном объеме;</p> <p>б. в проекте СТО содержатся отрывочные (непонятно по какому принципу выбранные) требования к генерирующему оборудованию, системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения (АРВ), оснащению объектов электроэнергетики устройствами РЗА, организации и функционированию ПА, при этом не приводится ни одной ссылки на НПА Минэнерго России, комплексно регулирующие данные вопросы.</p>	<p>Не принимается</p>	<p>а. Это частная трактовка логики проекта СТО. Объекты (ЛИЭС и ТИЛИЭС) могут создаваться исходно как независимые энергосистемы малой мощности с последующим присоединением на параллельную работу (интеграцией) с сетями централизованного энергоснабжения или между собой.</p> <p>б. Требования не отрывочные, а отобранные как обязательные со стороны ЕЭС применительно к ГУ малой мощности, в частности, не имеющих регуляторов возбуждения сильного действия, а также важные для наблюдаемости и управляемости режимов ЛИЭС. СТО не отменяет требования существующих НПА, а</p>
--	--	-----------------------	---

<p>в подразделах 5.6, 5.8 проекта СТО предусмотрены требования к управлению электроэнергетическим режимом при параллельной работе с ЦСЭ, не соответствующие ПТФ ЭЭС и Правилам ОДУ: фактически в отношении отдельно взятой совокупности объектов (минирид ЛИЭС) повторены требования, относящиеся в целом к электроэнергетической системе, при этом вообще не учитывается наличие в электроэнергетике оперативно-диспетчерского управления и требования к осуществлению оперативно-технологического управления;</p> <p>в подразделе 5.7 приведены отрывочные требования к организации эксплуатации оборудования ЛИЭС, без учета наличия требований ПТЭ ЭСС, ПТЭЭП³ и иных НПА Минэнерго России. Ссылки на указанные НПА в тексте проекта СТО также отсутствуют.</p> <p>Тем самым лица, которые будут применять СТО, вводятся в заблуждение относительно процедуры технологического присоединения к электрическим сетям, содержания и объема предъявляемых в сфере</p>	<p>Не принимается</p>	<p>представляет возможность решения задачи взаимно-безопасной и эффективной параллельной работы ЛИЭС и ТИЛИЭС с сетью ЦЭС на основе инновационной технологии режимного и противоаварийного управления, использующей опережающее сбалансированное отделение ЛИЭС и ТИЛИЭС от внешней сети при угрозах нарушения устойчивости параллельной работы со временем менее 0,1 с, что практически исключает влияние ЛИЭС на условия работы РЗА и коммутационного оборудования внешней сети, а также обладающих <i>независимыми</i> от внешней сети системами автоматического и оперативного управления режимами, не требующего внешнего оперативно-технологического управления.</p> <p>В приводимые в подразделе 5.7. требования к эксплуатации оборудования не являются исчерпывающими и не отменяют существующие в ПТЭ ЭСС, ПТЭЭП, а лишь фокусируют внимание на те из них, которые</p>
--	-----------------------	---

	<p>электроэнергетики требований к объектам электроэнергетики и энергопринимающим установкам потребителей.</p> <p>Изменить существующие правила или установить какие-либо новые правила с уровня локального акта какой-либо организации или документа по стандартизации (включая СТО) без внесения соответствующих изменений в НПА невозможно.</p>		<p>необходимо учесть при разработке систем управления режимами ЛИЭС и ТИЛИЭС при их интеграции в сети ЦЭС.</p> <p>СТО не претендует на изменение общих правил, определяемых в существующих НПА, а лишь содержит некоторые дополнения и альтернативы при применении конкретной технологии интеграции ЛИЭС и ТИЛИЭС с сетями ЦЭС.</p>
3.	<p>Реализованная в проекте СТО модель технических решений и системы правоотношений представляет собой описанную другими словами копию конструкции активного энергетического комплекса (АЭК):</p> <p>а. АЭК - это микрогрид, который имеет в своем составе объект генерации и ряд потребителей, непосредственно к нему присоединенных;</p> <p>б. мощность объекта генерации в АЭК - до 25 МВт;</p> <p>с. АЭК имеет ограниченную связь с внешней сетью только через одну точку присоединения любого одного объекта;</p> <p>д. регулирование производства и потребления электрической энергии (мощности) в АЭК осуществляется с применением управляемого интеллектуального соединения (УИС);</p> <p>е. в составе АЭК работают промышленные</p>	Не принимается	<p>ЛИЭС – локальная интеллектуальная система электроснабжения любых потребителей с источниками электрической энергии суммарной мощностью до 25 МВт:</p> <ul style="list-style-type: none"> • подключенная к внешней распределительной сети напряжением до 110 кВ, • работающая под управлением независимой от внешней системы автоматики, как в островном режиме, так и параллельно с внешней сетью, с устойчивыми и безопасными переходами из островного режима в параллельный и обратно,

	<p>и/или коммерческие потребители;</p> <p>f. запрет на выдачу в сеть генерации АЭК.</p> <p>При этом разработчиком проекта СТО не учтено, что:</p> <p>g. вопросы развития рынка коммерческих и промышленных микросетей (микрогридов) в составе ЕЭС России активно прорабатывались экспертным и профессиональным сообществом в течение последних нескольких лет в рамках исполнения поручений о реализации мероприятий, предусмотренных Планом мероприятий («дорожной картой») по совершенствованию законодательства и устранению административных барьеров в целях обеспечения реализации Национальной технологической инициативы «Энерджинет»;</p> <p>нормативные требования для практической реализации указанных конструкций, определяющие правовую основу для создания и функционирования АЭК, уже закреплены в НПА федерального уровня:</p> <p>Согласно указанным НПА до 31.12.2030 проект по созданию и развитию АЭК действует <u>в режиме пилотного проекта</u>. Заявки на участие в пилотном проекте должны подаваться в Системный оператор. Рассмотрение заявок осуществляется комиссией, созданной Системным оператором. Субъекты АЭК на основании решения комиссии включаются в реестр АЭК.</p>	<p>Не принимается</p>	<ul style="list-style-type: none"> • осуществляющая двухсторонний режим обмена мощностью с внешней сетью в пределах согласованных ограничений
--	---	-----------------------	--

	<p>При этом принятое нормативное регулирование оказалось невостребованным: за период с 2020 по 2025 года заявок на участие в пилотном проекте не поступало, ни одной коммерческой или промышленной микросети (АЭК) не создано.</p> <p>Причинами невостребованности такой модели опосредованного, через микрогриды, присоединения к сети и участия в АЭК (в терминологии проекта СТО - ЛИЭС) являются:</p> <ul style="list-style-type: none"> - доступность прямого подключения к электрическим сетям сетевых организаций: в соответствии с действующей нормативной базой сетевая организация обязана подключать потребителей, при этом для малых потребителей действуют льготные тарифы на подключение; - зависимость экономики реализации таких проектов в значительной степени от варианта технологического присоединения объекта генерации к электрическим сетям и выбранного заявителем варианта оплаты услуг сетевой организации по передаче электрической энергии (в условиях отсутствия окончательных решений по механизму и условиям оплаты резервируемой максимальной мощности объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций потенциальные участники АЭК/ЛИЭС не имеют возможности провести соответствующие расчеты на долгосрочную перспективу и, соответственно, принять решение о целесообразности участия в подобном проекте. 	<p>Не принимается</p>	<p>ЛИЭС в отличие от АЭК создается с минимальными затратами на технологическое присоединение и управляется автоматически для достижения максимальной надежности электроснабжения потребителей и экономичности использования генерирующего оборудования.</p>
--	---	-----------------------	---

	<p>С учетом этого модель АЭК (фактически повторяемая в проекте СТО) признана на государственном уровне неэффективной, а ее дальнейшая реализация и тиражирование - нецелесообразными. Распоряжением Правительства Российской Федерации от 28.02.2024 № 458-р положения об АЭК исключены из Плана мероприятий («Дорожной карты») по направлению «Энерджинет».</p> <p>Создание еще одной аналогичной и дублирующей конструкции, неработоспособность и невостребованность которой доказана на практике, нецелесообразно.</p>		<p>ЛИЭС в силу своих отличительных особенностей от АЭК привлекательна для инвесторов, что подтверждается как уже существующей реализацией, так и реальными заявками на создание.</p>
	<p>Предлагаемые проектом СТО состав услуг АО «ТЭСС» и необходимые для их реализации технические решения не являются уникальными.</p> <p>Экспресс-анализ рынка технических решений для автоматизации деятельности по управлению режимом потребления показал, что АО «ТЭСС» не является единственной организацией, которая оказывает услуги по предоставлению ПАК для управления режимом потребления.</p>	<p>Не принимается</p> <p>Не принимается</p>	<p>В составе есть как уникальные, так и не уникальные услуги. Уникальные связаны и использованием инновационной технологии интеграции с поставкой соответствующей автоматики, цифрового двойника, обучения персонала. Неуникальные необходимы в составе целостного пакета услуг по созданию ЛИЭС.</p> <p>Поставляемый АО ТЭСС ПАК является системой комплексного управления режимами ЛИЭС, а не ПАК для управления режимом потребления.</p>

	<p>Согласование со стороны Системного оператора или государственных органов СТО отдельной коммерческой организации, предусматривающего описание конкретного коммерческого продукта и набора услуг, не соответствует антимонопольному законодательству и может быть расценено как ограничение конкуренции и создание необоснованных преимуществ такой организации.</p>	Не принимается	СТО АО ТЭСС в принципе не устанавливает обязательные требования для других организаций и не монополизирует деятельность по их оказанию.
с.	<p><i>Значительное количество стандартов, приведенных в разделе 2 «Нормативные ссылки» не используются в рассматриваемом стандарте и их требования никак не отражены в тексте стандарта.</i></p> <p><i>Например:</i></p> <p><i>ГОСТ Р 58601-2019 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования</i></p> <p><i>ГОСТ Р 59232-2020 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования</i></p> <p><i>ГОСТ Р 59371-2021 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика.</i></p>	Принимается	Источники разделены на две части, одна из которых является дополнительной, справочной по характеру, однако может быть полезна при разработке технических требований при реализации конкретных проектов.

	<p>Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования ГОСТ Р 59373-2021 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика.</p> <p>Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения повышения частоты. Нормы и требования ГОСТ Р 59384-2021 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика.</p> <p>Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения перегрузки оборудования. Нормы и требования ГОСТ Р 59979-2022 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости. Нормы и требования ГОСТ Р 70411-2022 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики</p>		
--	---	--	--

	<i>ограничения снижения напряжения. Нормы и требования</i>		
d.	Раздел стандарта 3.1 содержит новую категорию способа управления - «информационное ведение центрами управления сетями», не предусмотренную действующими НПА для сетевых организаций.	Не принимается	ГОСТ Р 57114-2022, статья 2.97
e.	<p>Большая часть «Технических требований», содержащихся в разделе 5 представленного стандарта, являются компиляцией требований из существующих ГОСТов без какого-либо изменения и без учета особенностей работы АЭК.</p> <p><i>Например:</i> <i>Раздел 5.4. Требования к РЗА ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР полностью составлен из цитат раздела 8 ГОСТ 34045-2023 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования». П 5.4.1 соответствует п.8.1 ГОСТ 34045-2023, п.5.4.2 - п.8.3, п.5.4.3 - п.8.4 и т.д. Никаких новых требований, относящихся именно к ПА ЛИЭС, ТИЛИЭС и СБЭР раздел не содержит.</i></p>	Не принимается	Это не компиляция, а подборка и адаптация формулировок требований, подлежащих учету при проектировании ЛИЭС
f.	Раздел 5.7 содержит требования к организации взаимодействия с ДЦ, организации информационного обмена с ДЦ, дистанционного управления из ДЦ, требования к регистрации оперативных переговоров с ДЦ и их хранению. Данные требования, являющиеся предметом	Принимается частично	Приведенные требования не являются обязательными в силу независимости систем управления ЛИЭС и внешней сети, отсутствия ДУ или ТУ со стороны СО и СК, но могут представлять предмет

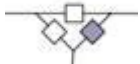
	<p>действующих НПА и соответствующих требований Системного оператора, не могут включаться в стандарт организации, и, более того, могут не распространяться на рассматриваемые объекты ввиду неопределенности их характеристик. В целом Разделы 5.7, 5.8 проекта стандарта отрывочно дублируют требования Правил технологического функционирования электроэнергетических систем в части организации оперативно-технологического управления и содержат некорректно применяемую терминологию.</p> <p><i>Например:</i></p> <p><i>Указанный в п. 5.7.8 порядок организации информационного обмена между диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления и субъектами электроэнергетики, между диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления и потребителями электрической энергии не может определяться представленным стандартом, данный порядок определяется субъектом оперативно-диспетчерского управления и действующими отраслевыми НПА.</i></p>		договоренности при согласовании ТУ.
g.	<p>Раздел 5.9 «Нормы и требования к параметрам и процессам ЭР при осуществлении режима параллельной работы ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР с внешней сетью ЦСЭ» содержит параметры, которые, на наш взгляд, не должны «жестко» стандартизироваться, а должны задаваться исходя из конкретных условий работы АЭК</p>	Принимается частично	Данные требования носят рекомендательный характер, частично согласованы с международным стандартом, частично учитывают результаты теоретических и экспериментальных

	<p>(схема подключения, мощность, тип генерирующего оборудования, характеристики нагрузки) путем расчета режимов работы энергосистемы.</p> <p><i>Например:</i></p> <p>Нет никакого обоснования почему разница фазовых углов при синхронизации АЭК с энергосистемой должна быть для АЭК мощностью 5 МВт 15°, а для АЭК мощностью 25 МВт 5° и так по многим приведенным в таблице 1 параметрам</p>		исследований, проводимых разработчиком при проектировании и создании ЛИЭС.
h.	<p>Выводы:</p> <ul style="list-style-type: none"> реализация предлагаемых АО «ТЭСС» технических решений и услуг возможна уже сейчас при соблюдении требований, установленных действующим законодательством РФ в сфере электроэнергетики, на основании соответствующих соглашений между АО «ТЭСС» и потребителем их услуг; создание правовой конструкции - аналога АЭК и принятие для этого СТО, который будет обязателен для субъектов розничных рынков нецелесообразно; технические требования, приведенные в СТО, содержат общие требования, уже установленные существующими ГОСТ; согласование и утверждение СТО недопустимо ввиду его противоречия законодательству РФ. 	Не принимается	<p>Реализация возможна, но лаконичное целостное представление требований, технических решений и услуг необходимо для формализации осуществления деятельности конкретной организацией и других добровольно присоединившихся организаций по созданию ЛИЭС, ТИЛИЭМ, интегрированных с сетью ЦЭС, использующих представленную в СТО инновационную технологию.</p> <p>ЛИЭС является не претендующей на обязательность гибкой конструкцией, ориентированной на эффективность энергоснабжения, понимаемой и принимаемой потребителями и инвесторами.</p>

			<p>Речь не идет о национальном стандарте. СТО является стандартом конкретной организации для осуществления его деятельности и утверждается этой организацией.</p> <p>Согласование с СО и СК полезно для минимизации сроков и затрат на согласование ТУ, проектов, программ испытаний и т.д. при осуществлении соответствующей деятельности.</p>
АО Дальневосточная распределительная сетевая компания. Специалист САЦ Чулюкова М.В.			
i.	<p>1. Исходя из своего опыта исследований режимов работы объектов распределенной генерации, не совсем был понятен смысл определений.</p> <p><i>Выдержки из СТО:</i></p> <p><u>Автономный режим</u> — режим ЛИЭС, когда в работе находится только одна генерирующая установка и электроприемники потребителей, при этом отсутствует связь с электрической сетью внешней энергосистемы или другой ЛИЭС.</p> <p><u>Изолированный режим</u> — режим ЛИЭС или самобалансирующегося энергорайона сети при отсутствии связей с сетью внешней энергосистемы, когда параллельная работа на текущем этапе ее развития проектом не предусмотрена или эти связи</p>	Принимается	<p>Понятие исключено</p> <p>Автономный режим как понятие убран, т.к. с одной стороны это частность, а с другой надежность энергоснабжения не обеспечена. Как система энергоснабжения возможна, но как ЛИЭС это может быть только в послеаварийном или вынужденном режиме.</p>

<p>- в п.5.3.1 СТО написано «- <i>объединение нескольких ЛИЭС в ТИЛИЭС с подключением к внешней электрической сети в одном или нескольких узлах сети с возможностями как параллельной, так и изолированной работы</i>». Согласно определения изолированная работа возможна только при постоянно отключенных линиях связи, иначе тогда уже ТИЛИЭС будет уходить в островной режим из параллельной работы с возможностью обратной автоматической синхронизации с внешней сетью;</p> <p>- в пояснительной записке на стр.19 указано: «<i>Разработанная система требований, изложенная в СТО, учитывает также особенности схемно-режимных ситуаций ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР, в частности, режим параллельной работы, островной режим, оперативный переход из режима островной работы в параллельный и обратно</i>»; исходя из этого непонятно, какие режимы предусматривает СТО для ТИЛИЭС, если речь идет в данном тексте только об островном режиме;</p> <p>- в пояснительной записке на стр.20 в качестве особенностей ТИЛИЭС указано: - <i>способность допускать пуски крупных АД (групп электродвигателей), ограничивая возможность их использования в изолированном (островном)</i></p>	<p>Принимается</p> <p>Принимается</p> <p>Принимается</p>	<p>Уточнить в новой формулировке. <i>Разработанная система требований</i>, изложенная в СТО, учитывает также особенности схемно-режимных ситуаций ЛИЭС, ТИЛИЭС, подключенных к внешней электрической сети, а также СБЭР, в частности, режим параллельной работы, островной режим, оперативный переход из режима островной работы в параллельный и обратно</p> <p><i>Изолированный режим</i> заменен на островной</p> <p>- способность допускать пуски крупных АД (групп электродвигателей), ограничивая возможность их использования в островном режиме.</p> <p>Автономный режим исключен</p>
--	--	---

	<p><i>режиме»; мне кажется, здесь опять не совсем понятны, в каких режим предполагается работа ТИЛИЭС;</i></p> <p>- в СТО очень редко встречается (по-моему, всего один или два раза) автономный режим; такой режим однозначно возможен в работе ЛИЭС, но чем тогда будет обеспечиваться надежность, если отключится единственная генерирующая установка, которая остается в работе согласно определения введенного термина;</p> <p>- возможно, если более четко указать в СТО конкретно для каких режимов работы ЛИЭС, СБЭР и ТИЛИЭС будут учтены требования, то станет более понятно.</p>		
j.	<p>В СТО на стр.38 и стр.39 в технологических картах 6.2.2 и 6.2.3 соответственно есть пункт «Обеспеченность энергоресурсами». По тексту нигде не указано, что подразумевается под энергоресурсами. Если я правильно поняла, то это наличие различных видов топлива для выработки электроэнергии (газ, вода, ветер, солнце и т. д.). В аннотации и пояснительной записке упоминаются распределенные энергоресурсы, которые включают в себя объекты РГ, накопители э/э, управляемые электроприемники. Предлагаю включить в термины понятия «энергоресурсы» и «распределенные энергоресурсы».</p>	Не принимается	<p>Это так, газ и другие топливные ресурсы для синхронной генерации</p> <p>Понятие Распределенные энергоресурсы относится к распределенной генерации, а энергоресурсы, как правило, к концентрированным первичным ресурсам</p>

к.	В СТО на стр.26 в Таблице 1 — Нормы и требования к параметрам и процессам ЭР при параллельной работе...строка «Непреднамеренное питание отделившегося пассивного района от внешней сети». Что подразумевается под «пассивным районом»?	Не принимается	Часть внешней сети без источников электроэнергии, например, подстанция с отходящими линиями, нагрузками, оказавшаяся запитанной от ЛИЭС, ТИЛИЭС в результате оперативных или противоаварийных отключений во внешней сети.
л.	В СТО на стр.66 в форме сбора данных Д.3 Сведения о потребителях электроэнергии предлагаю внести долю двигательной нагрузки (СД и АД).	Принимается	Дополнено
м.	В СТО на стр.20 раздел 5.4 в п.5.4.3, мне кажется, надо привести изложение текста к одному стилю, конкретизируя для чего необходимо иметь переключающие устройства «- в цепях переменного тока и напряжения для чего????».	Не принимается	В СТО не требуется давать объяснений
н.	В СТО на стр.20 раздел 5.4 в п.5.4.4, не совсем корректно написано предложение, если расшифровать аббревиатуры ОГ, ОН, ДС (диспетчерская служба). Здесь же предлагаю «...от других устройств ПА комплексов ПАУ...».	Принимается	ДС – деление системы (по контексту). Дополнение возможно, но ОГ, ОН, ДС – воздействия, «...принять...»
о.	В СТО не соответствует в Содержании Приложение номеру страницы по факту (стр. 77 вместо стр. 63), возможно есть еще несовпадения.	Принимается	Исправлено
р.	Лист 47. В типовой схеме не используются РУ в виде треугольника. Нужно изобразить в виде звезды этот и подобные элементы. Вместо: 	Не принимается	Приведенная схема имеет принципиальный характер и не исключает использования других типов РУ. Но при трех присоединениях она имеет преимущество перед звездой, т.к.

	<p>Изобразить:</p>  <p>Схема «шина и присоединения» или можно сказать «звезда» позволяет скоммутировать любые два присоединения.</p> <p>Для «треугольника» не существует типовых решений по РУ 6-35 кВ.</p>		позволяет выводить в ремонт выключатель.
q.	<p>На сколько мне удалось понять идею этого СТО: Требуется указать задачи, возлагаемые на предлагаемую систему. Функции, задачи, цели. Далее пошагово возможные решения по реализации каждой функции. Сейчас это в ПЗ только.</p>	Не принимается	В стандартах так не делается. В публикациях – да.
г.	<p>СТО одинаково распространяется на ДГУ, ГТУ/ПТУ, и СЭС, ВЭС? Можно указать, т.к. подход к построению сети скорее будет отличаться. ВЭС – зависимая, ГТУ – постоянная генерация, ДГУ – аварийная. Три разных случая, схемы и задачи тоже разные. Я бы разделил это на три разных пункта, три примера реализации своих задач. Это к пояснительной записке и к самому СТО относится.</p>	Не принимается	В область СТО включена только синхронная топливная или гидро генерация, исключая аварийную резервную.
s.	<p>Указать возможности/требования по быстрдействию системы, которые может обеспечить «устройство». Скорость от момента возмущения до переключения. Отдельно указать скорость обработки, работы входов и выходов, время работы коммутационных аппаратов. Возможно ли привести типовой перечень сигналов, используемых системой. Аналоговые сигналы, входные/выходные сигналы, цифровые сигналы.</p>	Не принимается	Информация частично есть в приложениях, примерах

t.	<p>В ПЗ указано о существовании запрета на выдачу мощности ЛИЭС в распределительные сети. Необходимо пояснить на основании чего сделан вывод. Думаю, что это связано не с технической стороной даже, а с необходимостью выхода на оптовый рынок, для этого необходима отдельная структура внутри предприятия, и дополнительные обязательства, которые обычно никто не хочет на себя брать. Либо необходимо описать другие причины. Но на мой взгляд этот запрет «неписаный».</p>	Не принимается	<p>В стандартах не дается объяснений зачем и почему. Запрет представлен как функциональная возможность для дежурного персонала как ЛИЭС, ТИЛИЭС, так и внешней сети.</p> <p>Возможность позволяет дежурному персоналу ЛИЭС, ТИЛИЭ, внешней сети безаварийно и без согласования прекращать режим параллельной работы или запрещать переход в режим параллельной работы до снятия запрета, лицом, осуществившим его ввод.</p>
и.	<p>В п.3.5. ПЗ указаны цели, но не ясно за счет чего достигаются эти результаты – в части выдачи мощности.</p> <p>А также все особенности системы.</p>	Не принимается	<p>В стандартах не дается объяснений зачем и почему. Цели достигаются совокупностью технических решений при создании интегрированных с сетью ЦЭС или между собой ЛИЭС. Это следует из СТО в целом.</p>
в.	<p>Лист 50 (по PDF) СТО: Вопрос ограничения времени подпитки точки КЗ во внешней сети должен обеспечиваться устройствами РЗ. Данная функция не может быть задействована в предлагаемой «системе». Если требуется быстродействующее отключение по требованию устойчивости, то этот вопрос должен решать на уровне РЗ и ПА.</p> <p>Необходима установка защит со временем работы,</p>	Не принимается	<p>Эта задача решается подсистемой ПА, представляющей собой АОСД. АОСД в составе комплексного ПТК выполняется в соответствии со всем требования к ПА.</p>

	обеспечивающим устойчивость генерации и нагрузки.		
в.	На данный момент учитывая действующие НТД, для подключения генерации свыше 5 МВт в сеть, требуется разработка СВМ. В рамках СВМ выполняются расчеты режимов, устойчивости, ТКЗ. На основании них выполняются рекомендации по установке устройств ПА, времени работы РЗА, установке РА, СА. Необходимо классифицировать предлагаемую «автоматику» под какую-либо систему. При этом если система будет отнесена к СА или РА (по факту предлагается смешать эти две функции), то она не может выполнять функции ПА. В сложившейся системе существует строгая классификация, в которую необходимо встроиться.	Не принимается	ПТК ЛИЭС по сути является системой с двумя подсистемами (двумя автоматиками). Противоаварийной с ОАСД и режимной с автооператором. Взаимодействие сводится к тому, что режимная автоматика с автооператором в нормальных режимах и квазиустановившихся послеаварийных режимах поддерживает условия для эффективной работы АОСД. ПТК так и представлен в СТО.
х.	Не получится смешивать в одной системе функции РЗ, ПА, РА, СА. По крайней мере первые два – отдельно. Возможно РА и СА и можно совместить, выполнить управляющие воздействия от них на изменение топологии и на управление генерацией. Но в этом случае не может быть на эту систему возложен вопрос сохранения устойчивости. В связи с этим нужно предусмотреть взаимодействие системы с устройствами РЗ, ПА. Как минимум – АЧР, ЧДА, ЧАПВ, возможно – АОПО, АОПЧ, АОСЧ.	Не принимается	АОСД за счет опережающего отделения гарантированно обеспечивает безопасность режима параллельной работы, не допуская нарушений устойчивости параллельной работы. При этом режимная автоматика и автооператор обеспечивают заблаговременную готовность режима к тому, что при разделении электростанция ЛИЭС сохранится в работе, перейдя в режим острова с собственной нагрузкой ЛИЭС.
у.	Также возникает вопрос, какая связь данной системы с АСУ ТП. На каждом объекте необходимо выполнить систему АСУ ТП. Предлагаемая	Не принимается	ПТК решает задачу эффективной интеграции ЛИЭС с сетью ЦЭС или в ТИЛИЭС, при

	автоматика не может одновременно выполнять функции АСУ ТП и РЗА. Возникает вопрос – будет две системы, или предлагаемая система включает в себя функции АСУ ТП. При этом должны быть описаны все требования к АСУ ТП и они должны выполняться в этой системе.		этом он обеспечивает частичное выполнение функций АСУ ТП на электростанции в части мониторинга и управления режимами электростанции с учетом возможностей ее параллельной и островной работы. ПТК может быть интегрирован и АСУ ТП распределительной сети ЛИЭС, тогда функции АСУ ТП ЛИЭС будут выполняться в полном объеме.
z.	Лист 50 СТО (по ПДФ). Требуется разделить понятия – АОДС, ЧДА, отделение при КЗ, отделение по другим условиям (ограничение перетоков или др.)	Не принимается	АОСД осуществляет противоаварийное сбалансированное отделение по комплексу условий: - При угрозах нарушений устойчивости параллельной работы, - При возникновении КЗ, - При превышении ограничений по обменному перетоку мощности, При недопустимом отклонении частоты в режиме параллельной работы.
аа.	Уточнить использование следующих НТД: ГОСТ 24.104-85 Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования	Принимается	Внесены уточнения

<p>- Применение на территории РФ прекращено с 30.01.2024. Взамен на территории РФ введены с 01.01.1993 <u>ГОСТ 34.603-92</u>, с 30.01.2024 <u>ГОСТ 24.104-2023</u></p> <p>Статус: Применение в качестве национального стандарта РФ прекращено (действ. с 01.01.1987 по 29.01.2024)</p> <p>ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания</p> <p>- Статус: Применение в качестве национального стандарта РФ прекращено (действ. с 01.01.1992 по 30.11.2023)</p> <p>Применяется как межгосударственный стандарт</p> <p>ГОСТ Р 55105-2019 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования</p> <p>Этап рассмотрения: Публичное обсуждение проекта 09.07.2025</p> <p>ГОСТ Р 55608-2018 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Переключения в электроустановках. Общие требования</p> <p>Статус: Недействующий (действ. с 01.03.2019 по 14.08.2024)</p>		
---	--	--

	<p>ГОСТ Р 57114-2022 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения</p> <p>Этап рассмотрения: Публичное обсуждение проекта 18.04.2025</p>		
bb.	<p>ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПОСТАНОВЛЕНИЕ от 13 августа 2018 года N 937 Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации (с изменениями на 21 февраля 2025 года)</p> <p>ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ЗАКОН Об электроэнергетике (с изменениями на 25 октября 2024 года) (редакция, действующая с 1 марта 2025 года)</p> <p>МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПРИКАЗ от 4 октября 2022 года N 1070 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (с изменениями на 9 декабря 2024 года) (редакция, действующая с 1 сентября 2025 года)</p> <p>МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПРИКАЗ от 13 июля 2020 года N 555</p>		

	<p>Правила технического обслуживания устройств и комплексов релейной защиты и автоматики</p> <p>МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ</p> <p>ПРИКАЗ</p> <p>от 15 января 2024 года № 6</p> <p>Об утверждении Методических указаний по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ</p> <p>МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ</p> <p>ПРИКАЗ</p> <p>от 15 января 2024 года № 5</p> <p>Об утверждении Правил взаимодействия субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии по вопросам координации уровней токов короткого замыкания</p> <p>МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ</p> <p>ПРИКАЗ</p> <p>от 13 февраля 2019 года N 101</p> <p>Требования к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики (с изменениями на 1 декабря 2023 года)</p> <p>МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ</p>		
--	--	--	--

	<p>ПРИКАЗ от 9 января 2019 года N 2 Требования к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты (с изменениями на 8 ноября 2023 года)</p> <p>МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПРИКАЗ от 13 февраля 2019 года N 98 Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов</p> <p>МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПРИКАЗ от 28 декабря 2020 года N 1195 Правила разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии (с изменениями на 28 апреля 2023 года)</p> <p>ПРИКАЗ от 3 августа 2018 года N 630 Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Методические указания по устойчивости энергосистем" (с изменениями на 20 декабря 2022 года)</p>		
--	--	--	--

Шойко В.П., доцент каф. АЭЭС НГТУ		
сс.	Дополнить и использовать сокращения ДЦ – диспетчерский центр ЦУС – центр правления сетями	Принимается ДЦ, ЦУС добавлены в список сокращений
dd.	В табл.1 п. 19 дополнить < 20 А в сети 10 кВ < 30 А в сети 6 кВ	Принимается Дополнено < 20 А в сети 10 кВ < 30 А в сети 6 кВ