

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



Какоша Юрий Васильевич

**СВОЙСТВА И РЕЖИМЫ ОБЪЕДИНЕННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ МАЛОЙ
МОЩНОСТИ, СОЗДАВАЕМЫХ НА ОСНОВЕ ЛОКАЛЬНЫХ СИСТЕМ
ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ**

Диссертация на соискание учёной степени
кандидата технических наук по специальности
2.4.3 – Электроэнергетика

Научный руководитель:
д-р техн. наук, профессор
Фишов Александр Георгиевич

Новосибирск

2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1 ПРОБЛЕМА ИНТЕГРАЦИИ ОБЪЕКТОВ МАЛОЙ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЫ	12
1.1 Задачи и тренды развития электроэнергетики.....	12
1.2 Место объединенных энергосистем малой мощности в стратегии развития электроэнергетики.....	17
1.3 Технологические и организационные барьеры на пути создания объединенной энергосистемы малой мощности.....	23
Выводы по главе 1.....	27
ГЛАВА 2 СИСТЕМНЫЕ ЭФФЕКТЫ И БАРЬЕРЫ ПРИ ИНТЕГРАЦИИ ОБЪЕКТОВ С МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ.....	29
2.1 Варианты режимов локальных интеллектуальных энергосистем и их интеграции между собой и с внешней электрической сетью.....	29
2.2 Сравнение вариантов интеграции индикативным методом	33
2.3 Системные эффекты, достигаемые при создании объединенных энергосистем малой мощности.....	39
Выводы по главе 2.....	41
ГЛАВА 3 УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ОБЪЕДИНЕННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ МАЛОЙ МОЩНОСТИ.....	43
3.1 Требования к регулированию частоты в Единой энергетической системе, возможность и целесообразность их применения в объединенных энергосистемах малой мощности	43
3.2 Существующие способы регулирования частоты и мощности в энергосистемах и возможность их применения в объединенных энергосистемах малой мощности	48
3.3 Обоснование применения способа децентрализованного регулирования частоты в объединенной энергосистеме малой мощности.....	53

3.4	Участие электростанций объединенной энергосистемы малой мощности в общем первичном регулировании частоты при параллельной работе с энергосистемой централизованного энергоснабжения.....	63
3.5	Противоаварийное управление режимами объединенной энергосистемы малой мощности и восстановление целостности после аварийного или противоаварийного разделения	67
	Выводы по главе 3.....	72
	ГЛАВА 4 МОДЕЛИРОВАНИЕ СВОЙСТВ ОБЪЕДИНЕННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ МАЛОЙ МОЩНОСТИ.....	74
4.1	Влияние объединения локальных интеллектуальных энергосистем в энергосистемы малой мощности на их свойства и характеристики.....	74
4.2	Способность сохранять работоспособность при больших нарушениях балансов активной и реактивной мощностей	78
4.3	Способность допускать пуски крупных асинхронных двигателей	82
4.4	Способность обеспечивать динамическую стабильность частоты при нерегулярных колебаниях мощности.....	88
4.5	Способность работать в широком диапазоне изменения и распределения суммарной нагрузки.....	95
4.6	Способность сохранять естественную динамическую устойчивость параллельной работы электростанций в объединенной энергосистеме малой мощности при широкой вариации исходных схемно-режимных условий и возмущений.....	99
	Выводы по главе 4.....	103
	ГЛАВА 5 ПРИМЕРЫ ОБЪЕКТОВ С ВОЗМОЖНОСТЯМИ СОЗДАНИЯ ЭФФЕКТИВНЫХ ОБЪЕДИНЕННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ МАЛОЙ МОЩНОСТИ, ОСОБЕННОСТЯМИ ИХ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	105
5.1	Объединенная энергосистема малой мощности «Академическая».....	105
5.2	Объединенные энергосистемы малой мощности изолированных районов Сахалинской области	113

5.3	Объединенная энергосистема при объединении двух энергосистем с подключением к внешней электрической сети.....	116
5.4	Объединенная энергосистема на базе района существующей распределительной электрической сети 6-110 кВ.....	124
	Выводы по главе 5.....	128
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	129
	СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	131
	СПИСОК ТЕРМИНОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	133
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	136
	ПРИЛОЖЕНИЕ «А» Бланки и результаты опросов экспертов	149
	ПРИЛОЖЕНИЕ «Б» Карта настройки системной автоматики, защиты энергоблоков и сети	155
	ПРИЛОЖЕНИЕ «В» Расчетная математическая модель ОЭСММ, состоящей из 2 и из 3 ЛИЭС	163
	ПРИЛОЖЕНИЕ «Г» Визуальное обследование Южно-Курильской ДЭС и распределительных сетей.....	165
	ПРИЛОЖЕНИЕ «Д» Акт внедрения в учебный процесс НГТУ результатов диссертационной работы	168

ВВЕДЕНИЕ

Одно из важнейших направлений формирования образа современной энергетики является применение малой генерации (МГ) для децентрализации производства электроэнергии с использованием концепции мультиагентного автоматического управления. Необходимой технологией, позволяющей достичь значительных результатов в данном направлении, является технология создания Локальных интеллектуальных энергосистем (ЛИЭС или MiniGrid) и их интеграция, как в существующие централизованные электрические сети, так и создание на основе ЛИЭС объединенных энергосистем малой мощности (ОЭСММ). Использование технологии ОЭСММ позволяет устранить локальные дефициты мощности в точках примыкания к внешней электрической сети, обеспечивает возможность снижения потерь электроэнергии за счет сокращения дальности передачи электроэнергии (снижение потерь), повышает надежность системы энергоснабжения, позволяет повысить инвестиционную привлекательность за счет небольших сроков строительства энергообъектов, устраняет проблемы ограничения выдачи и потребления мощности в местах присоединения к централизованной энергосистеме, повышает экономическую эффективность применения генерирующего оборудования, включая снижение необходимости поддерживать резерв мощностей в различных режимах работы.

Актуальность темы исследования обусловлена ростом количества объектов с малой генерацией и стремлением их собственников к решению проблемы низкой надежности энергоснабжения и качества электроэнергии, как путем включения их на параллельную работу с системой централизованного энергоснабжения, так и создания ОЭСММ.

Для решения данной задачи необходима разработка технологии децентрализованного управления ОЭСММ, которая обеспечивала бы автоматическое поддержание параметров режимов ОЭСММ в заданных пределах, обеспечивая эффективное и надежное функционирование. При необходимости,

ОЭСММ должны иметь возможность быть интегрированы в централизованные энергосистемы.

Создание ОЭСММ может исключить необходимость преодолевать нормативные и административные барьеры на пути интеграции ЛИЭС в существующие электрические сети централизованного энергоснабжения для достижения положительных системных эффектов от объединения, путем создания независимых энергосистем, обладающих собственной автономностью, высокой надежностью электроснабжения потребителей, экономичностью выработки и передачи энергии.

Основная идея диссертационной работы - создание теоретических и технологических основ *проектирования* ОЭСММ, обеспечивающих выполнение требований к «свободному» (Plug and Play) и малозатратному их объединению и получению системных эффектов на уровне объединения MiniGrid с энергосистемами централизованного энергоснабжения.

Комплексность обеспечивается рассмотрением в полном объеме задач противоаварийного, режимного управления и автооперирования ОЭСММ в увязке с техническими решениями в части схемы выдачи мощности и новых способов управления. В результате в составе систем энергоснабжения возникает качественно новый объект – ОЭСММ.

Степень разработанности темы исследования. Тематика научных работ в области распределённой генерации и интеллектуальных энергосистем в России на сегодняшний день довольно разнообразна. Среди основных научных направлений исследований в этой области можно выделить следующие: проблемы и перспективы развития малой генерации в России, синхронизация объектов малой генерации и локальных систем энергоснабжения (ЛСЭ) с внешней сетью, использование малой генерации в системах электроснабжения промышленных предприятий, влияние распределенной генерации на электрическую сеть, планирование режимов сетей с объектами МГ и др. Значительный вклад в развитие данного направления внесли множество исследователей, среди которых: Воропай Н.И., Илюшин П.В., Фишов А.Г, Куликов А.Л., В.И., Паздерин А.В.,

Обоскалов В.П., Марченко А.И., Андреев М.В., Фёдоров В.К., Бык Ф.Л., Армеев Д.В., Бердин А.С., Шубин Н.Г., Булатов Ю.Н., Бушуева О.А., Глазырин Г.В., Гуломзода А.Х., Дехтерев А.И., Ерохин П.М., Ерошенко С. А, Исмоилов С.Т., Кац П.Я., Короткевич М.А., Кубарьков Ю.П., Курбацкий В.Г., Ландман А.К., Мукатов Б.Б., Мышкина Л.С., Нагай В.И., Пантелеев В.И., Рогозинников Е. И., Суворов А.А., Тутундаева Д.В., Фахразиева И.З., Фролов М.Ю., Фурсанов М.И., Шиллер М.А., Энхсайхан Э.Э, Ивкин Е.С, Семендяев Р.Ю. и др.

Стоит отметить, что за рубежом тематика исследований в области распределенной генерации и интеллектуальных энергосистем смещена в сторону возобновляемых источников энергии. Развитием данной темы занимаются следующие исследователи: Jon Are Suul, H. Bevrani, S. Chowdhury, M.Dai, L. Soder, Olav B. Fossob, T. Ise, J. Barton, D. Emmanuel-Yusuf, S. Hall, V. Johnson, A. O'Grady, F. Pilo, A. Wood и др.

Целью диссертационной работы является разработка теоретических основ создания и способов управления режимами объединенных локальных интеллектуальных энергосистем малой мощности (ОЭСММ).

Задачи для достижения цели диссертационной работы:

1. Анализ особенностей работы ОЭСММ на основе MiniGrid в островном и параллельном с энергосистемой централизованного энергоснабжения режимах;
2. Разработка технических решений для создания на основе локальных систем электроснабжения с синхронной МГ (MiniGrid) объединенных энергосистем малой мощности и управления их режимами;
3. Разработка способов управления режимами ОЭСММ;
4. Разработка методики исследования системных свойств ОЭСММ;
5. Исследование системных свойств ОЭСММ;
6. Выявление и анализ реальных условий создания ОЭСММ на основе примеров анализа и проектирования энергосистем малой мощности.

Объект исследования: локальные интеллектуальные энергосистемы (ЛИЭС или MiniGrid), объединяемые в ОЭСММ.

Предмет исследования: способы управления режимами ОЭСММ, особенности их проектирования, методики моделирования и оценки системных свойств.

Научная новизна диссертации:

1. Впервые введено понятие ОЭСММ на базе нескольких ЛИЭС, предложен способ адаптивного участия электростанции ЛИЭС в ОПРЧ для их создания и управления режимами.

2. Предложена структура системных эффектов от создания ОЭСММ, исследованы их технологические особенности и перспективность использования.

3. Разработана методика сравнительной оценки системных свойств ОЭСММ при вариативности их создания

Теоретическая и практическая значимость работы.

Решена научно-техническая задача по созданию теоретических основ проектирования и управления режимами ОЭСММ.

Способ адаптивного управления мощностью генерации в ЛИЭС защищен патентом РФ и реализован в системной автоматике, обеспечивающей безопасную синхронную работу ЛИЭС с внешней энергосистемой.

Методология и методы исследования.

При выполнении работы использованы методы математического моделирования переходных электроэнергетических процессов, реализованные на единой платформе расчетов и анализа электроэнергетических систем DIGSILENT POWERFACTORY. Используются теории устойчивости и управления режимами электроэнергетических систем, автоматического и автоматизированного управления.

Положения, выносимые на защиту:

1. Объединение ЛИЭС в ОЭСММ позволяет создавать положительные системные эффекты по надежности энергоснабжения и экономичности использования генерирующего оборудования, близкие к эффектам от их интеграции в системы централизованного энергоснабжения.

2. Развитие районных систем энергоснабжения путем объединения ЛИЭС с созданием энергосистем малой мощности (ОЭСММ) позволяет радикально упростить структуру электрических сетей без снижения надежности и экономичности.

3. В ОЭСММ экономически и технологически целесообразно децентрализованное мультиагентное управление режимами.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Диссертационная работа Какоши Юрия Васильевича «Свойства и режимы объединенных энергосистем малой мощности, создаваемых на основе локальных систем энергоснабжения» соответствует паспорту научной специальности 2.4.3 – Электроэнергетика, в частности следующим областям исследования:

1. пункту № 14. Разработка методов расчета и моделирования установившихся режимов, переходных процессов и устойчивости электроэнергетических систем и сетей, включая технико-экономическое обоснование технических решений, разработка методов управления режимами их работы.
2. пункту № 18. Разработка методов анализа структурной, балансовой и функциональной надежности электроэнергетических систем и систем электроснабжения, мини- и микрогрид.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность результатов подтверждена использованием промышленной программы для имитационного моделирования режимов энергосистем PowerFactory с предварительной верификацией динамических характеристик энергоблоков, использованием результатов экспериментальных исследований свойств реальной Минигрид, а также результатами опытной и промышленной эксплуатации предложенного в работе способа адаптивного участия энергоблоков электростанции Минигрид.

Результаты диссертации докладывались автором на: научных семинарах кафедры Автоматизированных электроэнергетических систем НГТУ и следующих конференциях:

- Международной научно-практической конференции «Альтернативная и интеллектуальная энергетика», 2018;
- 54 International universities power engineering conference (UPEC), Romania, Bucharest 2019;
- «Энергетика XXI века: Устойчивое развитие и интеллектуальное управление», г. Иркутск, 2020;
- International Conference on Modern Power Systems (MPS), Romania, Cluj-Napoca, 2021.

Личный вклад автора диссертации

Личный вклад соискателя в опубликованных в соавторстве работах составляет не менее 50%.

Личный вклад автора состоит в: получении результатов, изложенных в диссертации, в анализе особенностей работы объединённых энергосистем малой мощности (ОЭСММ) на основе MiniGrid в островном и параллельном с энергосистемой централизованного энергоснабжения режимах, исследовании системных свойств ОЭСММ, разработанной методике сравнительной оценки вариантов объединения ЛИЭС, поиске и анализе реальных условий создания ОЭСММ, формулировании выводов исследования.

Публикации

По теме диссертации опубликовано 10 печатных научных работ, в том числе 3 статьи в рецензируемых научных журналах (Из перечня ВАК РФ), 6 публикации в сборниках материалов и трудов научных конференций, из них 3 статья проиндексированы в наукометрической базе «Scopus», получен патент на изобретение Российской Федерации № 2752248 «Способ управления режимом параллельной работы синхронных генераторов в электрических сетях».

Результаты работы использованы в обучающем дистанционном курсе для магистрантов Новосибирского государственного технического университета «Инновационные технологии в электроэнергетике», что подтверждается соответствующим актом о внедрении в учебный процесс.

Структура и объем диссертации

Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка сокращений, списка терминов и определений, списка литературы, включающего 105 наименований, и пяти приложений. Общий объем работы составляет 168 страниц, включает 58 рисунков и 23 таблицы.

ГЛАВА 1 ПРОБЛЕМА ИНТЕГРАЦИИ ОБЪЕКТОВ МАЛОЙ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

1.1 Задачи и тренды развития электроэнергетики

Основными источниками электроэнергии в большинстве страны являются мощные электростанции – как традиционные виды (тепловые станции, атомные станции, гидроэлектростанции), так и на основе возобновляемых источников (ветроэлектростанции, солнечные), входящие в состав электроэнергетических систем и образующих преимущественно централизованный принцип электроснабжения.

К пространственным приоритетам государственной энергетической политики РФ [1] относится повышение устойчивости и надежности энергоснабжения макрорегионов с максимальным, экономически эффективным использованием местных энергетических ресурсов, возобновляемых источников энергии и распределенной генерации. Это связано с тем, что повышение надежности и эффективности системы электроснабжения потребителей путем модернизации существующих централизованных систем оказывается достаточно затратным, как в части капитальных и эксплуатационных затрат, так и во времени, необходимом для реализации данных решений. Также при построении централизованной системы возникают задачи электроснабжения удаленных социальных и промышленных объектов, расположенных в северной географической части страны, что неизбежно характеризуется повышенными потерями в электрических сетях и трудностями сохранения устойчивости системы [2].

Другим путем развития энергосистем, повышения надежности и эффективности электроснабжения является развитие распределенной генерации (РГ), которая дает при определенных условиях возможность обеспечивать электроснабжение потребителей за счет расположения РГ вблизи центров нагрузок и повышать энергобезопасность за счёт вовлечения местных энергоресурсов. Для обеспечения необходимого развития экономики Российской Федерации требуется

энергетический переход от централизованных систем энергоснабжения к децентрализованному принципу, что позволит достичь необходимого уровня гибкости и устойчивости систем энергетики. Таким образом, распределенная энергетика – это катализатор и ключевой элемент «энергетического перехода» от традиционной организации энергосистем XX века к новым технологиям и практикам XXI века [3]. В основе децентрализации и «энергетического перехода» лежит возможности цифровизации систем электроснабжения, в состав которых включены активные потребители, а также большое число объектов малой генерации, работающих в том числе на возобновляемых источниках энергии. Развитие распределенной генерации также лежит в основе концепции «3D» [4] (Decarbonization, Decentralization, Digitalization). Уменьшение доли углеродного топлива в общем энергетическом балансе генерации, развитие электрического транспорта, комплексная программа развития водородной энергетики – являются основой Decarbonization (декарбонизация) – процесса перехода к экологически чистой «безуглеродной» экономике и энергетике. Развитие распределенной генерации, появление «просьюмеров» - субъектов нового типа, которые способны одновременно и вырабатывать электроэнергию, и её потреблять, рост доли активных потребителей, имеющих технологическую возможность изменения собственной загрузки по заданным графикам или внешним командам, способствуют переходу к территориально распределенной электроэнергетике - Decentralization (децентрализация). Развитие «интернета вещей», масштабное применение цифровых технологий управления в энергетике, возможность применения интеллектуального управления энергосистемами создают основу для развития направления Digitalization (дигитализация). Концепция «3D» имеет целостную структуру в энергетике, отражающую причины системных изменений (Decarbonization), принцип трансформации архитектуры систем (Decentralization) и основные технологии, необходимые для реализации данных изменений (Digitalization).

Для большинства Российских регионов топливной базой, наиболее полно отвечающей требованиям гарантированного электроснабжения, является

природный газ. Сочетание возможности эффективной выработки тепловой и электрической мощности, делает применение данного вида топлива часто безальтернативным. Следовательно, понятие Decarbonization не является определяющим в вышеуказанной концепции. Трансформация энергетики в России будет происходить путем децентрализации и цифровизации энергетических систем.

Рост мирового рынка распределенной энергетики составляет около 7-9% в год. Ожидается, что к 2025 году объем ввода мощностей РМГ кратно (более, чем в 3 раза) превысит объемы ввода крупных централизованных генерирующих объектов. По оценке Международного энергетического агентства, распределенная энергетика обеспечит до 75% новых подключений в ходе глобальной электрификации до 2030 г. [5].

В 2018 году введен большой объем распределенной генерирующей мощности, чем централизованной генерации, а к 2026 году, по прогнозам Navigant Research, в мире ожидается трехкратный разрыв между новыми вводами этих видов генерации (рисунок 1.1). По оценкам компании BCC Research, размер глобального рынка технологий распределенной генерации в 2015 году составил 65,8 млрд. долларов. В период с 2016 по 2021 год он вырос с 69,7 до 109,5 млрд. долларов при среднегодовом темпе роста в 9,5%.

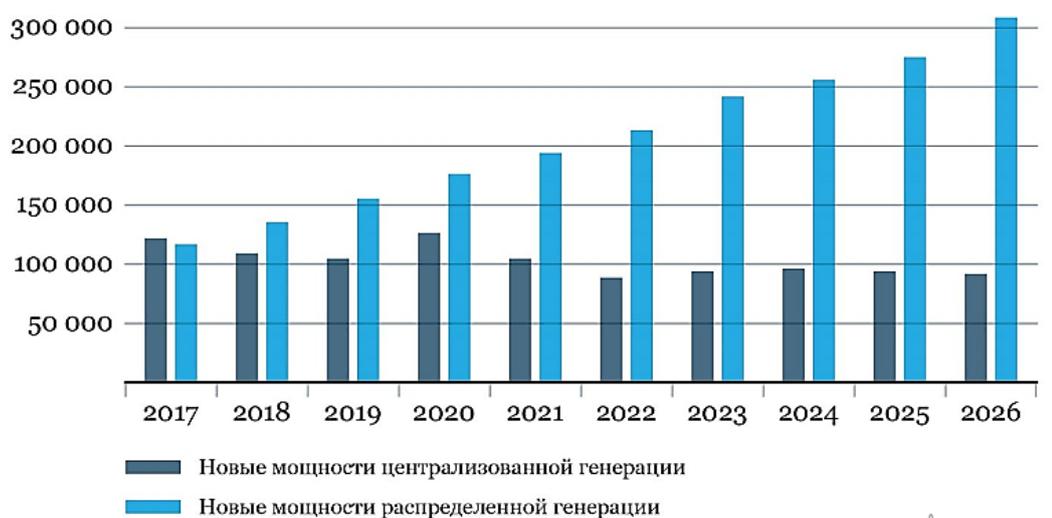


Рисунок 1.1 – Прогноз ввода новых мощностей централизованной и распределенной генерации в мире, МВт

Развитие распределенной энергетики в РФ активно происходило, начиная с 2000-х годов, в основном в качестве объектов распределённой генерации. Это обусловлено не только климатическими особенностями на территории РФ, но и экономическими причинами – в первую очередь со стороны потребителей – снизить собственные затраты на потребление энергии из сети и обеспечить независимость от внешних энергоресурсов. Развитию способствует также появление рыночных механизмов и усилением роли потребителей на рынках электрической энергии (мощности) и системных услуг.

Учитывая значительные технические и организационные барьеры в модели отношений между основными субъектами рынка энергетики, наиболее вероятен вариант развития Единой энергосистемы (ЕЭС) России путем разумной интеграции крупной и распределенной генерации, что позволит осуществить постепенную адаптацию существующей централизованной энергосистемы к «энергетическому переходу». Для осуществления такой комбинации необходимо разработать правила осуществления рыночных взаимоотношений основных субъектов - централизованной и децентрализованной частей электроэнергетики, обеспечить надежность их интеграции, распределения выгод и ответственности за нарушения электроснабжения и взаимного влияния.

Развитие распределенной энергетики по такому оптимальному сценарию позволит сдерживать рост цен на электроэнергию, повысить инвестиционную составляющую в развитие электросетевого комплекса и централизованной генерации, повысить эффективность использования первичного топлива, снизить влияние на атмосферу парниковых газов, создать и усилить существующие спрос на инновации и условия для появления российских компаний – экспортеров новых технологий [6].

Задачей электроэнергетики по обеспечению потребностей социально-экономического развития Российской Федерации соответствующими объемами производства и экспорта продукции, услуг отраслей топливно-энергетического комплекса является повышение надежности и качества энергоснабжения

потребителей до уровня, сопоставимого с лучшими зарубежными аналогами, с обеспечением экономической эффективности таких услуг.

Новые технологии распределенного производства электрической энергии, микрогенерации, управляемого потребления, виртуального агрегирования ресурсов создают принципиально новые условия для развития конкурентного розничного рынка, построенного на базе автоматизированных локальных торговых площадок по торговле электрической энергией, что, с одной стороны, ведет к сдерживанию роста цен на электроэнергию, является источником дополнительных инвестиций в развитие систем управления гибкостью на стороне потребителей, а с другой стороны, повышает предсказуемость для инвесторов возврата инвестиций в объекты малой генерации.

К технологиям, применение которых может повлечь за собой организационные и технологические изменения в управлении и функционировании электроэнергетических систем и способствовать переходу энергетики на новый технологический базис, относятся:

1. возобновляемые источники энергии и накопители энергии;
2. гибридные автомобили и электромобили, включая автомобили на водородном топливе;
3. технологии беспилотного и «подключенного» транспорта;
4. сетевые технологии в электроэнергетике, в том числе активно-адаптивные сети, распределенная генерация;
5. энергоэффективные технологии в секторе жилых, коммерческих и административных зданий;
6. информационно-технологические платформы планирования (прогнозирования) и управления энергетической инфраструктурой и энергоприемниками на стороне потребителей электрической энергии, обеспечивающие минимизацию стоимости потребляемых энергетических ресурсов за счет оптимизации режимов технологического оборудования у потребителей, а также возможность участия в оптовом рынке;

7. создание и развитие Microgrid и Minigrid и их объединение в энергосистемы малой мощности.

При этом следует отметить, что развитие распределенной малой генерации нуждается в создании специализированных технологий управления их режимами, как при автономной, так и при параллельной работе с внешней электрической сетью [7].

1.2 Место объединенных энергосистем малой мощности в стратегии развития электроэнергетики

Мировым трендом развития электроэнергетики являются открытые энергосистемы, основанные на производстве энергии в местах его потребления [8]. В России, из-за специфических особенностей, таких как масштабная газификация и потребности в большом количестве тепловой энергии, просматривается тренд развития газовой распределенной когенерации. Как итог, развиваются локальные системы энергоснабжения с собственными объектами малой генерации, требующими «умное», не централизованное управление. Для обозначения таких сетей на западе было введено понятие SmartGrid, а в России, понятия, охватывающие это направление, были введены ПАО «Россети» [9] – *активно-адаптивная электрической сеть* и Национальной технологической инициативой (НТИ) – *Локальные интеллектуальные энергосистемы (ЛИЭС), MiniGrid, Microgrid* [10].

В работе под понятием Локальная интеллектуальная энергосистема (ЛИЭС) или Minigrid принята система энергоснабжения до 25 МВт, предназначенная для электроснабжения локальных потребителей, имеющая собственные источники электрической энергии, и способная работать как автономно, так и параллельно с внешней сетью, а также устойчиво и безопасно переходить из режима автономной работы в параллельный и наоборот, используя технологии автоматического управления.

Структура объектов с малой генерацией может отличаться назначением и требованиями к энергоисточнику и системам автоматического управления.

Изолированная локальная система энергоснабжения (ЛСЭ) имеет недостатки автономной работы в виде низкой надежности электроснабжения потребителей и качества электроэнергии, которые принципиально можно устранить путем подключения ЛСЭ к централизованной энергосистеме, а именно созданию на базе ЛСЭ MiniGrid, способных работать, как автономно, так и параллельно с внешней сетью, т.е. быть интегрированными в общий баланс мощности и электрический режим.

Интеграция объектов распределенной генерации с внешними электрическими сетями должна сопровождаться сохранением необходимого уровня надежности электроснабжения потребителей и соблюдения принципа не ухудшения свойств существующей системы. Подключения ЛСЭ к централизованной энергосистеме при использовании синхронных связей имеет организационные барьеры и технологические риски для оборудования, которые могут быть преодолены, в частности, при использовании в качестве противоаварийного управления экспресс (до отключения короткого замыкания (КЗ) в сети и срабатывания защит энергоблоков) сбалансированного отделения Minigrd от сети централизованного энергоснабжения под управлением системной автоматики, обеспечивающей в т.ч. и поддержание готовности к такому отделению по разным сечениям сети [11].

Рассматриваемое направление развития распределённой генерации сталкивается с организационными барьерами и противодействиями со стороны субъектов централизованной энергетики и их структур управления, т.к. это противоречит их краткосрочным интересам.

Распределительные сети, в которые происходит интеграция РМГ, отличаются от питающих (магистральных) менее развитой системой диспетчеризации (низкая наблюдаемость и управляемость сети), что приводит к отсутствию возможности привычного применения системы централизованного управления, которая плохо приспособлена к работе в режиме реального времени, учету специфики объектов малой генерации, не готова к осуществлению

управления режимами множества новых активных объектов с собственной генерацией.

По своим свойствам создаваемые ЛСЭ (включая Minigrid на базе ЛИЭС), и большие централизованные энергосистемы сильно отличаются по режимным и технологическим особенностям работы. Существующая централизованная система содержит огромный и чрезвычайно сложный производственный комплекс, имеющий внутренние и внешние энергетические, транспортные, информационные и экономические связи. Управление таким комплексом требует быстрого принятия ответственных решений. Перерывы и отказы в работе ведут к тяжелым экономическим и социальным последствиям. Система управления централизованного электроснабжения препятствует появлению в сети множества активных объектов, тем более, учету желаний конкретных потребителей в отношении режимных параметров.

С другой стороны, несмотря на значительный прогресс в развитии концепции создания ЛИЭС, внедрение новых технологий управления и защиты данными системами, децентрализация энергоснабжения на их основе имеет следующие барьеры:

1. Ограничение по выдаче и потреблению мощности в точках примыкания к внешней электрической сети;
2. Необходимость поддержания значительных резервных мощностей для обеспечения ремонтных и аварийных режимов;
3. Ограничения по набору нагрузок – как по мощности, так и по её характеристикам, т.к. необходимо учитывать возможность устойчивой работы ЛИЭС в автономном режиме длительное время (при нарушениях во внешней электрической сети).
4. Взаимное влияние на баланс реактивной мощности;
5. Необходимость согласования технических условий на подключение потребителей и технических возможностей генерации;

6. Значительные организационно-правовые трудности при согласовании необходимости выдачи электрической мощности во внешнюю электрическую сеть со стороны электросетевой организации;

7. Наличие платы за резерв мощности сетевой организацией, что может быть сопоставимо со строительством дополнительной генерации.

Промежуточным решением между созданием ЛИЭС и централизованным электроснабжением может служить современная *объединенная энергетическая система малой мощности*, образуемая путем объединения локальных энергосистем на базе нескольких территориально локализованных объектов с малой генерацией, работающих как изолированно, так и параллельно с сетью централизованных энергосистем. Данные абсолютно новые энергетические объекты будут частично обладать свойствами централизованных энергосистем, сохраняя при этом гибкость и необходимый уровень надежности электроснабжения территорий, где возможно размещение нескольких локальных систем электроснабжения.

В существующей Российской нормативной базе отсутствует определение подобным энергосистемам, требования к их функционированию как основного источника питания для потребителей с возможностью резервирования питания от централизованной системы. Предлагается следующее определение *объединенной энергосистемы малой мощности (ОЭСММ)*.

ОЭСММ – энергетический объект, состоящий из локальных интеллектуальных систем электроснабжения, предназначенных для электроснабжения своих собственных локальных территорий, и объединенных электрическими связями, способный работать как изолированно, так и параллельно с сетью централизованных энергосистем.

Целями создания ОЭСММ являются:

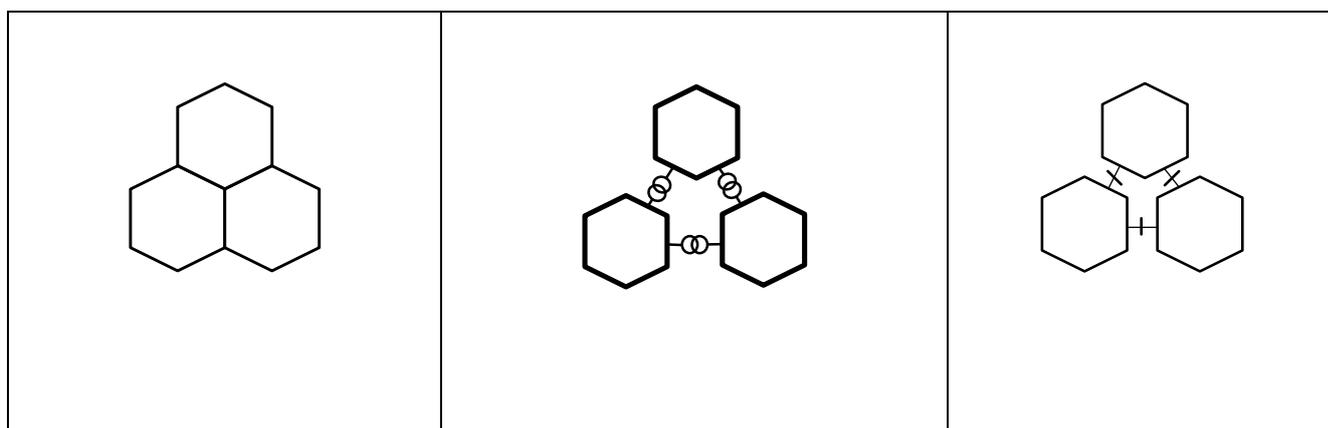
- обеспечение совместного функционирования ЛИЭС с соблюдением интересов каждой из них и повышение надежности электроснабжения потребителей в энергорайоне;

- повышение экономической эффективности использования генерирующих мощностей, в том числе за счет снижения потребности в резервных мощностях для обеспечения ремонтных и аварийных режимов;
- снижение требований по согласованию параметров генерирующих установок и подключаемых потребителей;
- исключение/снижение ограничений по выдаче мощности в точках примыкания к внешней электрической сети;

Создание ОЭСММ может быть достигнуто применением децентрализованных систем управления, обеспечивающих все системные функции управления энергосистемой (поддержание и структурирование резервов мощности, распределение нагрузки между электростанциями, осуществление первичного и вторичного регулирования частоты и напряжения, противоаварийное управление) как в режиме изолированной работы, так и параллельной работы с внешней энергосистемой [12]. Также необходимо обеспечить безопасное оперативное и противоаварийное отделение ОЭСММ от внешней энергосистемы, восстановление нормального режима параллельной работы ОЭСММ с внешней энергосистемой.

В таблице 1.1 представлены варианты объединения Minigrid в ОЭСММ связями разного рода, где каждая Minigrid представлена сотовой структурой, а также указаны особенности осуществления общего нормального и аварийного режима.

Таблица 1.1 – Варианты интеграции Minigrid в ОЭСММ



<i>На переменном токе с простыми синхронными связями</i>	<i>На переменном токе с синхронными связями, ограничением ТКЗ и гальваническим разделением сети трансформаторами</i>	<i>Со связями на постоянном токе</i>
Согласованное участие генерации в регулировании общей частоты	Согласованное участие генерации в регулировании общей частоты	Умное участие в регулировании баланса мощности при разных частотах
Противоаварийное разделение на сбалансированные части с автоматическим восстановлением целостности	Противоаварийное разделение на сбалансированные части с автоматическим восстановлением целостности	Противоаварийное ограничение перегрузки связей
а	б	в

В варианте (а) Таблицы 1 объединение выполнено простейшим образом с применением прямых связей переменного тока. Безопасность режимов может обеспечиваться применением специальной противоаварийной автоматики с опережающим сбалансированным делением (АОСД), при этом необходимо решить задачи децентрализованного управления балансами активной и реактивной мощности, ограничения токов КЗ и замыкания на землю в основной сети ОЭСММ (6-35 кВ).

В варианте (б) представлено решение задачи ограничения токов КЗ и замыкания на землю в сети ОЭСММ применением гальванического разделения сетей Minigrid трансформаторами на межсистемных связях.

В варианте (в) представлено решение задачи объединения за счет связей постоянного тока, однако его трудно назвать экономически привлекательным.

На рисунке 1.2 представлен вариант ОЭСММ с простыми синхронными связями, с тремя точками присоединения к внешней электрической сети и максимальными возможностями для получения системных эффектов от

интеграции Minigrд, как в ОЭСММ, так и с внешней электрической сетью энергосистемы централизованного энергоснабжения.

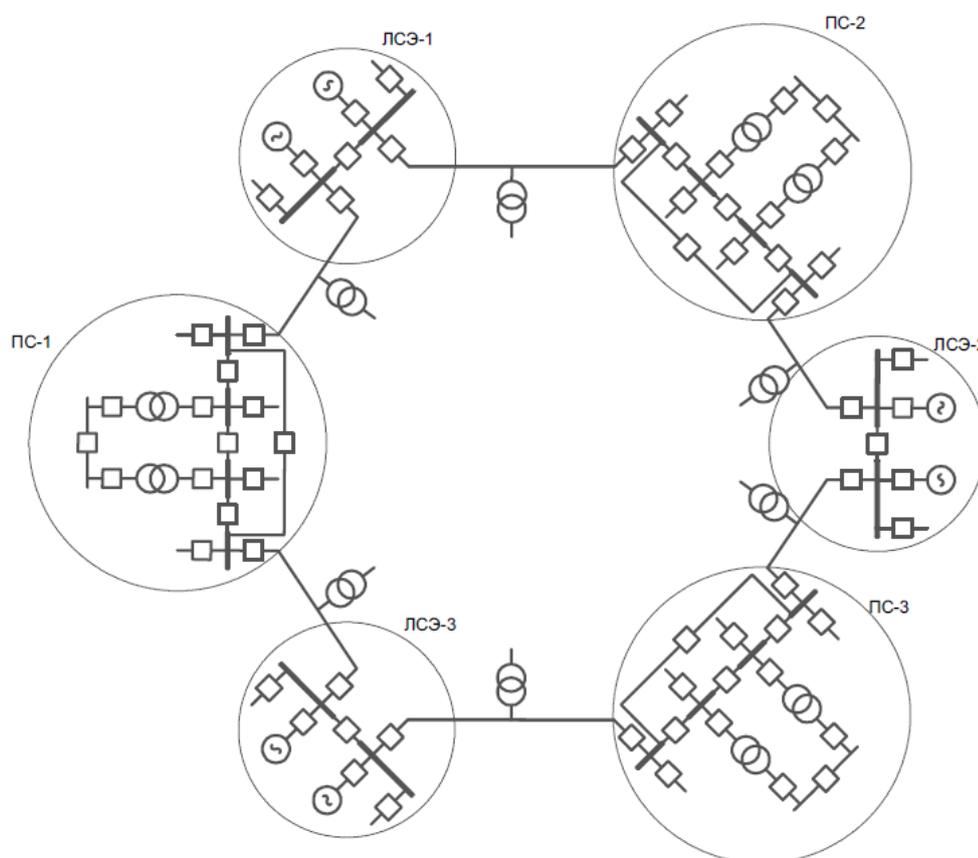


Рисунок 1.2 - ОЭСММ на базе 3-х ЛИЭС с присоединением к 3-м ПС централизованного энергоснабжения

За счет выбора соответствующего коммутационного состояния сети сохраняются возможности изолированной работы ОЭСММ, ее частей, осуществления режима параллельной работы с подключением к внешней электрической сети в одной, двух и даже трех точках, а также подключения дополнительных потребителей на всех связях системообразующей сети ОЭСММ.

1.3 Технологические и организационные барьеры на пути создания объединенной энергосистемы малой мощности

Технологические ограничения при создании ОЭСММ определяются особенностями структуры энергосистем и электрических сетей. Одной из главных особенностей распределительных электрических сетей является разветвленность и протяженность. Это обусловлено разнообразием подключаемых потребителей (как

по величине, так и по составу нагрузок), преимущественно радиальным способом подключения нагрузок, отсутствием схем перспективного развития сетей. Также распределительные сети характеризуются отсутствием строгой периодичности обследования основного оборудования, наблюдаемость данных сетей является предельно низкой.

При проектировании распределительных электрических сетей в первую очередь должны соблюдаться условия надежного и качественного электроснабжения потребителей, в отличие от основных системообразующих сетей, где на первое место выходят соблюдение технических условий, обеспечивающих надежность и живучесть электроэнергетических систем, сохранение устойчивой работы систем в нормальных и послеаварийных режимах.

Создание энергосистем на базе распределенной генерации требует организации инфраструктуры, в первую очередь управления объектами (диспетчеризации, режимного и противоаварийного управления). Для обслуживания таких энергосистем необходим квалифицированный персонал, обладающий навыками диспетчерского управления. При значительном увеличении количества подобных объектов, ожидается острый дефицит в персонале необходимого уровня квалификации (с учетом нежелания специалистов оставлять города с развитой инфраструктурой и работать на удаленных объектах).

Для преодоления данных барьеров требуется внедрение новых IT-технологий и цифровизации энергетики, что позволит работать энергосистемам малой мощности с высокой степенью автоматизации. При этом внедрение технологий не должно отрицательно сказываться на надежности, качестве и безопасности работы оборудования и системы электроснабжения.

Отсутствие технологической связи между объектами, входящими в ОЭСММ, низкая наблюдаемость внутренних электрических сетей ЛИЭС приводят к необходимости разработки новых способов управления режимом электроэнергетической системы без создания единого диспетчерского управления, оснащения объектов дорогостоящими системами управления и мониторинга, организацией каналов связи т.д. Решением задач управления при объединении

ЛИЭС в ОЭСММ может служить сочетание централизованного и децентрализованного управления, создание специализированной системной автоматики дополнительно к традиционным устройствам режимного и противоаварийного управления. В условиях отсутствия наблюдаемости режимов в распределительных сетях, учитывая наличие активных участников рынка в ОЭСММ с объектами малой генерации, управление режимами ОЭСММ с РМГ целесообразно организовать именно на основе мультиагентных технологий децентрализованного управления [13-15].

В связи с тем, что одним из возможных режимов ОЭСММ может являться режим параллельной работы с внешней электрической сетью централизованного электроснабжения, согласно [16] все генерирующее оборудование должно участвовать в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ) в целях ограничения отклонений частоты от номинального значения для безопасной эксплуатации электростанций и минимизации риска отключения энергопринимающих установок потребителей электрической энергии действием противоаварийной автоматики. Поиск компромиссного решения по оптимальному управлению режимами ОЭСММ при изолированной и параллельной работах с учетом требования участия генерации ОЭСММ в ОПРЧ является также важной технологической задачей, которую необходимо решить на этапе проектирования ОЭСММ.

Также необходимо обеспечить безопасность оборудования ОЭСММ при неизбежном увеличении уровней токов короткого замыкания при объединении ЛИЭС, возникновении значительных возмущений внутри ОЭСММ и за её пределами. Это возможно достигнуть путем модернизации основных принципов работы устройств противоаварийного управления для осуществления сбалансированного разделения ОЭСММ с последующим автоматическим восстановлением. Самовосстановление при аварийных возмущениях и сопротивление негативным влияниям является одним из основных свойств ОЭСММ в концепции децентрализованного энергоснабжения.

Важным технологическим барьером в части режимного управления ОЭСММ является то, что данные энергосистемы выполняются на генераторном напряжении, что накладывает ограничения на длину электрических связей при передаче мощностей и допустимые исходные несбалансированности ЛИЭС в доаварийных режимах. Автоматическое выравнивание неравномерности загрузки генерации различных ЛИЭС позволит снизить влияние топологии сети ОЭСММ на уровни остаточных напряжений при возникновении возмущений.

При объединении ЛИЭС в ОЭСММ и при присоединении к внешней электрической сети с возможностью параллельной работы, емкостные токи замыкания на землю (ОЗЗ) собственной сети ОЭСММ и внешней сети 6(10) кВ, подключенной к шинам ПС, суммируются, что приводит к их значительному увеличению. Для удовлетворения требованиям правил устройств электроустановок (ПУЭ) [18] необходимо разработать решения по компенсации токов ОЗЗ, рекомендации по местам установки устройств ДГР и, при необходимости, выполнить корректировку принципов работы устройств автоматики управления ДГР.

К технологическим особенностям ОЭСММ также следует отнести режимные свойства, определяющие их надежность и экономическую эффективность. Интерес представляет влияние объединения ЛИЭС в ОЭСММ на такие свойства и отражающие их характеристики, как:

- Способность сохранять работоспособность при больших нарушениях балансов активной и реактивной мощностей.
- Способность допускать пуски крупных асинхронных двигателей, ограничивая возможность их использования в режимах изолированной работы.
- Способность обеспечивать динамическую стабильность частоты при нерегулярных колебаниях мощности.
- Способность работать в широком диапазоне изменения суммарной нагрузки.

- Способность обеспечивать перераспределение суммарной нагрузки между электростанциями ЛИЭС, входящими в ОЭСММ.
- Способность сохранять естественную динамическую устойчивость параллельной работы электростанций в ОЭСММ при широкой вариации исходных схемно-режимных условий и возмущений.

Помимо технологических барьеров существуют организационные препятствия на пути создания ОЭСММ. Так, очевидно, что энергообъекты могут принадлежать различным собственникам, что может затруднять решения по организации внутренних и внешних межсистемных связей. Аналогичные затруднения могут возникнуть и при определении приоритетности оказания системных услуг по поддержанию необходимых характеристик в энергосистеме (в первую очередь, частоты).

В соответствии с законодательством РФ [19] при оказании услуг поставки электроэнергии возникает необходимость создания собственной Территориально-сетей организации по передачи электроэнергии.

В связи с отсутствием нормативно-технической базы по проектированию, строительству и эксплуатации ОЭСММ также возникают трудности в выполнении полного цикла согласования Схем выдачи мощности (СВМ) и получении Технических условий на технологическое присоединение ОЭСММ к внешней электрической сети.

Создание ОЭСММ, не связанных с сетями централизованного энергоснабжения, может исключить необходимость преодолевать нормативные и административные барьеры на пути интеграции ЛИЭС в существующие электрические сети централизованного энергоснабжения и при этом обладающих собственной автономностью, высокой надежностью электроснабжения потребителей, экономичностью выработки и распределения энергии.

Выводы по главе 1

Развитие объектов малой генерации обусловлено их экономической привлекательностью, доступностью (короткие сроки ввода объектов, малые

экономические составляющие обслуживания) и часто необходимостью автономной работы.

Работа объекта малой генерации в изолированном режиме малоэффективна и не обеспечивает необходимого уровня надежности электроснабжения, а работа параллельно с внешней электрической сетью без применения инновационных технологий приводит к небезопасной эксплуатации генерирующего оборудования, либо к его частым отключениям.

Развитие цифровых технологий позволяет создавать на базе малой генерации объекты нового типа - Minigrid, способные работать как автономно, так и параллельно с внешней электрической сетью, обладающие повышенной надежностью и живучестью, обеспечивающего автоматический переход в режимы автономной и параллельной работы.

Специализированные способы управления режимами объектов с малой генерацией способны обеспечить безопасность их параллельной работы с сетью, минимизируют технологические риски и ограничения для генерирующего оборудования и внешней электрической сети, однако неразвитость в РФ нормативной базы, длительные сроки согласования и получения разрешений на осуществление параллельной работы с обменом мощностью (часто превышающие сроки строительства самого объекта генерации) делают ведомственные и организационные барьеры развития децентрализованного энергоснабжения на основе ЛИЭС трудно преодолимыми.

Условия, масштабы использования и свойства ЛИЭС позволяют сделать новый качественный шаг в развитии идеи децентрализованного энергоснабжения путем создания на их основе объединенных энергосистем малой мощности (ОЭСММ), позволяющих охватывать значительные территории с потребителями и источниками энергии различных типов (включая ВИЭ). При этом требуется разработка новых специализированных технологий управления режимами и обеспечения безопасной работы ОЭСММ.

ГЛАВА 2 СИСТЕМНЫЕ ЭФФЕКТЫ И БАРЬЕРЫ ПРИ ИНТЕГРАЦИИ ОБЪЕКТОВ С МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

2.1 Варианты режимов локальных интеллектуальных энергосистем и их интеграции между собой и с внешней электрической сетью

Рассмотрим варианты работы ЛИЭС и возможности их интеграции с внешней энергосистемой (см. Рисунок 2.1)

1. Индивидуальное подключение отдельной ЛИЭС к внешней электрической сети с возможностями, как параллельной работы электростанций с сетью, так и автономной.

2. Интеграция множества ЛИЭС в ОЭСММ, без организации связи с внешней электрической сетью.

3. Объединений нескольких ЛИЭС в ОЭСММ с возможностями подключения к внешней электрической сети (параллельная и изолированная работа).

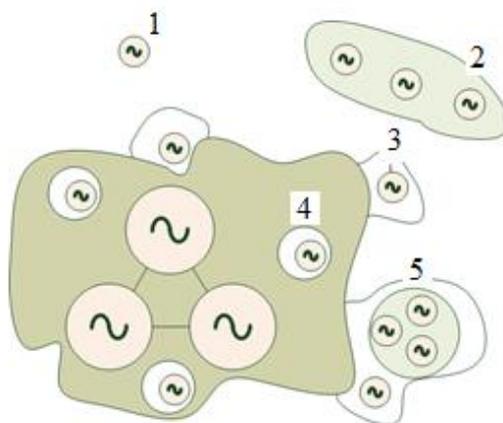


Рисунок 2.1 - Структура интегрированной системы с РМГ и объектами с малой генерацией

Индивидуальное присоединение каждой из ЛИЭС к внешней электрической сети (Вариант 1) имеет технические и экономические преимущества для всех участников объединения: генерации, сети и потребителей электроэнергии [20].

Преимущества параллельной работы для ЛИЭС:

- Устранение проблем с недопустимыми «набросами/сбросами» нагрузки на энергоблоки, являющихся одной из основных причин ненадежной работы ЛИЭС в островном режиме;
- Возможность выдачи избыточных мощностей во внешнюю электрическую сеть;
- Снижение динамического воздействия на валы синхронных машин из-за коммутаций во внутренней сети, т.к. внешняя электрическая сеть осуществляет их демпфирование;
- Обеспечение стабильности по частоте;
- Сглаживание графика загрузки электростанции;
- Появление возможности осуществления системных услуг.

Одним из главных недостатков интеграции индивидуальных ЛИЭС являются значительные организационно-правовые трудности при согласовании мероприятий по обеспечению безопасной параллельной работы ЛИЭС с внешней электрической сетью, возможности выдачи электрической мощности во внешнюю электрическую сеть со стороны электросетевой организации. Препятствия в части получения Технических условий и их выполнения в соответствии с [21] приводят к длительным (3-6 лет) срокам реализации таких проектов.

Создание ОЭСММ может исключить необходимость преодолевать нормативные и административные барьеры на пути интеграции ЛИЭС в существующие электрические сети.

Независимые энергосистемы могут обладать собственной автономностью, высокой надежностью электроснабжения потребителей, экономичностью выработки и передачи энергии. При этом возможности их интеграции с внешней энергосистемой централизованного энергоснабжения сохраняются.

Объединение ЛИЭС в изолированную ОЭСММ (вариант 2) представлено на Рисунке 2.2.

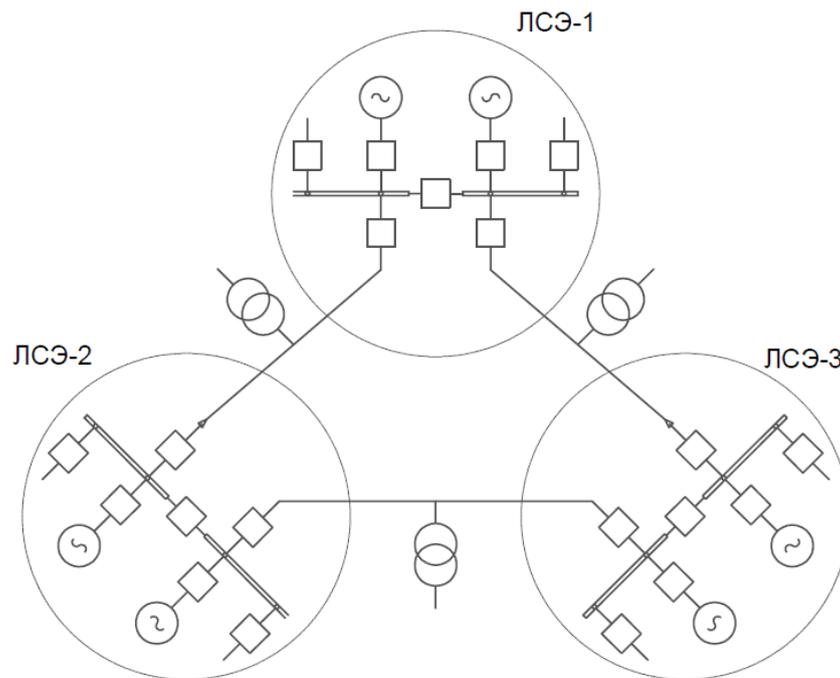


Рисунок 2.2 – Схема объединения нескольких ЛИЭС в изолированную ОЭСММ

Надежность работы при нарушениях нормального режима отдельно взятой ЛИЭС в данной энергосистеме повышается за счет наличия резервных мощностей и нормальной работы других ЛИЭС при создании общей системообразующей сети. Также, при нарушении нормального режима, возможны варианты сбалансированного выделения в островной режим отдельных ЛИЭС.

Данный вариант также позволяет снизить необходимый резерв мощности по условиям «n+1» и ремонтного режима [22]. Увеличение подключаемой к ЛИЭС нагрузки возможно достичь за счет достаточности иметь один генератор в «нагруженном режиме» и один генератор в ремонтном режиме на всю ОЭСММ. Таким образом, экономическая эффективность работы объединенных в ОЭСММ ЛИЭС является выше, чем для индивидуально подключенных к сети ЛИЭС. Дополнительный экономический эффект достигается благодаря снижению потерь мощности при оптимальном распределении генерирующих и потребляющих мощностей и выравнивания графиков нагрузок на ЭС [23]. Для достижения дополнительного экономического эффекта возможно применение интеллектуального мультиагентного регулирования напряжений в ОЭСММ.

Однако данный вариант обладает рядом недостатков, таких как:

- Значительное влияние несбалансированности отдельных ЛИЭС на сохранение устойчивости объединяемых ЛИЭС (риск возникновения нарушения устойчивости значительно менее опасен, чем для варианта параллельной работы ЛИЭС с внешней централизованной электрической сетью)
- необходимость оснащения ОЭСММ устройствами распределенного управления режимами и мощностью, оснащение средствами противоаварийной автоматики в полном объеме;
- отсутствие возможности выдачи избытков мощности во внешнюю электрическую сеть и потребления при дефиците генерации из внешней сети;
- значительное увеличение токов ОЗЗ;
- при создании изолированной ОЭСММ требуется решение всего комплекса задач проектирования энергосистем, начиная от обеспечения балансов активной и реактивной мощностей, определения и поддержания резервных мощностей, разработки систем первичного и вторичного регулирования частоты и напряжения, противоаварийного управления.

Присоединение ОЭСММ к внешней электрической сети (вариант 3) возможно осуществить в нескольких точках энергосистемы, однако одновременная работа с подключением к нескольким точкам не разрешена в виду шунтирования элементов внешней электрической сети сетью ОЭСММ, что приводит к возникновению значительных уравнительных токов и нарушениям требований [25].

Особенностями данного варианта являются:

- при параллельной работе набросы, сбросы мощности в эксплуатационных режимах распределяются между внешней электрической сетью и ОЭСММ, что исключает неустойчивую работу энергоблоков в нормальных эксплуатационных режимах.
- качество напряжения при присоединении к внешней электрической сети повышается, как в части стабильности частоты, так и в части напряжения, его симметрии и синусоидальности (в режиме

параллельной работы генераторы ЭС могут поддерживать стабильное желаемое напряжение, как на своих шинах, так и на шинах ПС присоединения, т.к. они оснащены регуляторами напряжения);

- избыток вырабатываемой мощности, при необходимости, путем перекоммутации электрической сети может быть направлен во внешнюю сеть в той точке примыкания к сети, где это необходимо;
- вырабатываемая по условию баланса и выдачи во внешнюю сеть мощность может быть перераспределена между ЛИЭС;
- с точки зрения сбалансированного деления сети схема является более гибкой и многовариантной, что позволяет выделяться на островной/полуостровной режим работы с более приемлемым распределением мощностей и сохранением баланса.

Следует учитывать и недостатки создания ОЭСММ, связанные с необходимостью дополнительных затрат на сооружение межстанционных электрических связей, использования специальной автоматики регулирования режимов в ОЭСММ, комплексного проектирования совместной работы ЛИЭС, ОЭСММ, внешней электрической сети в условиях отсутствия достаточной нормативно-технической базы.

2.2 Сравнение вариантов интеграции индикативным методом

При решении задачи сравнения вариантов интеграции ЛИЭС использовался *индикативный экспертный метод сравнения* [26]. Возможность его применения возникла в связи накоплением опыта проектирования, создания и эксплуатации Minigrid после реализации проекта создания интегрированной в электрическую сеть ЕЭС Minigrid (ЛЭСЭ жилмассива «Березовое» на базе МиниТЭЦ установленной электрической мощностью $5 \times 2 = 10$ МВт в г. Новосибирск). В методе для относительно всесторонней и объективной оценки экспертами объект представляется набором 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 Minigrid. К числу таковых отнесены – *потребители энергии, собственники генерации Minigrid, собственники распределительной сети Minigrid, собственники внешней электрической сети*

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

Разработчики Minigrid, непосредственно осуществляющие исследование, проектирование и внедрение специальных систем управления и автоматики, обеспечивающих технологическую возможность синхронной работы энергоблоков в составе Minigrid в режиме параллельной работе с внешней энергосистемой и при их объединении между собой;

Проектировщики, осуществляющие разработку Схем выдачи мощности (СВМ) объектов малой генерации, систем электроснабжения в соответствии с действующими нормативными документами РФ [27];

Собственники генерирующих установок, на базе которых осуществляется создание ЛИЭС, осуществляющие эксплуатацию собственного энергетического оборудования;

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

Эксперты «внешней» электрической сети, оценивающие соблюдение установленных параметров надежности функционирования Единой энергетической системы России и качества электрической энергии [28].

Экспертами оценивались следующие системные эффекты от объединения:

- Выравнивание суммарного графика нагрузки.
- Снижение технических требований к подключаемым потребителям.
- Повышение надежности электроснабжения.
- Повышение коэффициента использования установленных мощностей (КИУМ) оборудования, прежде всего генерирующего, как за счет подключения дополнительных потребителей, так и возможности выдачи

свободных генерирующих мощностей во внешнюю электрическую сеть [29, 30].

- Возможность снижения тарифов для потребителей.
- Повышение качества ЭЭ по напряжению и частоте.
- Снижения износа оборудования за счет повышения стабильности режима.
- Повышение КПД генерирующего оборудования за счет стабильности режима.
- Возможность участия в управления спросом внешней энергосистемы.
- Возможность предоставления агрегированного резерва генерации в разных точках присоединения к внешней электрической сети.
- Повышение живучести системы энергоснабжения.

Принципиальная схема методики оценки приведена на Рисунке 2.3.



Рисунок 2.3 – Принципиальная схема методики сравнительной оценки вариантов объединения ЛИЭС

Бланки и результаты опросов каждого из участников приведены в Приложении А. Обобщенные результаты экспертных оценок и их обработки приведены в Таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Сводная таблица значений экспертных оценок свойств и эффектов ЛИЭС и их объединений

№	Эксперт	Способы интеграции MiniGrid															
		MiniGrid с автономной работой				MiniGrid с автоматическим резервом от внешней сети без права параллельной работы				Интегрированная с внешней ЭС MiniGrid (с правом параллельной работы)				Объединенная энергосистема малой мощности с несколькими MiniGrid			
		Бенефициары															
		Персонал MiniGrid	Потребители	Собственники ген.	Собственники вн.сети	Персонал MiniGrid	Потребители	Собственники ген.	Собственники вн.сети	Персонал MiniGrid	Потребители	Собственники ген.	Собственники вн.сети	Персонал MiniGrid	Потребители	Собственники ген.	Собственники вн.сети
1	"Разработчик Minigrid"	-15	-2	-42	0	-8	6	-46	-20	11	22	35	9	4	27	38	0
2	"Проектировщик"	-15	-23	-60	0	-10	-5	-64	-24	12	24	40	9	15	36	52	4
3	"Собственника Minigrid"	-50	-15	-76	-54	-29	0	-76	-41	33	33	31	26	-22	14	-19	-21
4	"Специалист по надежности"	-35	-15	-70	0	-10	5	-20	-25	30	40	15	-35	10	20	-5	10
СРЕДНЕЕ ЗНАЧЕНИЕ:		-29	-14	-62	-14	-14	2	-52	-28	22	30	30	2	2	24	17	-2
ИТОГО СРЕДНЕЕ ЗНАЧЕНИЕ		-118				-92				84				41			

Следует отметить, что в качестве экспертных оценок использовались согласованные оценки соответствующих профессиональных групп, т.е., например, экспертная оценка «Проектировщики» представляла собой согласованную оценку

группы проектировщиков организации, осуществляющей проектирование ЛСЭ, ЛИЭС.

Максимальный средний балл получил вариант «Интегрированная с внешней ЭС MiniGrid (с правом параллельной работы)», что подтверждается оценками значительного эффекта для всех участников рынка и обуславливает необходимость дальнейших разработок технических решений по реализации активно-адаптивных сетей с Minigrid.

Следующим по количеству баллов является вариант – ОЭСММ. 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.

Наименее привлекательными для всех бенефициаров системных эффектов экспертами признан вариант «Автономная MiniGrid», следующим - «MiniGrid с автоматическим резервом от внешней сети без права параллельной работы».

Для оценки согласованности экспертных оценок использовался один из критериев, а именно коэффициентом конкордации [31, 32].

Коэффициент конкордации может принимать значение $0...1$ и обозначает степень согласованности экспертных мнений при проведении ранжирования конкретных свойств. При значениях, близких к 0, согласованность считает низкой. При величине коэффициента конкордации меньше 0,3 мнения экспертов считаются несогласованными, при значении $0,3...0,7$ – средней, при значении более 0,7 – высокой.

Для определения коэффициента конкордации использовался критерий Р. Спирмена [33].

Расчет коэффициента ранговой корреляции Спирмена включает следующие этапы:

1. Ранжирование порядкового номера (оценки) каждого из объектов по возрастанию или убыванию.

2. Определение разности оценок каждой пары сопоставляемых значений (d).
3. Возведение в квадрат каждой разности и суммирование полученных результатов (S).

4. Вычисление коэффициента конкордации рангов по формуле 1.1:

$$\rho = \frac{12S}{m^2 \cdot (n^3 - n)}, \quad (1.1)$$

где S - сумма квадратов отклонений суммы оценок каждого объекта экспертизы от среднего арифметического оценок, рассчитанная в п.3; m – количество экспертов; n – число объектов.

Определение значимости коэффициента конкордации на основании χ^2 -критерия Пирсона, рассчитываемого по формуле 1.2:

$$X_{\text{расч}}^2 = m(n - 1)\rho = \frac{12S}{mn(n+1)} \quad (1.2)$$

Расчетное значение сравнивается с $X_{\text{табл}}^2$ при заданной вероятности α и степени свободы $\nu = n-1$.

Если $X_{\text{расч}}^2 > X_{\text{табл}}^2$ можно сделать вывод о том, что оценки согласованны при заданном уровне значимости.

Результаты расчета приведены в Таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчета

№	Параметр	Обозначение	Значение
1	Сумма квадратов отклонений суммы оценок	S	54695,4
2	Коэффициент конкордации	W	0,84
3	χ^2 -критерий Пирсона расчетный	$X_{\text{расч}}^2$	50,27
4	χ^2 -критерий Пирсона табличный	$X_{\text{табл}}^2$	25,00

Значение коэффициента конкордации находится в диапазоне 0,8...1, что соответствует высокой согласованности мнений экспертов, достоверности полученных результатов. Соотношение $X_{\text{расч}}^2$ больше $X_{\text{табл}}^2$ говорит о значимости исследуемого коэффициента.

2.3 Системные эффекты, достигаемые при создании объединенных энергосистем малой мощности

«Системный эффект» (правило « $1+1 = 3$ ») или эмерджентность - возникновение у системы новых свойств за счет взаимодействия составляющих систему элементов [34]. Это характеризуется тем, что свойства системы не совпадают со свойствами ее составных подсистем.

Исследование базировалось на следующих положительных системных эффектах, достигаемых при создании ОЭСММ и определении режимов их работы.

Эффект повышения надежности электроснабжения.

Повышается структурная надежность энергосистемы [35], а также надежность электроснабжения потребителей за счет увеличения количества генерирующих установок, суммарной мощности ОЭСММ и сетевого взаимодействия.

Эффект сглаживания графика нагрузки. Объединение ЛЭС в ОЭСММ снимает основную массу режимных ограничений по формированию и управлению нагрузкой. При объединении ЛИЭС суммарный график нагрузки становится более сглаженным, позволяя равномерно загружать генерирующее оборудование. При этом чем разнообразнее генерирующее оборудование по характеристикам маневренности, тем значительнее проявляется данный эффект.

Эффект снижения требований к подключаемым потребителям. Эффект заключается в снижении требований по максимальной мощности единичной двигательной нагрузки, потреблению реактивной мощности за счет укрупнения суммарной мощности генерирующих источников.

Эффект повышения коэффициента использования установленных мощностей (КИУМ) генерирующего оборудования за счет использования освободившихся резервных мощностей для подключения новых нагрузок в различных узлах схемы сети. Объединение ЛИЭС в ОЭСММ позволяет снизить необходимый резерв мощности по условиям « $n-1$ » и ремонтного режима в связи с достаточностью иметь 1 эквивалентный генератор в «нагруженном» резерве и 1

генератор по условиям вывода в ремонт, что позволяет увеличить загрузку генерирующего оборудования ЛИЭС.

Эффект снижения тарифов для потребителей. Возможность снижения затрат за счет создания ОЭСММ как вертикально-интегрированной энергосистемы, совмещающей функции энергоснабжающей и энерготранспортной организации [36];

Эффект повышения качества ЭЭ по напряжению. Появляется возможность поддержания необходимого уровня напряжения за счет действия АРВ генераторов [37] и широкие возможности локального регулирования напряжений, в т.ч. используя функцию мультиагентного регулирования [38];

Эффект стабилизации частоты. Создание ОЭСММ позволяет длительно работать в изолированном режиме, при этом обеспечивая регулирование частоты в достаточно широких пределах. При подключении ОЭСММ к внешней сети данный эффект теряется в виду необходимости поддержания частоты внешней энергосистемы большой мощности.

Эффект предоставления агрегированного резерва в разных точках присоединения к внешней электрической сети. Благодаря возможности параллельной работы в различных точках возможно добиться выдачи мощности в той точке сети, где это наиболее необходимо в текущий момент времени.

Эффект снижения износа оборудования. При использовании метода стабилизации выдачи мощности генерирующего оборудования при параллельной работе сети достигается уменьшение износа основного и вспомогательного оборудования [39];

Эффект локальной живучести [40]. Изолированность и независимость системы управления ОЭСММ позволяют повысить эффективность противодействия кибератакам без применения специальных средств обеспечения информационной безопасности [41].

Выводы по главе 2

Практически непреодолимые административные барьеры при интеграции Minigrid во внешнюю электрическую сеть приводят к желанию создавать независимые от ЕЭС энергосистемы малой мощности, способные работать автономно с высоким качеством электроснабжения и экономической эффективностью.

Изолированные ОЭСММ обладают гибкой структурой и возможностями расширения при соблюдении правил присоединения ЛИЭС к ОЭСММ, которые значительно «мягче» и проще, чем требования нормативных документов по технологическому присоединению генерации к внешней централизованной энергосистеме.

Положительные эффекты от возможной интеграции ОЭСММ во внешнюю электрическую сеть, такие как устранение дефицита мощности в энергодефицитных районах и отдельных узлах внешней сети, повышение уровня напряжения в точках примыкания ОЭСММ к сети, резервирование электроснабжения, позволяют рассматривать возможность снятия или уменьшения административных барьеров (внесение изменений в нормативные документы) при наличии технологических возможностей. Для ОЭСММ это также означает возникновение дополнительных преимуществ, связанных с повышением качества электроэнергии по частоте и напряжению, а также многовариантностью сбалансированного отделения частей ОСЭММ и автоматического восстановления параллельной работы.

Использование специализированных способов и цифровых технологий управления может обеспечить безопасную взаимовыгодную интеграцию объектов малой генерации как в ОЭСММ, так и в централизованные энергосистемы, и, при должном уровне исследования технических и свойств системных эффектов, обеспечить согласование интересов участников при комбинированной интеграции централизованной и распределенной энергетики.

Предложенная методика экспертной оценки системных эффектов от объединения ЛИЭС в ОЭСММ использует накопленный опыт проектирования и

эксплуатации ЛИЭС, их интеграции с системами централизованного энергоснабжения, позволяет многофокусно рассмотреть и сопоставить различными экспертными группами возникающие системные эффекты. Она может служить как основным, так и дополнительным инструментом принятия проектных решений по созданию изолированных, интегрированных в централизованные системы ЛИЭС, а также ОЭСММ на их основе.

ГЛАВА 3 УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ОБЪЕДИНЕННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ МАЛОЙ МОЩНОСТИ

3.1 Требования к регулированию частоты в Единой энергетической системе, возможность и целесообразность их применения в объединенных энергосистемах малой мощности

Требования субъектов Объединённого диспетчерского управления (ОДУ) к регулированию частоты и перетоков мощности, а также к собственникам генерирующего оборудования объектов электроэнергетики, участвующему в регулировании частоты, установлены [16, 42, 43].

Анализ целесообразности и особенностей их применения к ОЭСММ приведен в Таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Целесообразность и особенности применения требований к ОЭСММ

Требование стандарта [16]	Применительно к энергосистемам малой мощности (ОЭСММ)
Общие требования к РЧ и ПАМ	
1 В ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах (ЭЭС) должно осуществляться непрерывное регулирование электроэнергетического режима по частоте и перетокам активной мощности в целях поддержания частоты в пределах, определенных требованиями настоящего стандарта, и поддержания перетоков активной мощности в контролируемых сечениях в пределах максимально допустимых значений.	Требование в части частоты обязательно. В части перетоков мощности следует ограничиться уровнями токов по линиям связи
4.1 В технологически изолированных территориальных ЭЭС должно быть обеспечено поддержание: - квазиустановившихся значений частоты в пределах (50,0+0,2) Гц не менее 95 % времени суток без выхода за величину (50,0+0,4) Гц; - перетоков активной мощности в контролируемых сечениях в пределах допустимых значений	В режиме изолированной работы ОЭСММ диапазон для квазиустановившихся значений частоты может быть расширен до (50,0+0,4) Гц. [44] ·

	<p>При параллельной работе ОЭСММ с внешней электрической сетью, частота в ОЭСММ определяется частотой энергосистемы большой мощности и удерживается с высокой точностью</p>
<p>4.2 Регулирование электроэнергетического режима по частоте и перетокам активной мощности должно осуществляться с использованием первичного (общего и нормированного), вторичного и третичного регулирования.</p>	<p>В ОЭСММ исключается необходимость Нормированного первичного регулирования частоты. Третичное регулирование необходимо, но должно быть автоматическим.</p>
<p>4.8 Для регулирования частоты и перетоков активной мощности субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике должен обеспечивать:</p> <ul style="list-style-type: none"> - определение областей регулирования; - задание резервов нормированного первичного, вторичного и третичного регулирования при планировании электроэнергетического режима; - определение требований к генерирующему оборудованию различного типа для его участия в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании; - определение контролируемых сечений, в которых требуется ограничение перетоков активной мощности (с определением для них значений максимально допустимых перетоков), и/или контролируемых сечений (сечений), в которых требуется регулирование перетоков активной мощности; - определение на основе требований настоящего стандарта структуры и функций ЦС (ЦКС) АРЧМ в операционных зонах соответствующих диспетчерских центров; - координацию действий субъектов электроэнергетики по созданию ЦС (ЦКС) АРЧМ в операционных зонах соответствующих диспетчерских центров и координацию эксплуатации ЦС (ЦКС) 	<p>Создание оперативно-диспетчерского управления в ОЭСММ в таком виде и с указанным функционалом не имеет смысла. Работа ОЭСММ должна обеспечиваться, в основном, в автоматическом режиме.</p>

<p>АРЧМ на объектах электроэнергетики в части оперативного обслуживания;</p> <ul style="list-style-type: none"> - координацию действий субъектов электроэнергетики по созданию в операционных зонах соответствующих диспетчерских центров, систем мониторинга участия генерирующего оборудования в первичном, вторичном и третичном регулировании; - эксплуатацию управляющих вычислительных комплексов ЦС (ЦКС) АРЧМ и систем мониторинга участия генерирующего оборудования в первичном, вторичном и третичном регулировании, установленных в диспетчерских центрах. 	
<p>4.10 Для регулирования частоты и перетоков активной мощности собственники электростанций должны обеспечивать:</p> <ul style="list-style-type: none"> - создание и эксплуатацию на электростанциях систем автоматического управления активной мощностью генерирующего оборудования; - поддержание на генерирующем оборудовании резервов первичного, вторичного и третичного регулирования, заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления; - готовность генерирующего оборудования к реализации резервов в автоматическом режиме или по диспетчерским командам субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике; - внедрение и эксплуатацию на электростанциях устройств системы мониторинга участия генерирующего оборудования в первичном, вторичном и третичном регулировании; - организацию и эксплуатацию каналов связи с диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике для обеспечения функционирования ЦС (ЦКС) АРЧМ и системы мониторинга участия генерирующего оборудования в первичном, вторичном и третичном регулировании. 	<p>В ОЭСММ собственники электростанций должны обеспечивать:</p> <ul style="list-style-type: none"> - создание и эксплуатацию на электростанциях систем автоматического управления активной мощностью генерирующего оборудования; - поддержание на генерирующем оборудовании резервов первичного и вторичного регулирования, заданных соглашением о совместном осуществлении режимов параллельной работы; - готовность генерирующего оборудования к реализации резервов в автоматическом режиме; - внедрение и эксплуатацию на электростанциях устройств системы мониторинга участия генерирующего оборудования в первичном и вторичном регулировании; - организацию и эксплуатацию каналов связи с диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике или ЦУС сетевой компании для мониторинга участия

	генерирующего оборудования ОЭСММ в общем первичном регулировании ЭС.
4.11 Использование генерирующего оборудования для регулирования электроэнергетического режима по частоте и перетокам активной мощности должно осуществляться в пределах имеющихся регулировочных возможностей генерирующего оборудования, ограниченных только его допустимыми режимами по условиям безопасной эксплуатации.	Аналогично для ОЭСММ (с учетом, в т.ч., условий безопасной эксплуатации оборудования ОЭСММ)
5 Первичное регулирование	
5.1.1 Первичное регулирование должно осуществляться в целях ограничения отклонений частоты от номинального значения для безопасной эксплуатации электростанций и минимизации риска отключения энергопринимающих установок потребителей электрической энергии действием противоаварийной автоматики.	Аналогично для ОЭСММ
5.1.3 Величина расчетного небаланса должна соответствовать максимальному значению небаланса активной мощности, связанному с аварийным отключением генерирующего оборудования или электроустановок потребителей при нормативных возмущениях.	Величина расчетного небаланса в ОЭСММ должна соответствовать максимальному значению небаланса активной мощности, связанному с аварийным отключением единицы генерирующего оборудования или электроустановок потребителей.
5.1.5 Все генерирующее оборудование должно участвовать в ОПРЧ, за исключением энергоблоков АЭС с реакторами типа РБМК и БН	Все работающее генерирующее оборудование должно участвовать в ОПРЧ.
5.1.14 При отклонениях частоты, превышающих зону нечувствительности первичного регулирования (выходе частоты за установленную «мертвую полосу» первичного регулирования), генерирующее оборудование должно обеспечить реализацию требуемой первичной мощности в соответствии с формулами $P_{п \%} = 100 \times P_{п} / P_{ном} = - 200 \times \Delta f_{п} / S,$ $P_{п} = - 2 \times P_{ном} \times \Delta f_{п} / S,$	Генерирующее оборудование, входящее в ОЭСММ, должно соответствовать установленным требованиям.

<p>где $R_{п\%}$ - требуемая первичная мощность, % $R_{ном}$; $R_{п}$ - требуемая первичная мощность, МВт; $R_{ном}$ - номинальная мощность генерирующего оборудования, МВт; $\Delta f_{р}$ - величина отклонения частоты, превышающая зону нечувствительности (Гц);</p> $S = \frac{\Delta f_{р} / f_{ном}}{R_{п} / R_{ном}} \times 100$ <p>статизм первичного регулирования генерирующего оборудования %.</p>	
<p>5.2.1 Дополнительно к требованиям, указанным в 5.1, для участия в ОПРЧ генерирующее оборудование любого типа должно соответствовать следующим требованиям:</p> <ul style="list-style-type: none"> - «мертвая полоса» первичного регулирования в регуляторах активной мощности не должна превышать $(50,000 \pm 0,075)$ Гц; - статизм первичного регулирования должен находиться в пределах от 4,0 % до 5,0 % для энергоблоков с паровыми и газовыми турбинами и в пределах от 4,5 % до 6,0 % - для гидротурбин. 	<p>В режиме параллельной работы ОЭСММ с внешней сетью «мертвая полоса» первичного регулирования в регуляторах активной мощности не должна превышать $(50,000 \pm 0,075)$ Гц;</p> <p>Статизм первичного регулирования должен быть 4-5 %.</p>
<p>6 Вторичное регулирование</p>	
<p>6.1.1 Вторичное регулирование должно выполнять функции поддержания заданного значения частоты в синхронной зоне, регулирования внешних перетоков областей регулирования, ограничения перетоков активной мощности в контролируемых сечениях.</p>	<p>В ОЭСММ вторичное регулирование должно применяться в случае изолированной работы, выполняя функции поддержания заданного значения частоты.</p> <p>В режиме параллельной работы с ЕЭС должно обеспечиваться удержание квазиустановившегося значения обменной мощности в согласованном с РДУ или ЦУС диапазоне.</p>

<p>6.1.14 Для возможности осуществления субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике функции регулирования и ограничения перетоков активной мощности должно быть обеспечено:</p> <ul style="list-style-type: none"> - передача с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры телеизмерений перетоков активной мощности по контролируемым сечениям и телеизмерений частоты; - формирование в диспетчерских центрах текущих значений внешнего перетока области регулирования, суммарных перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, коррекции по частоте области регулирования; - формирование в диспетчерских центрах текущего значения ошибки регулирования перетока и текущего расчетного значения небаланса активной мощности в области регулирования (ошибки регулирования); - формирование в диспетчерских центрах текущих величин перегрузки контролируемых сечений путем сопоставления текущего суммарного перетока активной мощности по контролируемым сечениям с максимально допустимыми перетоками активной мощности в соответствующих контролируемых сечениях. 	<p>В ОЭСММ функция вторичного регулирования должна выполняться в автоматическом режиме.</p> <p>Должна предусматриваться передача в ЦУС телеизмерений обменного перетока мощности, имеющихся резервов генерирующей мощности.</p>
---	---

Из Таблицы 3.1 следует, что основные требования к регулированию частоты и перетоков мощности в полном объеме применимы к ОЭСММ в режиме автономной работы, и только в части участия в ОПРЧ в режиме параллельной работы, однако их выполнение с учетом особенностей ОЭСММ требует разработки новых способов регулирования частоты, мощности и напряжения с использованием принципов децентрализованного мультиагентного управления.

3.2 Существующие способы регулирования частоты и мощности в энергосистемах и возможность их применения в объединенных энергосистемах малой мощности

Задача управления балансом активной мощности (регулирования частоты), наряду с задачей управления балансом реактивной мощности (регулирования

напряжений), относится к числу основных в системе управления режимами ЭС. Для осуществления успешного регулирования частоты и мощности требуется решить комплексную технологическую задачу по автоматическому и автоматизированному управлению для различных интервалов времени [45].

Способы решения задачи регулирования частоты и мощности во многом определяются самой структурой энергосистемы – централизованное и/или децентрализованное электроснабжение.

В западной части Европы вторичное регулирование частоты осуществляется путем регулирования перетоков мощности отдельных областей регулирования синхронных энергосистем с коррекцией по частоты [46]. Этот принцип является децентрализованным.

Такая организация вторичного регулирования позволяет поддерживать плановые перетоки мощности с соседними энергосистемами и распределять вторичные резервы по блокам и зонам регулирования, которые устраняют свои внутренние небалансы своими же резервами, не расходуя их на небалансы в соседних блоках и зонах. Но в то же время это ведет к увеличению суммарного поддерживаемого резерва во всей синхронной зоне и сложностям в регулировании при невозможности устранения небалансов зон и блоков регулирования своими силами. Особенность использования резервов мощности в европейских энергосистемах заключается в том, что допускается использовать резервы соседних энергосистем в случае, если не менее 66 % вторичных резервов и 50 % от суммы вторичных и третичных резервов находятся внутри зоны регулирования и при этом обеспечивается достаточная пропускная способность межсистемных связей [47]. При этом существует единственный системный оператор (координатор) блока регулирования, ответственный за регулирование суммарного перетока с коррекцией по частоте.

В ЕЭС России из-за значительных территорий содержатся области с избытками и недостатками мощности, в виду расположенности крупных генерирующих энергообъектов ближе к центрам нагрузок, что определяет основное отличие от рассмотренных зарубежных энергосистем. Неравномерность

загрузки и необходимость передачи мощности на значительные расстояния привели к строительству протяженных линий электропередач высокого класса напряжения (22 кВ, 500 кВ, 750 кВ) и внедрению централизованной системы регулирования частоты и мощности [48].

Требуемое высокое качество по частоте и мощности определяется эффективностью работы системы централизованного регулирования. Для её осуществления используется центральная координирующая система (ЦКС) автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (АРЧМ), основной функцией которой в настоящее время является автоматическое регулирование частоты в энергообъединении [49].

Структура АРЧМ представляет собой централизованную иерархическую систему, где объекты регулирования и управления могут быть подключены к СКС либо напрямую, либо через централизованные системы ОЭС [50]. Она включает в себя:

- центральную координирующую систему АРЧМ (ЦКС АРЧМ ЕЭС), расположенную в ЦДУ ЕЭС (уровень ЦДУ);
- территориальные централизованные системы АРЧМ (ЦС АРЧМ ОЭС/ЭС), расположенные в ОДУ/РДУ (уровень ОДУ/РДУ);
- системы сбора и передачи технологической информации (ССПИ) о параметрах режима и состоянии элементов электрической сети;
- системы телеуправления регулирующими электростанциями;
- стационарные устройства автоматического регулирования активной мощности (ГРАМ ГЭС, САРЧМ энергоблоков ТЭС) (уровень станции);
- управляющего вычислительного комплекса (УВК), реализующего функции автоматического вторичного регулирования по заданным алгоритмам обработки поступающей информации, расчета и выдачи команд управления на регулируемые электростанции.

Схема иерархической системы АРЧМ ЕЭС России приведена на Рисунке 3.1.

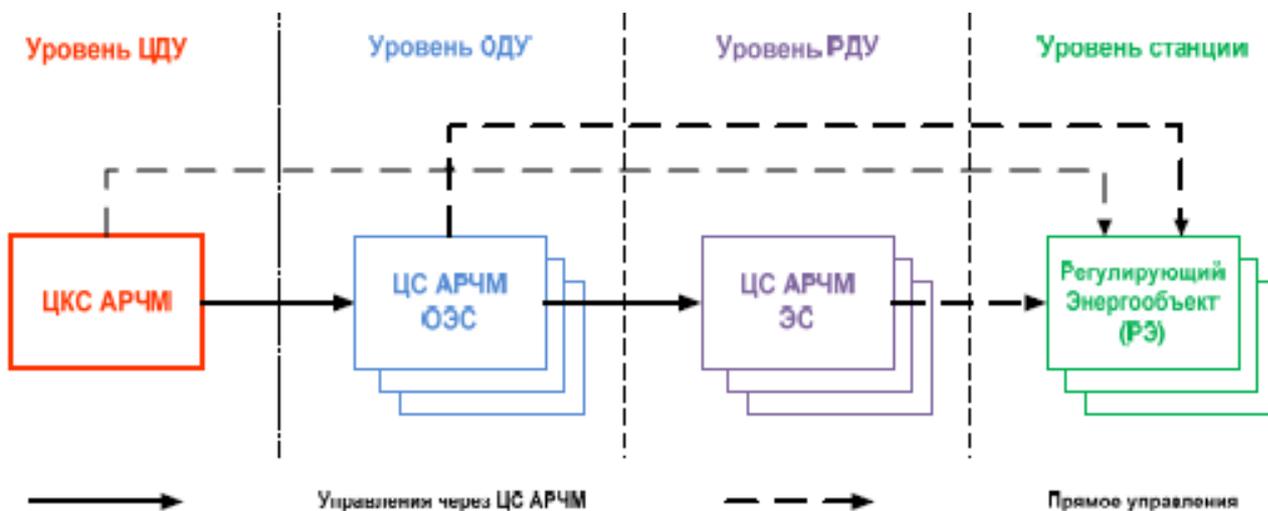


Рисунок 3.1 - Уровни иерархической системы АРЧМ

Таким образом, работа АРЧМ полностью построена на иерархическом принципе централизованного управления, с обязательным участием системного оператора, диспетчерского управления, для функционирования которой необходимо наличие диспетчерских резервируемых каналов связи, применение систем АСУ ТП, систем мониторинга и контроля технического состояния генерирующих установок.

Основные способы решения задачи регулирования частоты и мощности в крупных энергосистемах хорошо известны [51-54]:

1. первичное статическое регулирование на всех электростанция ЭС, вторичное регулирование сальдо внешних перетоков мощности для крупных областей регулирования, третичное (диспетчерское) регулирование для оптимизационной корректировки режима после значительных нарушений баланса мощности в ЭС.

2. первичное статическое регулирование на всех электростанция ЭС для ограничения отклонений частоты, вторичное астатическое регулирование на выделенной электростанции для восстановления номинальной частоты, участия части электростанций во вторичном регулировании для поддержания требуемого резерва вторичного регулирования, третичное (диспетчерское) регулирование для оптимизационной корректировки режима после значительных нарушений баланса мощности в ЭС.

Общим требованием к способам является то, что применяемый способ регулирования не должен допускать увеличения пределов отклонения частоты за счет погрешностей, имеющих место во вспомогательных устройствах (устройствах распределения активных нагрузок, каналах телеизмерения и т. д.). От способа регулирования частоты требуется, чтобы он обеспечивал поддержание частоты на заданном уровне независимо от нагрузки агрегатов, регулирующих частоту (если, конечно, не использован весь их регулировочный диапазон), от числа агрегатов и станций, регулирующих частоту, и от величины и продолжительности отклонения частоты. Способ регулирования должен также обеспечивать поддержание заданного соотношения нагрузок регулирующих агрегатов и одновременность вступления в процесс регулирования всех агрегатов, регулирующих частоту.

Таким образом, применение всех известных способов регулирования частоты и мощности подразумевает необходимость создания надежных каналов передачи данных, диспетчерского пункта управления и оснащения системы управления станциями дополнительным оборудованием распределения нагрузки.

При создании ОЭСММ, применение представленных способов невозможно или нецелесообразно, ввиду отсутствия единого диспетчерского пункта управления, каналов связи между ЛСЭ, необходимости создания системы сбора и передачи информации. Использование централизованных способов управления частотой и мощностью в ОЭСММ приведет к значительному удорожанию и необоснованному усложнению системы электроснабжения.

Далее обосновываются и предлагаются технические решения задач управления режимами ОЭСММ на базе нескольких MiniGrid. К их числу относятся:

- децентрализованное регулирование частоты и мощности в ОЭСММ при изолированной работе, применимый, также, в электрических сетях с распределенной генерацией,
- регулирования мощности электростанций MiniGrid и ОЭСММ для режима параллельной работы с централизованной энергосистемой,
- восстановление целостности и нормального режима ОЭСММ после ее аварийного или противоаварийного разделения [55].

Следует отметить, что основные свойства энергосистем в равной степени определяются, как составом входящих в нее элементов, их организацией (структурой системы), так и управлением ее функционированием. Это утверждение в равной степени справедливо не только к техническим свойствам, но и к организационно-экономическим.

К числу основных системных задач управления режимами энергосистем можно отнести [56]:

- Поддержание баланса активной мощности (регулирование частоты) в нормальных режимах,
- Поддержание баланса реактивной мощности (регулирование напряжения) в нормальных режимах,
- Противоаварийное управление при больших возмущениях нормального режима,
- Сохранение работоспособности в послеаварийных режимах,
- Восстановление целостности и нормального режима после аварийного или противоаварийного разделения на части.

3.3 Обоснование применения способа децентрализованного регулирования частоты в объединенной энергосистеме малой мощности

Для регулирования частоты и мощности электроэнергетической системы малой мощности необходимо предложить способ, при котором будет исключен единый центр управления и технологические каналы телепередачи данных, а регулирование частоты и мощности всеми подсистемами будет осуществляться полностью автоматически. Таким образом, будет достигнуто упрощение системы регулирования частоты и мощности и повышение её надежности.

Задачам мультиагентного регулирования основных параметров энергосистемы посвящены значительные исследования [57-59]. В данном разделе приведен способ децентрализованного управления частотой и мощностью применительно к ОЭСММ.

Регулирование частоты и мощности предлагается осуществлять следующим образом.

На каждой из электростанции устанавливается устройство управления (контроллер), который осуществляет вторичное регулирование, коррекцию мощности для восстановления резервов вторичного регулирования и разрешение на изменение мощности электростанции (ЭС). При этом для функционирования этих контроллеров на них создаются фиксированные интервалы времени (такты времени), которые синхронизированы на всех контроллерах каждой ЭС.

Способ основан на введении алгоритмов идентификации классов эффективности регулирования частоты внутри такта времени и принятия решений по установленным единым правилам участия электростанций в поддержании баланса мощности в ЭЭС и разрешений на изменение их нагрузки.

При возникновении небаланса мощности первичное регулирование осуществляется путем ввода первичного резерва мощности действием быстродействующих регуляторов скорости вращения первичных двигателей со статическими характеристиками.

Восстановление заданного значения частоты осуществляется вторичным регулированием станции (ввод-вывод вторичного резерва мощности). При этом станции, не участвующие во вторичном регулировании частоты и мощности, возвращаются к исходному режиму работы.

На каждом такте времени контроллер фиксирует класс состояния системы регулирования частоты и мощности по характеру изменения частоты в ЭЭС, и принимает решение по участию контроллеров каждой из ЭС во вторичном регулировании.

Выбор длительности тактового интервала определяется необходимостью и достаточностью идентифицировать класс состояния системы регулирования частоты и принять решение об участии электростанции во вторичном регулировании частоты. При этом, время ввода вторичного резерва мощности должно составлять минимум двойное время ввода первичного резерва.

Для оценки класса эффективности поддержания баланса мощности в ЭЭС электростанцией, осуществляющей вторичное регулирование в текущем времени, необходим тактовый интервал двойной продолжительности по отношению ко времени ввода резервов вторичного регулирования. Это позволит корректно идентифицировать класс состояния регулирования частоты и мощности ЭЭС, т.к. в таком случае время ввода первичного регулирования будет составлять $\frac{1}{4}$ временного интервала, и в случае успешного функционирования первичного регулирования частоты и мощности и вторичного регулирования ведущей по частоте станции не будет требоваться введения вторичного регулирования других станций.

Приведем пример регулирования частоты в энергосистеме (Рисунок 3.2, Таблица 3.2) с тремя электростанциями по данному способу, отражающий характерные ситуации при возникновении различных небалансов мощности и реакции на эти изменения системы регулирования частоты и мощности.

Для корректной работы системы регулирования частоты и мощности в ОЭСММ должен быть назначен приоритет использования станций во вторичном регулировании частоты. Примем последовательную приоритетность участия в регулировании – электрическая станция ЭС-1 первая по приоритетности, электрическая станция ЭС-2 – вторая по приоритетности, электрическая станция ЭС-3 – третья по приоритетности.

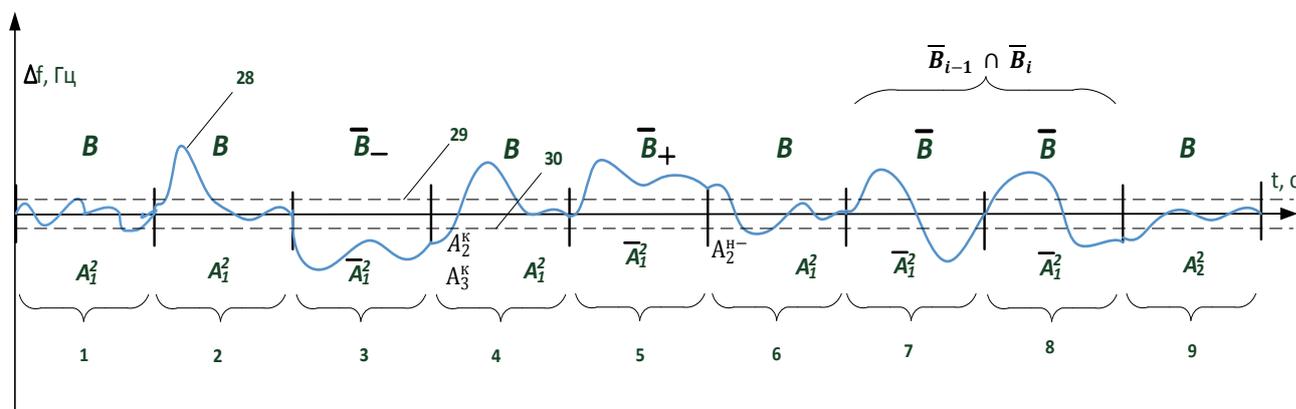


Рисунок 3.2 – Децентрализованное регулирование частоты в ЭЭС

1-9 – номера тактовых интервалов времени, синхронизированных для всех контроллеров ЭС; f_1, f_2 (11,12) – верхнее и нижнее значение частоты в ЭЭС, в пределах которого должно обеспечиваться удержание частоты вторичным регулированием; В с модификациями – классы состояния регулирования частоты и мощности в ЭЭС; А с модификациями – объект регулирования частоты на тактовом интервале времени и его участие.

Таблица 3.2 - Введенные обозначения

Обозначение	Описание	Примечание
Объекты регулирования (А)		
A_1^2	ЭС-1 осуществляет вторичное	
A_1^P	ЭС-1 осуществляет коррекцию по частоте	
A_2^2	ЭС-2 осуществляет вторичное	
A_2^P	ЭС-2 осуществляет коррекцию по частоте	
A_3^2	ЭС-3 осуществляет вторичное	
A_3^P	ЭС-3 осуществляет коррекцию по частоте	
Классы состояния системы регулирования частоты и мощности в ЭЭС		
В	Баланс активной мощности поддерживается ведущей по частоте электростанцией	
$\bar{В}$	Баланс активной мощности не поддерживается ведущей по частоте электростанцией в виду	
$\bar{В}_-$	Дефицит мощности в ЭЭС при отказе вторичного регулирования, например, по причине исчерпания резерва на повышение частоты	
$\bar{В}_+$	Избыток мощности в ЭЭС при отказе вторичного регулирования, например, по причине исчерпания резерва на снижение частоты	

На первом тактовом интервале (рисунок 3.2) частота в течении всего такта находится в заданных пределах, что говорит о том, что происходит успешное вторичное регулирование ведущей по частоте станции.

На втором тактовом интервале происходит кратковременное превышение частоты верхней границы частоты f_1 , однако за счет ввода резерва вторичного регулирования, удастся стабилизировать частоту и вернуть её в заданные пределы. При этом общее время нахождения частоты в зоне значений её эффективного

поддержания должно быть более 0,5 от длительности такта времени, что равно времени ввода резерва вторичного регулирования. Необходимое условие для эффективной работы вторичного регулирования в текущем такте выражается формулой 3.1.

$$\Delta f \subset f_{\text{устав.}} \pm \Delta f_{\text{доп.втор.рег.}} \quad (3.1)$$

Где Δf – изменение частоты в ЭЭС; $f_{\text{уставки}}$ – уставка по частоте (в ЕЭС России принята 50 Гц); $\Delta f_{\text{доп.втор.рег.}}$ – допустимое отклонение частоты при вторичном регулировании. Условие, выраженное в формуле (3.1), должно быть выполнено на временном интервале суммарной длительностью не менее 0.5 от длительности выбранного тактового интервала.

На третьем тактовом интервале на протяжении всего такта наблюдается снижение частоты, что означает отказ вторичного регулирования ведущей по частоте станции или исчерпание резерва на повышения частоты при дефиците мощности в ЭЭС. При этом происходит выдача разрешения на коррекцию мощности для восстановления резервов вторичного регулирования станций ЭС-2 и ЭС-3. Необходимое условие для идентификации неэффективной работы вторичного регулирования в текущем такте времени, связанного с отказом вторичного регулирования или исчерпанием резерва на повышение частоты при дефиците мощности в ЭЭС выражается формулой 3.2.

$$\overline{B} \wedge \Delta f < 0 \quad (3.2)$$

на всём такте времени.

На четвертом такте происходит успешное изменение выдаваемой мощности ЭС-2 и ЭС-3, что свидетельствует о возвращении частоты в необходимый диапазон. Также фиксируется величина изменения мощности до восстановления частоты и производится дополнительное изменение заданной кратности по отношению к введенной до восстановления частоты. Таким образом на тактовом интервале 4 общее время нахождения частоты в диапазоне также превышает 0,5 от такта, что свидетельствует об эффективной работе вторичного регулирования в текущем такте.

На тактовом интервале 5 наблюдается отказ вторичного регулирования или исчерпание резерва на понижение частоты при избытке мощности в ЭЭС (частота на всем тактовом интервале $\Delta f > 0$). При этом в конце тактового интервала 5 осуществляется выдача разрешения станциям ЭС-2 и ЭС-3 на снижение выдаваемой мощности. При этом приоритетность снижения устанавливает сама станция ЭС-1 и(или) ЭС-2 исходя из желаемого снижения собственной выдаваемой мощности. Если же таковой приоритетности нет, то происходит принудительная коррекция мощности ЭС-2 и ЭС-3 в сторону снижения выдаваемой мощности. Идентификация данного режима осуществляется по формуле 3.3.

$$\overline{B_+} \wedge \Delta f > 0 \quad (3.3)$$

на всём такте времени.

На тактовом интервале 6 происходит успешное снижение выдаваемой мощности ЭС-2 и стабилизация частоты в необходимом диапазоне. Общее время нахождения частоты в диапазоне также составляет более 0,5 тактового интервала, что говорит об эффективности осуществления коррекции и вторичного регулирования частоты в ЭЭС.

На 7 и 8 тактовых интервалах происходит значительное длительное отклонение частоты от заданных пределов с длительностью не нахождения в диапазоне более 0,5 такта на двух тактах подряд, что указывает на неэффективную работу вторичного регулирования ведущей по частоте станции и необходимости блокировки вторичного регулирования на ведущей станции с последующим его вводом на электростанции ЭС-2 - второй в списке приоритетности. Необходимость блокировки вторичного регулирования на ведущей станции с последующим его вводом на электростанции второй в списке приоритетности выражается определяется по формуле 3.4.

$$\overline{B_{i-1}} \wedge \overline{B_i} \quad (3.4)$$

где i – текущий тактовый интервал.

На тактовом интервале 9 частота возвращается в необходимый диапазон благодаря успешному вторичному регулированию ЭС-2.

Рассмотрим применение предложенного способа для ранее рассматриваемой ОЭСММ (Рисунок 3.3), состоящей из 3 ЛИЭС мощность 10 МВт (с энергоблоками 5x2 МВт).

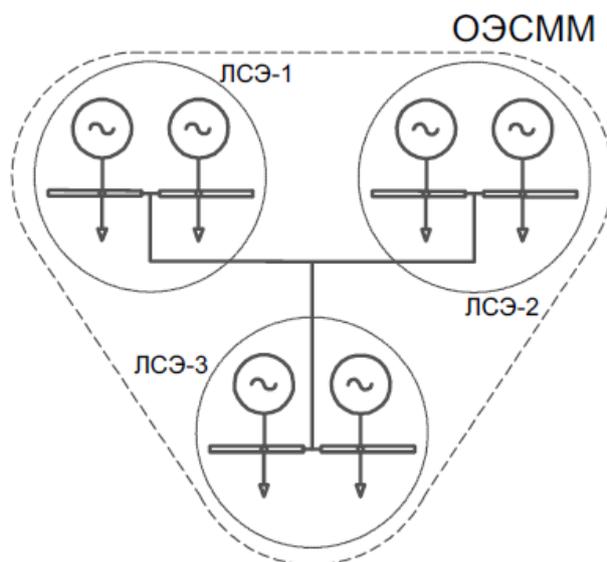


Рисунок 3.3 – ОЭСММ, состоящая из трех ЛИЭС

Система регулирования частоты и мощности вводится в работу после синхронизации электростанций и их включения на параллельную работу.

Все станции ЛИЭС осуществляют первичное статическое регулирование частоты. Зададим по приоритетности электростанцию ЛИЭС-1 – как ведущую по частоте. Далее по приоритетности – электростанции ЛИЭС-2 и ЛИЭС-3.

Для каждой электростанции ЛИЭС вводится единая для всех длительность тактов времени, синхронизируемых спутниками, которая принимается равной двойному времени ввода резерва мощности вторичного регулирования, что составляет 4-х кратное время ввода резерва первичной мощности. Для рассматриваемых ЛИЭС время ввода резерва первичного регулирования составляет около 15 с, что соответствует времени завершения переходного процесса при первичном регулировании частоты. Соответственно, тактовый интервал принимается равным 60 с. Величина нерегулярных колебаний рассматриваемой ОЭСММ будет определена далее в Разделе 4.4, и составляет около 1,0 МВт.

Качество регулирования частоты в нормальных режимах регламентируется в соответствии со стандартом [16]. Для вторичного регулирования диапазон удержания частоты составляет 50 ± 0.02 Гц и определяется, в основном, требованиями оптового рынка ЭЭ в ЕЭС. Для ОЭСММ не имеет смысла удерживать частоту вторичным регулированием в таком узком диапазоне, поэтому, примем уровень удержания текущей частоты в пределах 50 ± 0.05 Гц (нормальный уровень).

В разделе 4.3 представлен процесс при набросе мощности на ОЭСММ, равном 1.9 МВт. Переходный процесс первичного регулирования частоты заканчивается за 15 с, а установившееся значение частоты после осуществления первичного регулирования составляет 49,8 Гц, что отражено на тактовом интервале 1 (см. Рисунок 3.4). Для восстановления резерва вторичного регулирования на ведущей по частоте станции прочие станции повышают свою загрузку, возвращая частоту в ОЭСММ к 50 Гц.

Резерв первичного регулирования (РПР) определяется максимальной мощностью, которую могут выдать энергоблоки при понижении (в случае резерва на загрузку) и повышении (резерв на разгрузку) частоты [60]. Для рассматриваемой ОЭСММ резерв первичного регулирования составляет мощность возможного внезапного отключения энергоблока, что составляет 2 МВт.

Резерв вторичного регулирования (РВР) на загрузку должен определяться как расчетный небаланс мощности, связанный с отключением генерирующего оборудования с наибольшей рабочей мощностью в области регулирования [61]. Для рассматриваемой ОЭСММ равняется мощности одного энергоблока ЛИЭС – 2 МВт.

РВР на разгрузку должен определяться равным значению нерегулярных отклонений мощности и динамической погрешности регулирования баланса мощности, что составляет для рассматриваемой ОЭСММ 1 МВт.

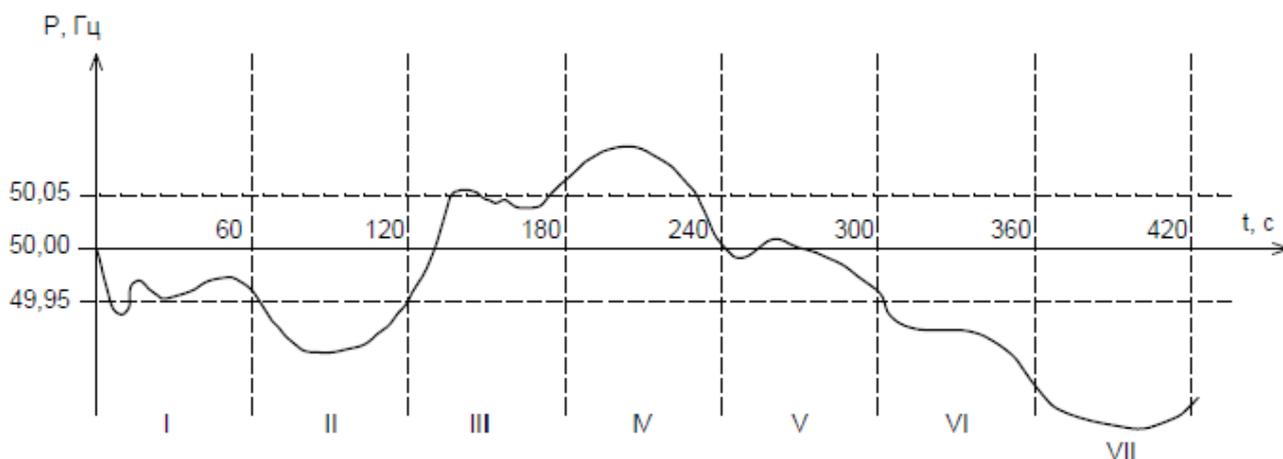


Рисунок 3.4 – Регулирование частоты в ОЭСММ

Сводные характеристики и заданные уставки приведены в таблице 3.3:

Таблица 3.3 – Параметры системы управления частотой ОЭСММ

№	Обозначение	Параметр	Значение
1	<i>I...VII</i>	Тактовый интервал	60 с
2	$f_{устав.}$	Уставка по частоте	50 Гц
3	$\Delta f_{доп.втор.рег.}$	Допустимое отклонение частоты при вторичном регулировании	50 мГц
4	$P_{РПР}$	Резерв первичного регулирования	2 МВт
5	$P_{РВР_загр}$	Резерв вторичного регулирования на загрузку	2 МВт
6	$P_{РВР_разгр}$	Резерв вторичного регулирования на разгрузку	1 МВт

При возникновении небаланса мощности, более 2 МВт, изменение частоты будет более значительным и приведет к выходу частоты за принятые пределы. На тактовом интервале 2 наблюдается понижение частоты ниже 49,8 Гц на всём промежутке тактового интервала. Контроллеры ЛИЭС-1, ЛИЭС-2 и ЛИЭС-3 идентифицирует данный класс состояния как $\overline{B_-}$ - дефицит мощности в ОЭСММ при отказе вторичного регулирования в ЛИЭС-1. Это возможно по двум причина – либо отказ системы вторичного регулирования в ЛИЭС-1, либо по причине исчерпания резерва на повышение частоты в ЛИЭС-1.

Допустим, это произошло из-за возникновения дефицита мощности в ЛЭС-1, равного 4 МВт ($P_{\text{нагр_ЛИЭС-1}} = 12$ МВт, $P_{\text{ген_ЛИЭС-1}} = 8$ МВт). На следующем тактовом промежутке контроллеры ЛИЭС-2 и ЛИЭС-3 осуществляют выдачу команды на увеличение загрузки станций, реализуя, таким образом, коррекцию мощности для восстановления резервов вторичного регулирования ЛИЭС-1. Например, электростанции ЛИЭС-2 и ЛИЭС-3 увеличивает выдачу мощности с 6 МВт до 8 МВт – для восстановления вторичного регулирования ЛИЭС-1, и ещё на дополнительный 1 МВт каждая (задана кратность по отношению к введённой – 50 %). Таким образом, загрузка станций после осуществления вторичного регулирования и восстановления резерва вторичного регулирования станции ЛИЭС-1 станет: $P_{\text{ген_ЛИЭС-1}} = 8$ МВт; $P_{\text{ген_ЛИЭС-2}} = 9$ МВт; $P_{\text{ген_ЛИЭС-3}} = 9$ МВт. Частота в ОЭСММ возвращается в заданные пределы.

На тактовом интервале 4, наоборот, происходит значительное (более, чем на 2 МВт) снижение нагрузки в ЛИЭС-1, при этом частота в ОЭСММ начнет увеличиваться и выйдет за пределы на всём тактовом интервале. Контроллеры всех ЛИЭС определяют класс состояния как $\overline{B_+}$ - избыток мощности в ОЭСММ при отказе вторичного регулирования, например, по причине исчерпания резерва на снижение частоты в ЛИЭС-1. При этом, допустим, что загрузка в ЛИЭС-2 составляет 4 МВт при мощности генерации ЛИЭС-2 - 8 МВт, т.е. приоритетом для ЛИЭС-2 в данном случае будет уменьшить выдаваемую мощности при возникновении избытка мощности в ОЭСММ. На тактовом интервале 5 происходит снижение выдаваемой мощности в ОЭСММ и стабилизация частоты.

На тактовых интервалах 6 и 7 происходит нарушение вторичного регулирования станции в ЛИЭС-1, её блокировка и переход функции вторичного регулирования электростанции ЛИЭС-2 по приоритетности.

Таким образом, способ обеспечивает эффективное децентрализованное автоматическое регулирование частоты и мощности в ОЭСММ.

3.4 Участие электростанций объединенной энергосистемы малой мощности в общем первичном регулировании частоты при параллельной работе с энергосистемой централизованного энергоснабжения

Одним из возможных режимов работы ОЭСММ является режим параллельной работы с внешней электрической сетью централизованного электроснабжения. Это допускается в одной из точек присоединения к внешней электрической сети. При этом возникает необходимость соблюдения условий, указанных в [16, 62], согласно которому первичное регулирование должно осуществляться в целях ограничения отклонений частоты от номинального значения для безопасной эксплуатации электростанций и минимизации риска отключения энергопринимающих установок потребителей электрической энергии действием противоаварийной автоматики. С другой стороны, необходимо обеспечить режим стабильной и экономичной работы генераторов ОЭСММ в условиях значительного колебания частоты в режиме островной работы, и при незначительном колебании частоты (в режиме «следования» за внешней энергосистемой) при параллельной работе с внешней сетью.

В данной работе для получения системного эффекта по экономичности режимов генерирующего оборудования ЛИЭС и ОЭСММ *предложен способ стабилизации загрузки генераторов при их параллельной работе с централизованной энергосистемой*, который позволяет существенно снизить удельный расход газа.

Способ заключается в управлении параметрами характеристик первичного регулирования частоты, отказа от регулирования обменного перетока мощности в пользу его коррекции при выходе за допустимый коридор обменного перетока мощности [63].

Так, при отключении ЛИЭС от внешней электрической сети с переходом в автономный режим зону нечувствительности и статизм первичных регуляторов частоты (скорости вращения энергоблоков) уменьшают, а после включения ЛИЭС на параллельную работу с внешней электрической сетью коэффициенты статизма и зоны нечувствительности регулирования частоты регуляторов частоты

генераторов ЛИЭС изменяют на требуемые для режима параллельной работы с максимально допустимой зоной нечувствительности, что практически исключает участие энергоблоков электростанции ЛИЭС в регулировании частоты в пределах зоны нечувствительности (± 75 мГц).

Характеристики регуляторов частоты синхронных генераторов ЛИЭС для различных режимов приведены на Рисунке 3.5.

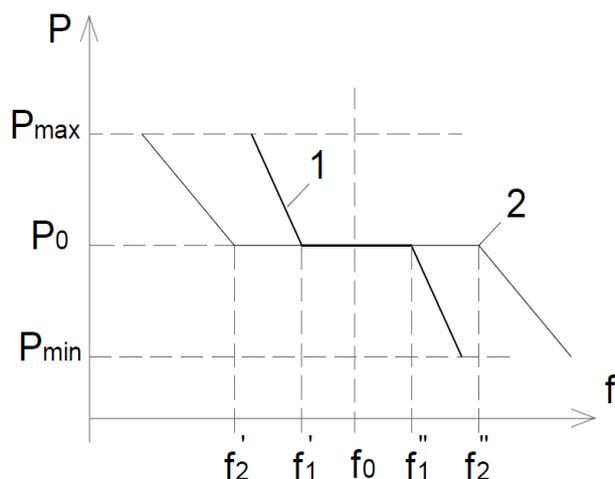


Рисунок 3.5 - Характеристики регуляторов скорости энергоблоков ЛИЭС (1-характеристика для режима автономной работы ЛИЭС; 2 – характеристика для режима параллельной работы ЛИЭС с внешней сетью).

Где 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

На рисунке 3.6 приведены графики изменения режимных параметров в ЛИЭС, иллюстрирующие эффективность способа управления режимом синхронных генераторов ЛИЭС.

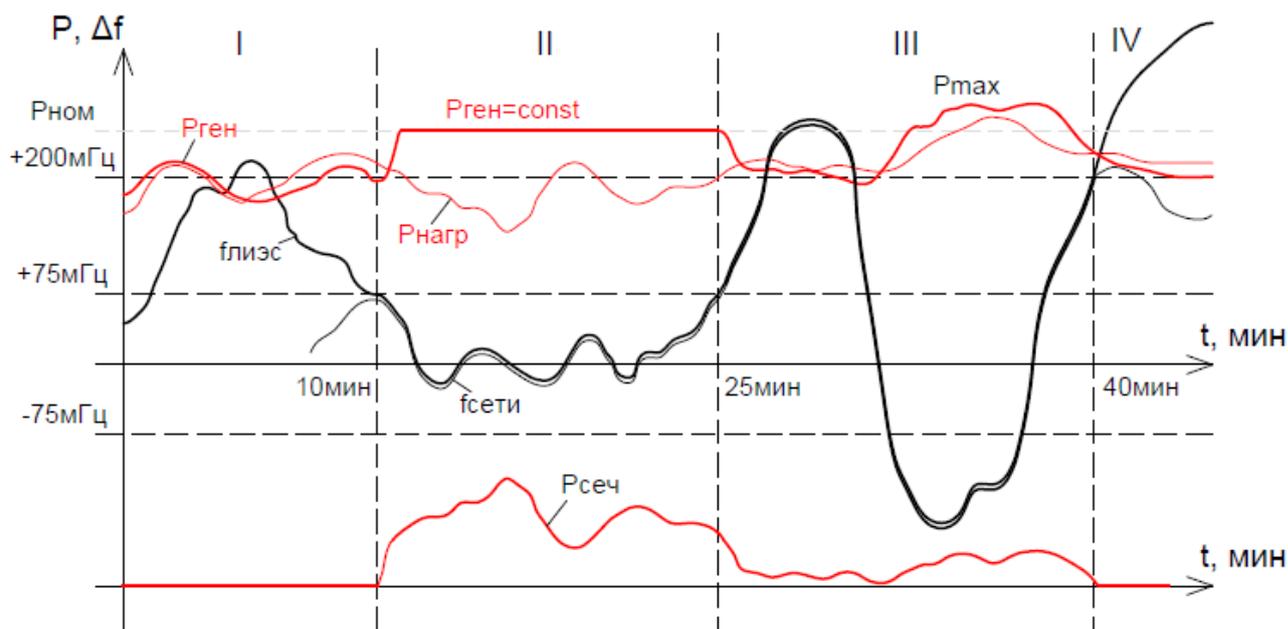


Рисунок 3.6 – Графики изменения режимных параметров (P , f) при переходах из режима автономной работы ЛИЭС в параллельный и обратно с учетом применения способа управления характеристиками регуляторов ($P_{ген}$ – суммарная мощность генерации в ЛИЭС; $P_{нагр}$ – суммарная мощность нагрузки в ЛИЭС; $P_{ном}$ – суммарная номинальная мощность генерации ЛИЭС; P_{max} – максимальная мощность в пределах регулировочного диапазона ($1,1 P_{ном}$); $f_{ЛИЭС}$ – частота в ЛИЭС; $f_{сети}$ – частота во внешней электрической сети. I – изолированная работа ЛИЭС; II – параллельная работа ЛИЭС с внешней сетью при частоте сети в коридоре $50\text{Гц} \pm 75\text{ мГц}$; III – параллельная работа ЛИЭС с внешней сетью с участием генерации ЛИЭС в ОПРЧ при выходе частоты из $50\text{Гц} \pm 75\text{ мГц}$; IV – выделение ЛИЭС на изолированную работу

Представленный на Рисунке 3.6 процесс иллюстрирует работу ЛИЭС, где за небольшой период времени (40 минут) произошли смены режимов работы ЛИЭС в отношении внешней электрической сети. При этом обеспечена возможность стабилизации загрузки генераторов в режиме параллельной работы при одновременном обеспечении требуемого участия энергоблоков ЛИЭС в ОПРЧ, что достигается изменением характеристики регулирования частоты вращения, имеющей адаптивную мертвую полосу.

В режиме автономной работы (фаза процесса I, рисунок 3.6) для ограничения отклонений и колебаний частоты регуляторы скорости переводятся в режим регулирования с параметрами характеристики 1 (рисунок 2) (как правило, статизм 2-3%, зона нечувствительности 0 – 10 мГц).

После включения на параллельную работу ЛИЭС с внешней электрической сетью (фазы процесса II, рисунок 3.6) для стабилизации выдачи мощности генераторами ЛИЭС регуляторы скорости генераторов ЛИЭС переводятся в режим регулирования с параметрами характеристики 2 (рисунок 3.5) (для обязательного участия в ОПРЧ регламентируется 4 – 6 %, мертвая полоса 150 мГц). При изменении параметров регулирования частоты в соответствии с характеристикой 2, генераторы ЛИЭС начинают работать с постоянной мощностью, что позволяет полнее использовать их располагаемую мощность для выработки электроэнергии, а отсутствие колебаний мощности продлевает ресурс энергоблоков в целом и существенно снижает расход первичного энергетического ресурса.

Частота во внешней электрической сети большой мощности (например, в ЕЭС России частота удерживается преимущественно в диапазоне 50 ± 20 мГц), расширенная зона нечувствительности и увеличенный статизм регулирования минимизируют участие генераторов ЛИЭС в компенсации возникающих при изменениях нагрузки ЛИЭС небалансах, которые компенсируются за счет изменений перетока в сечении с внешней электрической сетью.

В фазе процесса III (рисунок 3.6) в режиме параллельной работы частота сети выходит за пределы зоны нечувствительности, но при этом не превышает уставку, при которой происходит отделение ЛИЭС от сети f_2'' . При этом обеспечивается обязательное участие в ОПРЧ.

В фазе процесса IV (рисунок 3.6) происходит выход частоты за установленные границы. Благодаря широкой зоне нечувствительности и большому статизму регуляторов скорости генераторов ЛИЭС происходит их участие в ограничении отклонения частоты. При этом сбалансированное отделение ЛИЭС от внешней электрической сети производят и без глубокого снижения напряжения при выходе частоты за установленные границы (например, 50 ± 200 мГц). Такое

отделение необходимо для отключения от ЛИЭС пассивной части внешней электрической сети, отделившейся от нее по разным причинам.

Таким образом, в предлагаемом способе стабилизации загрузки генераторов ЛИЭС и ОЭСММ в целом обеспечивается:

- экономичная работа генераторов как в островном режиме работы, так и в режиме параллельной работы;
- участие генераторов в общем первичном регулировании частоты в режиме параллельной работы с внешней электрической энергосистемой.
- сбалансированное надежное выделение в островной режим работы ОЭСММ при любых нарушениях нормального режима, включая отсутствие короткого замыкания на линии высокого напряжения, к которой подключена ОЭСММ.

В Приложении Б приведена карта настройки системной автоматики, защиты энергоблоков и сети, которая введена на реальной действующей ЛИЭС «Березовое». В настройках системы управления применена характеристика с изменяемой зоной нечувствительности и статизма в зависимости от режима работы ЛИЭС (изолированная работ или параллельная работа с внешней энергосистемой).

3.5 Противоаварийное управление режимами объединенной энергосистемы малой мощности и восстановление целостности после аварийного или противоаварийного разделения

Основу противоаварийного управления ОЭСММ составляет способ ее опережающего (экспресс) сбалансированного разделения на части по заранее подготовленным автооператорами и режимной автоматикой Minigrid внутренним или внешним сечениям при возникновении возмущения с угрозой нарушения устойчивости параллельной работы [64]. Опережающим оно является в том смысле, что происходит до снятия возмущения, т.е. до отключения короткого замыкания в сети (в пилотном проекте Minigrid время отделения составляет 60-79 мс) [65]. Опережающее разделение обеспечивает каскадное отключение короткого замыкания с ограничением подпитки места короткого замыкания, снижение

отключаемых выключателями токов короткого замыкания, а сбалансированность каждой отделяемой Minigrid сохраняет ее работоспособность после отделения без нарушения электроснабжения потребителей и минимизирует возникающие небалансы во внешней сети [66].

Важными задачами, представляющими интерес для решения, являются восстановление целостности структуры и обеспечение нормального режима ОЭСММ в послеаварийных режимах работы (после аварийного и противоаварийного) разделения). Часть из них применительно к ЛСЭ исследована в [67-69]. В части восстановления ОЭСММ необходимо решить 3 следующие задачи:

- Децентрализованной синхронизации разделившихся частей на, в общем случае, неконтролируемых удаленных сетевых выключателях,
- Выявлении факта включения частей на параллельную работу,
- Децентрализованного перевода автоматики всей ОЭСММ в режим поддержания нормального режима при параллельной работе.

Для децентрализованной удаленной синхронизации активных частей предложено использовать специальное управление возбуждением и скоростью генераторов с целью создания условий успешности работы устройств АПВ с улавливанием синхронизма на удаленных сетевых выключателях [70].

При синхронизации активных частей сети, содержащих объекты малой генерации, возникают особенности, связанные с малой инерционностью электрических станций (около 1 с), и высокая стохастичность нагрузки. Они определяют высокую интенсивность и непредсказуемость колебания частоты и взаимных углов при синхронизации. Дополнительные трудности возникают при необходимости синхронизации на удаленных элементах электрической сети при отсутствии необходимых каналов связи и данных о режимных параметрах [71].

Существующие способы, в частности, способ пассивной и активной синхронизации не удовлетворяют требованиям и условиям поставленной задачи. Исследованы [72,73] случаи «зависания» частоты и напряжения при повышенных и пониженных уровнях в отдельных частях энергосистемы.

Для достижения успешности децентрализованной синхронизации предлагается специальное синхронизирующее управление мощностью и возбуждением генераторов в зависимости от класса балансов активной и реактивной мощности в разделившихся частях сети [74].

Под *гармонизацией* понимается работа регуляторов возбуждения и мощности генераторов в отделившейся Minigrid. На данном этапе осуществляется приведение относительных отклонений напряжения и частоты от номинальных значений к одинаковому значению. Это обеспечивает возможность их согласованного изменения или обеспечения равенства (в относительных единицах) а дальнейших этапах (рисунок 3.7).

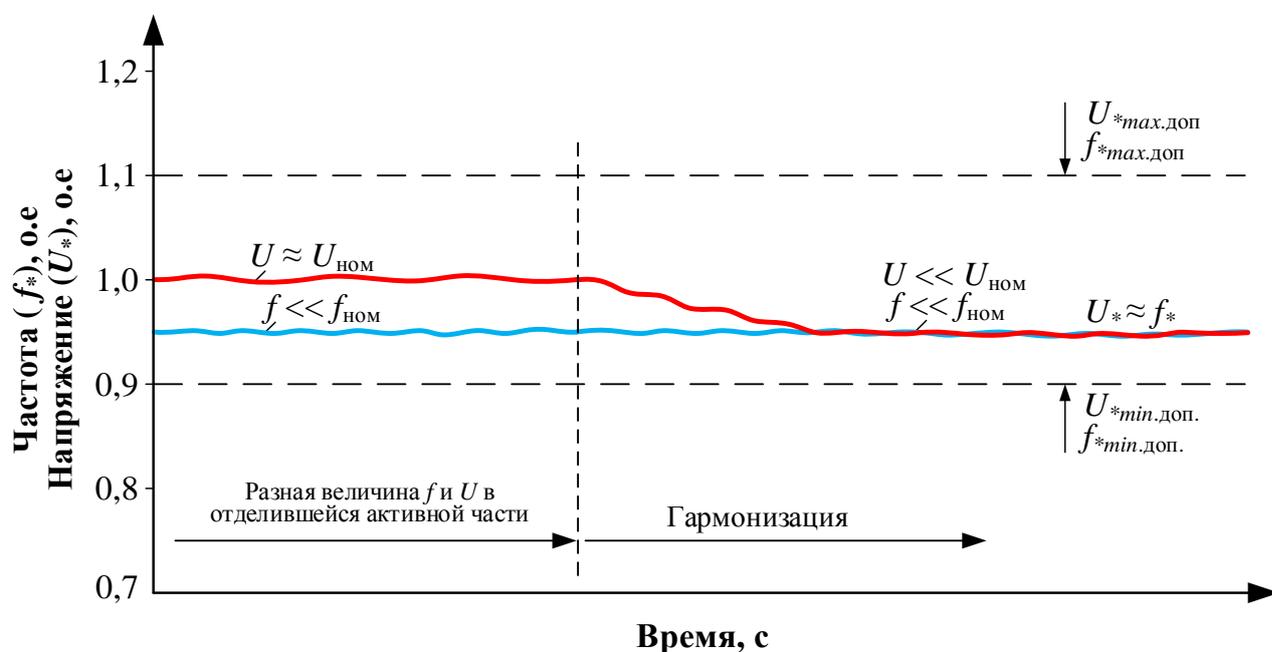


Рисунок 3.7 - Пример процесса гармонизации напряжения и частоты электростанции части сети, соответствующей классу К5

Основная идея в гармонизации заключается в том, что, вместо двух отличных в относительных единицах параметров, контроль условия возможной синхронизации осуществляется по паре параметров с равными или близкими значениями.

На дальнейшем этапе — *сканировании* — осуществляется вторичное низкочастотное регулирование уже гармонизированных частоты и напряжения. Регулирование осуществляется в пределах допустимых диапазонов их изменения.

На рисунке 3.8 представлен пример низкочастотного согласованного изменения частоты и напряжения (f, U) в Minigrid. Регулирование осуществляется в Minigrid, которая располагает достаточными резервами регулирования напряжения и мощности, при этом другая Minigrid, с которой осуществляется синхронизация, таких резервов регулирования может не иметь.

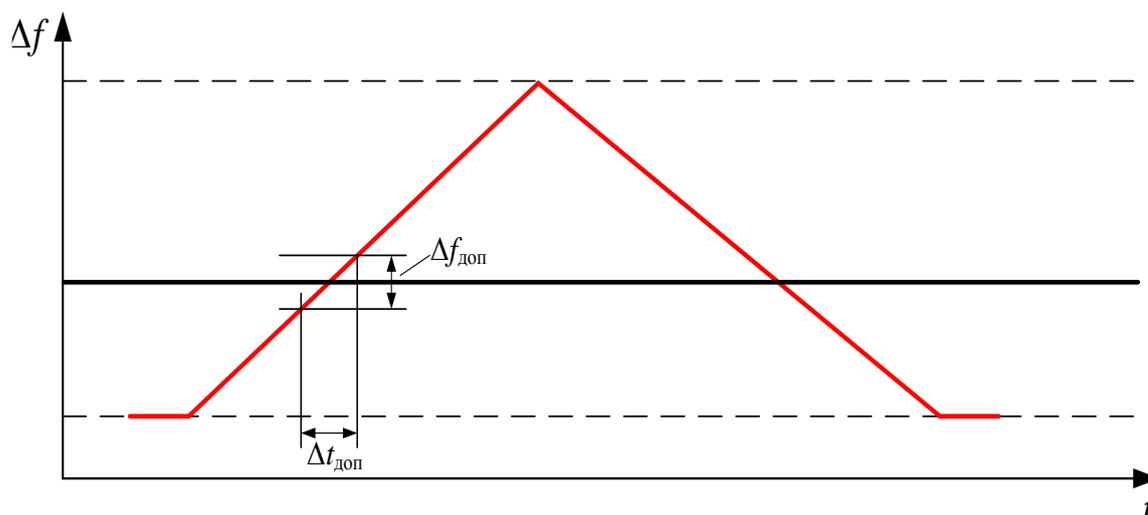


Рисунок 3.8 - Сканирование выполнения условий синхронизации

На рисунке 3.9 приведена блок-схема системы регулирования мощности и напряжения генератора, сканирующего условия синхронизации.

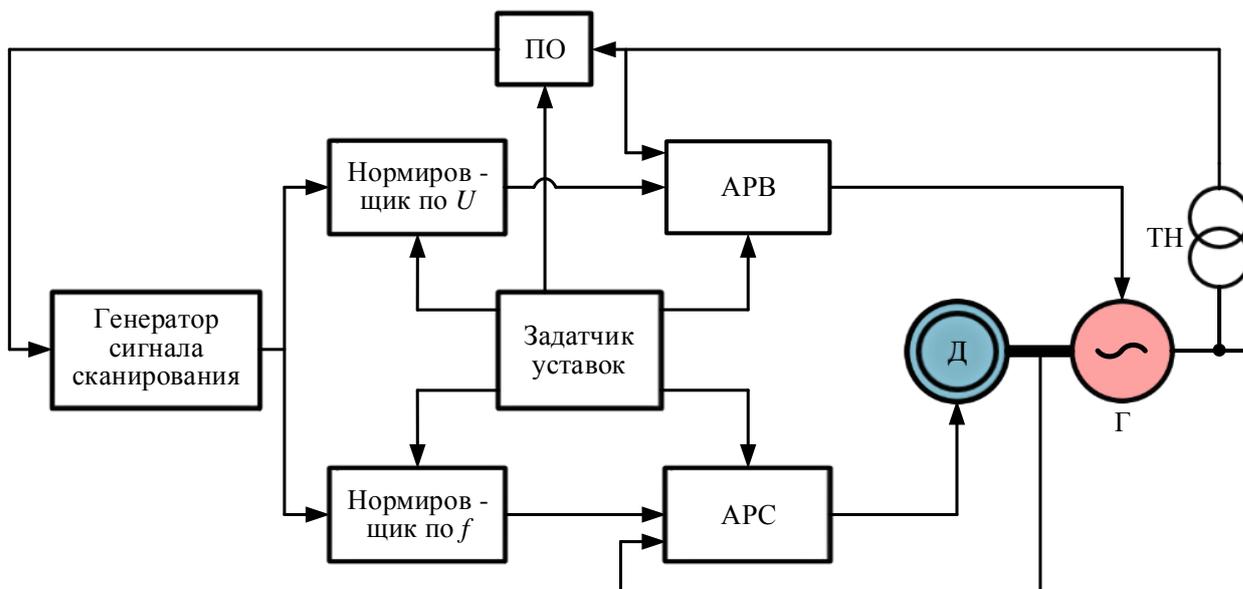


Рисунок 3.9 – Блок-схема системы гармонизированного сканирующего условия синхронизации управления мощностью и напряжением генератора

На рисунке 3.9: Г – генератор; Д – приводной двигатель; ТН – измерительный трансформатор напряжения; ПО – пусковой орган; АРВ – автоматический регулятор возбуждения; АРС – автоматический регулятор скорости.

Успешность синхронизации определяющим образом зависит от параметров процесса сканирования ее условий, к числу которых следует отнести:

- Диапазон согласованного изменения частоты и напряжения,
- Форма периодического изменения частоты и напряжения при сканировании,
- Частота (период) изменения частоты и напряжения при сканировании,

Диапазон согласованного изменения частоты и напряжения определяется предельно возможными их установившимися отклонениями в послеаварийных режимах. Для частей изолированно работающих энергосистем малой мощности или активных сетей можно ориентироваться на отклонения $\pm 3-4\%$ [75].

Пересечение линейных функций будут всегда происходить при постоянстве угла что определяет форму периодического согласованного изменения частоты и напряжения. Это обеспечивается при постоянстве изменения взаимного скольжения синхронизируемых векторов и не зависит от значений совпадающих параметров (мест пересечения).

При сканировании необходимо определить частоту (период) изменения частоты и напряжения и предельное время выполнения сканирования. Частота при сканировании определяется условием прохождения взаимным углом синхронизируемых векторов напряжений через 0 на интервале изменения скольжения $\pm S_{доп}$ (например, $\pm 0,1$ Гц/с). При этом при изменении скольжения в указанном диапазоне произойдет поворот угла на 360° . Максимальная длительность нахождения величины скольжения в обозначенной зоне $0,2$ Гц ($\pm 0,1$ Гц) равна 10 с.

Весь диапазон сканирования (например, 2 Гц) частота «пройдет» за 100 с. Полный период сканирования будет равен 200 с, т.е. частота сканирования для гарантированного выполнения всех условий синхронизации будет равна $0,02$ Гц.

Выводы по главе 3

Для управления режимами ОЭСММ в силу особенностей их назначения и формирования предпочтительно децентрализованное управление. Для его реализации необходимы специализированные способы, к числу основных из которых следует отнести регулирование частоты в нормальных режимах, противоаварийное разделение на сбалансированные подсистемы в аварийных и автоматическое восстановление целостности системы и нормального режима в послеаварийных.

Существующие требования к первичному и вторичному регулированию частоты в ЭЭС исторически разрабатывались применительно к системам с централизованным управлением и в полной мере не отвечают условиям создания и особенностям управления режимами ОЭСММ. Так, следует признать полезность и осуществимость требования обязательности участия энергоблоков электростанций ОЭСММ и к его параметрам при ее параллельной работе с централизованной энергосистемой, однако участие генерации ОЭСММ во вторичном регулировании централизованной системы при параллельной работе нецелесообразно. Участие в первичном регулировании по условиям экономичности работы энергоблоков и сохранения их эксплуатационного ресурса полезно при максимально допустимых согласно нормативным требованиям мертвой полосе 50 ± 75 мГц.

Предельно допустимое расширение мертвой полосы первичного регулирования на энергоблоках электростанций ОЭСММ в режиме параллельной работы обеспечивает постоянство выдаваемой ими мощности при нерегулярных колебаниях частоты в централизованной энергосистеме, которая в нормальных режимах, как правило, удерживается в диапазоне 50 ± 50 мГц.

Предложенный ранее способ [74] со специальным управлением мощностью и возбуждением генераторов полностью применим в ОЭСММ для восстановления целостности и нормального режима после аварийного или противоаварийного разделения ОЭСММ на отдельные ЛИЭС. При этом поведение каждой ЛИЭС в процессе децентрализованного восстановления определяется балансами активной

и реактивной мощностей, наличием резервных мощностей. Оптимальной формой периодического изменения частоты и напряжения при сканировании является линейная, а ожидаемое максимальной полное время синхронизации ЛИЭС не превышает 200 с.

Совместно с традиционными способами противоаварийного управления при значительных возмущениях, сбалансированным выделением ЛИЭС на собственную нагрузку и последующим автоматическим восстановлением целостности и нормального режима после разделения обеспечивается живучесть и надежное функционирование ОЭСММ во всех режимах работы.

ГЛАВА 4 МОДЕЛИРОВАНИЕ СВОЙСТВ ОБЪЕДИНЕННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ МАЛОЙ МОЩНОСТИ

4.1 Влияние объединения локальных интеллектуальных энергосистем в энергосистемы малой мощности на их свойства и характеристики

Данная глава посвящена исследованию режимных свойств ОЭСММ, определяющих их надежность и экономическую эффективность, выявление особенностей работы ОЭСММ в зависимости от их структурного выполнения и его влияния на системные свойства ОЭСММ.

Интерес представляет влияние объединения ЛИЭС в ОЭСММ на такие свойства и отражающие их характеристики, как:

- Способность сохранять работоспособность при больших нарушениях балансов активной и реактивной мощностей.
- Способность допускать пуски крупных асинхронных двигателей, ограничивающую возможность их использования в режимах изолированной работы.
- Способность обеспечивать динамическую стабильность частоты при нерегулярных колебаниях мощности.
- Способность работать в широком диапазоне изменения суммарной нагрузки.
- Способность обеспечивать перераспределение суммарной нагрузки между электростанциями ЛИЭС, входящими в ОЭСММ.
- Способность сохранять естественную динамическую устойчивость параллельной работы электростанций в ОЭСММ при широкой вариации исходных схемно-режимных условий и возмущений.

При исследовании особое внимание уделялось обеспечению допустимых показателей качества протекания электромеханических переходных процессов (ЭМП) с учётом изменения частоты, к которым относятся максимальное и минимальное значение частоты в переходном процессе, а также её квазиустановившееся значение в послеаварийном режиме. В том случае, если

рассматриваемые параметры электроэнергетического режима превышают допустимые автоматикой энергоблоков диапазоны их изменения, то в ОЭСММ могут возникать аварийные ситуации нарушением баланса активных мощностей, последствиями которых, как правило, являются отключения потребителей. Помимо максимальных отклонений частоты в переходном процессе (в т.ч. «клевки частоты»), квазиустановившееся значение частоты после отработки первичных регуляторов важным является и качество процесса – его длительность и колебательность [76].

Для исследования данных свойств были предложены и использованы тестовые схемы одной ЛИЭС и ОЭСММ с двумя и тремя ЛИЭС, представленные на рисунке 4.1.

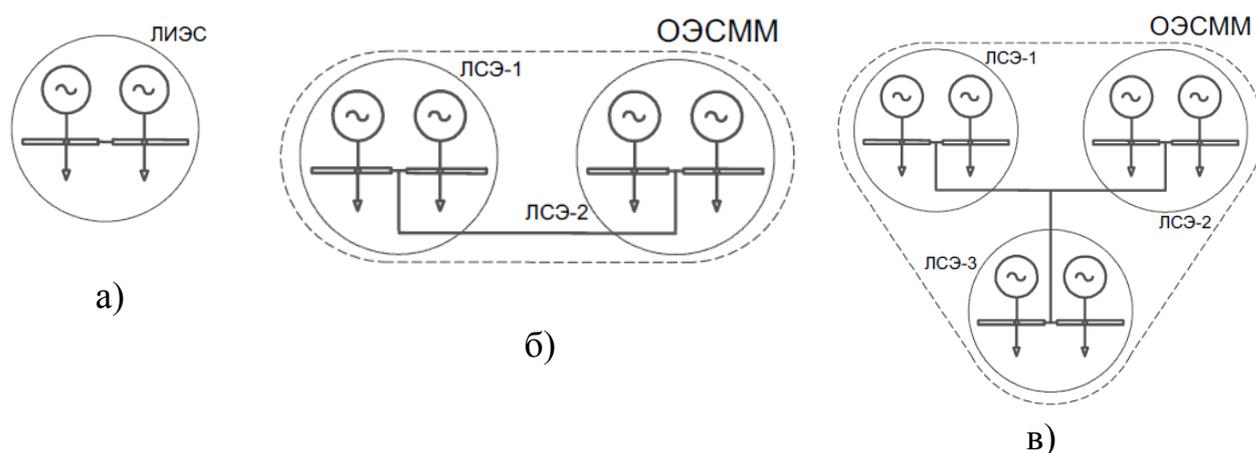


Рисунок 4.1 - Структурные схемы вариантов энергосистем малой мощности: а) - локальная интеллектуальная энергосистема (вариант 1); б) - ОЭСММ, состоящая из двух ЛИЭС (вариант 2); в) - ОЭСММ, состоящая из трех ЛИЭС (вариант 3)

Объединение ЛИЭС производится на генераторном напряжении без использования трансформаторных связей, что обеспечивает наиболее экономически оправданное создание ОЭСММ, при условии удаленности ЛИЭС на расстояние, как правило, не более 10 км друг от друга.

Для схемы 4.1.а) характерно синфазное групповое движение роторов генераторов в переходных режимах. Для схем 4.2.б), в) – возникновение взаимных колебаний групп генераторов ЛИЭС, входящих в ОЭСММ.

При моделировании электромеханических переходных процессов (ЭМПП) на длительном промежутке времени (несколько секунд) требуется подробный учёт математических моделей синхронных машин, автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) генераторов и регуляторов скорости [77].

К тому же, в большинстве случаев фирмы-производители не предоставляют данные о параметрах настройки модели для конкретного типа ГПУ ввиду наличия коммерческой тайны [78]. Таким образом, результаты расчётов ЭМПП в отдельных случаях могут существенно отличаться от реальности, а применение данной модели с типовыми настройками может быть ограничено или недопустимо [79].

Таким образом, при отсутствии исходных данных о параметрах модели от фирмы-производителя ГПУ и рассмотрении ЭМПП на интервале времени до 20 с целесообразно моделировать параметры турбины на основе верификации модели с параметрами, определенными в результате натурных испытаний, полученных на действующей энергоустановки [80].

Для верификации модели статические и динамические характеристики генерации были приняты согласно опытным данным, полученным при реализации пилотного проекта Minigrid на базе когенерационной ТЭС с установленной электрической мощностью 10 МВт (5x2 МВт) и тепловой мощностью около 40 МВт жилмассива «Березовое» в г. Новосибирск.

На рис.4.2, рис.4.3 приведены характерные переходные процессы, полученные при сбросе мощности, полученные на реальном объекте и при цифровом моделировании в программе PowerFactory в тестовой схеме 4.1а), а в табл.4.1 параметры этих процессов. Соответствие динамических свойств обеспечивалось подбором постоянных инерции вращающихся масс энергоблоков и обмотки возбуждения генератора, а также коэффициентов в законах АРС и АРВ.

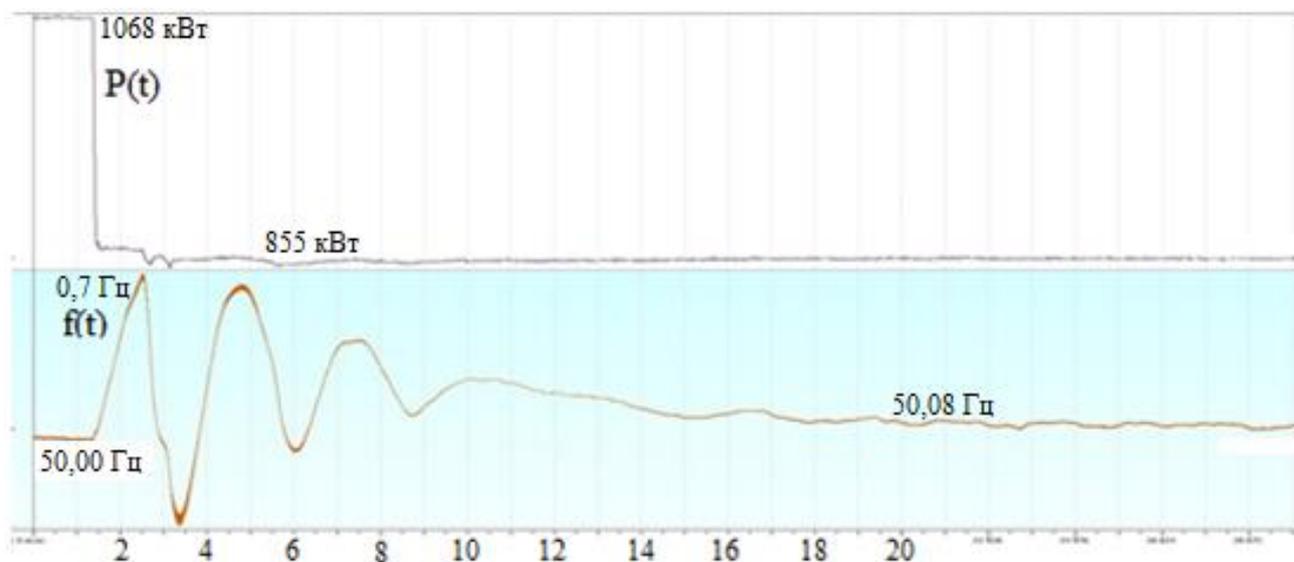


Рисунок 4.2 – Осциллограмма изменения частоты и мощности энергоблока опытного проекта (Отключение нагрузки (До возмущения $P=1068$ кВт, $f=49.02$ Гц. После $P= 855$ кВт, $f=49.11$ Гц)

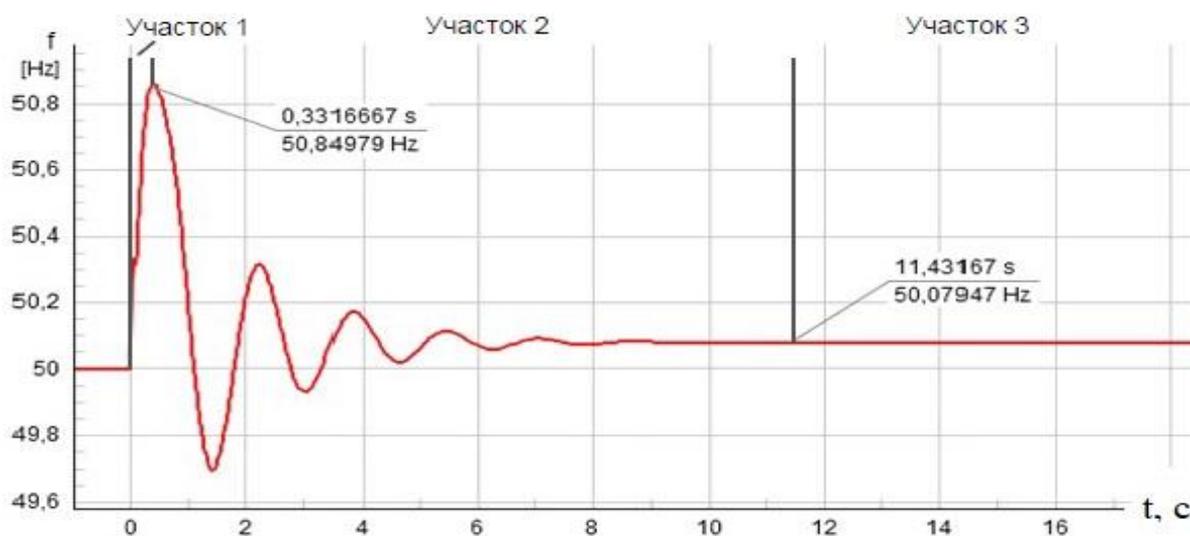


Рисунок 4.3 – Осциллограмма при цифровом моделировании процесса

Таблица 4.1 - Таблица согласованности динамических характеристик

Участок осциллограммы на Рисунке 4.3	Описание	Значения	
		Расчетная модель	Фактические на реальном объекте
Участок 1	Время возникновения «клевка частоты»	0,33 с 0,85 Гц	0,6 с 0,7 Гц

Участок 2	Количество значимых колебаний в переходном процессе, время затухания	5 11 с	5 10 -15 с
Участок 3	Установившееся отклонение частоты после возмущения	0,08 Гц	0,08 Гц

Расхождения параметров осциллограмм расчетной модели и реального объекта может быть обусловлено особенностями процессов в камере сгорания двигателя внутреннего сгорания (ДВС) при сбросе/набросе нагрузки и соответствующей инерционностью энергоустановки, а также существенной зависимости параметров энергоблока от внешних климатических условий: температуры наружного воздуха (ТНВ), его давления и влагосодержания [81].

В дальнейших расчетах применяется полученная верифицированная расчетная модель энергоустановки, на основе которой выполнены исследования по всем указанным свойствам.

4.2 Способность сохранять работоспособность при больших нарушениях балансов активной и реактивной мощностей

Ниже представлены результаты исследования влияния возникновения сбросов/набросов нагрузки или внезапного отключения генерирующего оборудования на стабильность частоты ОЭСММ.

При этом необходимо рассматривать режимы с разной по характеру загрузкой сети, в частности режимов, при которых одна из рассматриваемых ЛИЭС работает при технологическом минимуме загрузки энергоблоков, а другие – максимально загружены.

Для анализа изменения частоты в зависимости от величины небаланса мощности разработана расчетная математическая модель ЛИЭС в программном комплексе PowerFactory. Схема расчетной модели и результаты расчета одного из базовых режимов приведены на Рисунке 4.4.

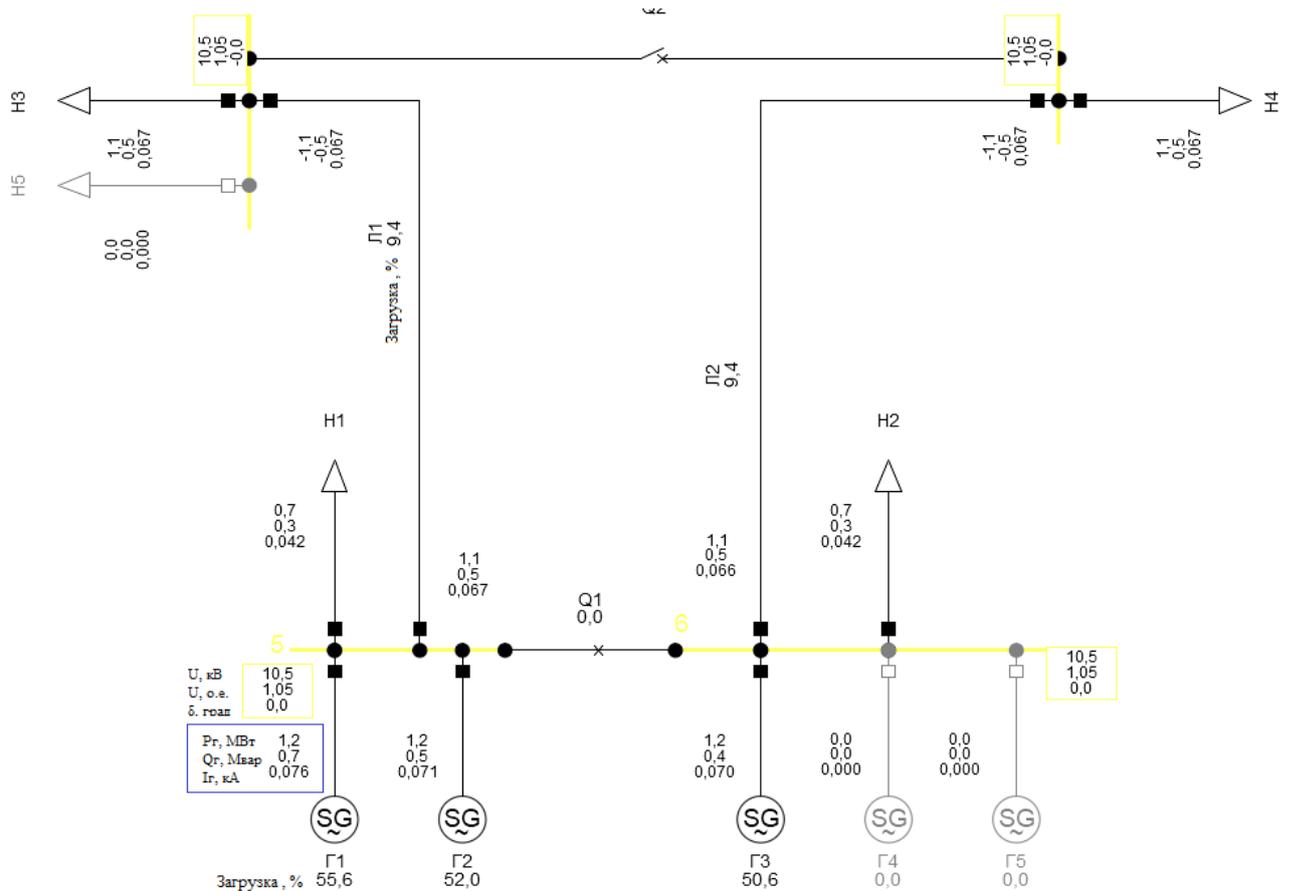


Рисунок 4.4 – Расчетная модель ЛИЭС (Вариант 1) в ПК PowerFactory. Н1-Н5 - нагрузки, подключенные к ЛИЭС; SG – синхронный генератор, работающий в составе ЛИЭС; P_Г – активная мощность генератора, Q_Г – реактивная мощность генератора; значения перетоков активной и реактивной мощности по линиям связи

Модель представляет собой однолинейную графическую схему, отображающую взаимосвязь элементов. Генераторы представлены полной моделью синхронного генератора, основные паспортные данные модели генераторов приведены в таблице 2. Нагрузки Н1-Н5 представлены моделью $Z_{нагр}=\text{const}$ (при номинальном напряжении $P_{Н1,2}=0,7$ МВт, $Q_{Н1,2}=0,3$ Мвар; $P_{Н3,4}=1,1$ МВт, $Q_{Н3,4}=0,5$ Мвар).

Таблица 4.2 - Параметры генератора при моделировании

№	Параметра	Обозначение	Значение
1	Номинальная мощность генератора	$P_{\text{ном}}$	2 МВт
2	Синхронное реактивное сопротивление	X_d	2,629 о.е.
3	Переходное реактивное сопротивление	$X_{d'}$	0,25 о.е.
4	Сверхпереходное реактивное сопротивление	$X_{d''}$	0,207 о.е.
5	Постоянная инерции	T_j	1,3 с
6	Переходная постоянная времени	$T_{d0'}$	4,9 с

На рисунке 4.5 приведена осциллограмма наброса нагрузки Н5 на изолированную ЛИЭС (вариант 1). Величина мощности наброса нагрузки определена исходя из максимально допустимого (критического) отклонения частоты ЛИЭС от номинального значения (3 Гц) и составляет 1,85 МВт.

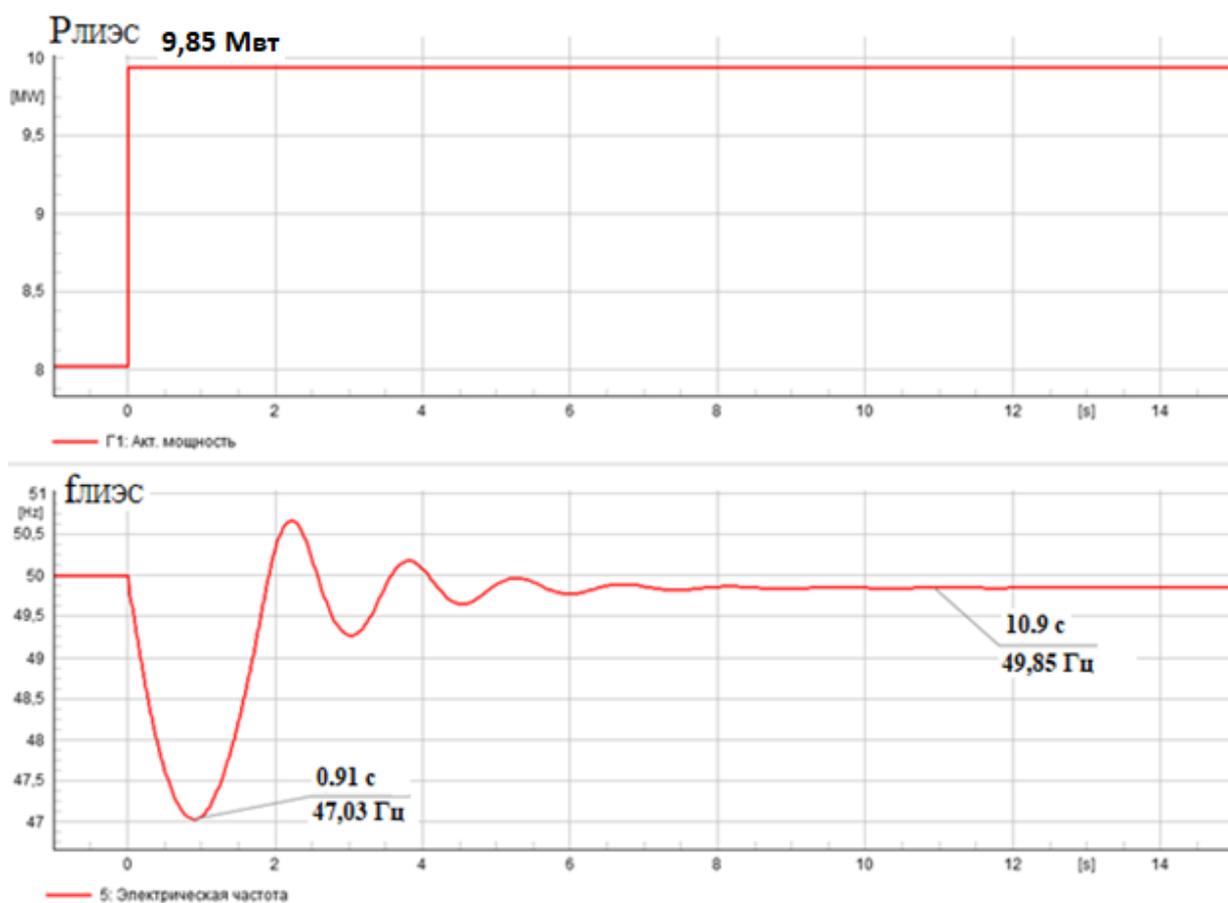


Рисунок 4.5 – Изменение частоты ЛИЭС при набросе мощности $P_{\text{max1}} = 1,85$ МВт, $\cos \phi = 0,9$, при $P_{\text{ген}} = 10$ МВт

Для получения значений изменений частоты при набросе этой же мощности для вариантов 2 и 3 применена расчетная математическая модель ОЭСММ, представленная в Приложении В.

Осциллограмма изменения частоты от времени для Вариантов 2 и 3 при набросе мощности $P_{\max 1}$ приведена на Рисунках 4.6 и 4.7 соответственно.

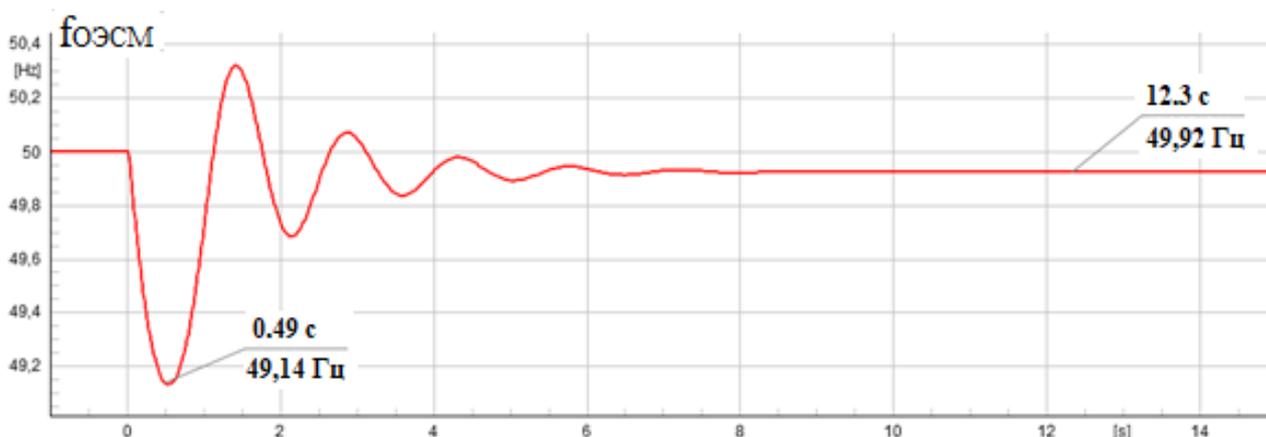


Рисунок 4.6 – Изменение частоты ОЭСММ, состоящей из двух ЛСЭ (вариант 2) при набросе мощности $P_{\max 1} = 1,85$ МВт, $\cos \phi = 0,9$

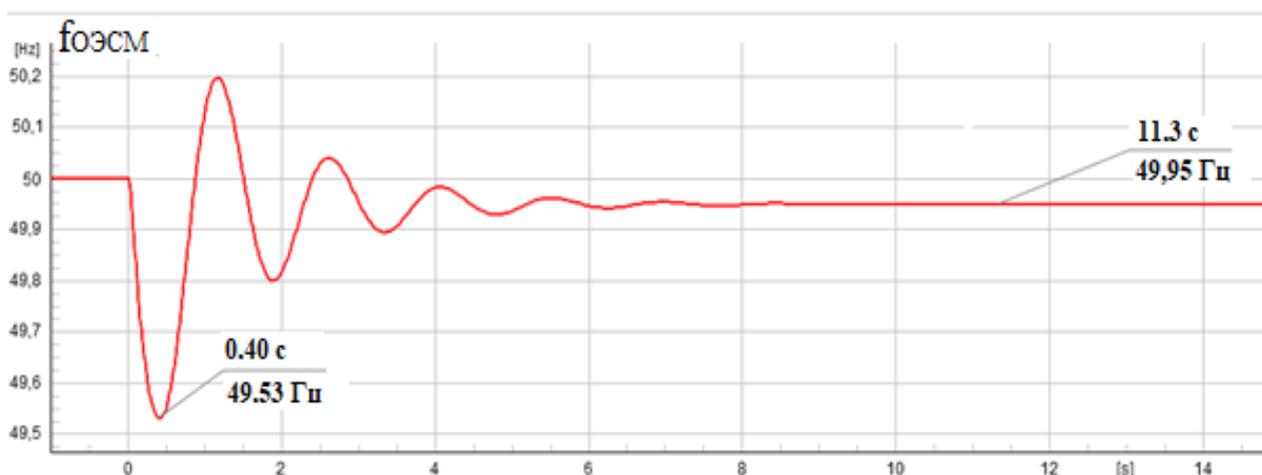


Рисунок 4.7 – Изменение частоты ЭЭСММ, состоящей из трех ЛСЭ (вариант 3) при набросе мощности $P_{\max 1} = 1,85$ МВт, $\cos \phi = 0,9$

На рисунках 4.8, 4.9 представлены зависимости, характеризующие способность сохранять работоспособность при больших нарушениях балансов активной и реактивной мощностей.

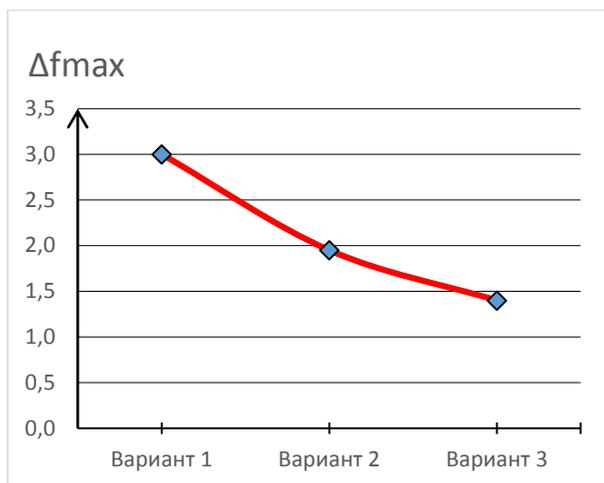


Рисунок 4.8 – Зависимость изменения частоты Δf для трех вариантов от наброса мощности $P_{\max 1} = 1,85 \text{ МВт}$, $\cos \phi = 0.9$ для рассматриваемых вариантов

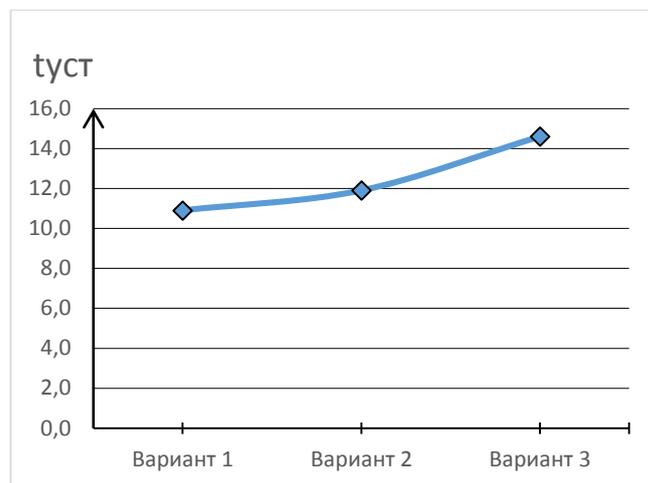


Рисунок 4.9 – Время выхода на установившийся режим $t_{\text{уст}}$ для трех вариантов от наброса мощности $P_{\max 1} = 1,85 \text{ МВт}$, $\cos \phi = 0.9$ для рассматриваемых вариантов

Из представленных зависимостей следует, что укрупнение ОЭСММ за счет увеличения количества входящих в нее ЛИЭС значительно снижает максимальные отклонения частоты, при этом незначительно увеличивает время переходных процессов, т.к. при этом увеличивается количество групп с несинфазным движением роторов генераторов.

4.3 Способность допускать пуски крупных асинхронных двигателей

При проектировании ЛИЭС малой мощности в числе вопросов исследования режимов данных энергосистем существенным является определение допустимости пуска крупных асинхронных двигателей (АД) с короткозамкнутым ротором.

В работе показано [82], что успешному запуску крупных электродвигателей напряжением 6(10) кВ могут предшествовать несколько неуспешных, что увеличивает риски отключения генераторов из-за возникающих провалов напряжения, способствует ускоренному износу оборудования, по которому протекают пусковые токи.

В сетях централизованного энергоснабжения пуск двигателя считается успешным, если падение напряжения на зажимах двигателя не превышает 15 % от номинального, а его продолжительность не превышает 15 с [83].

Для исследования влияния пуска двигателя на устойчивость и допустимость режимов ОЭСММ, используем динамические расчетные модели вариантов ОЭСММ.

При моделировании процессов пуска асинхронного двигателя использовалась модель двигателя мощностью 1 МВт с номинальной скоростью вращения 2983 об/мин общепромышленного исполнения, широко применимого на приводах быстроходных механизмов: компрессорное оборудование, холодильные машины, сетевые, центробежные насоса и др.

Паспортные данные АД приведены в Таблице 4.3 [84].

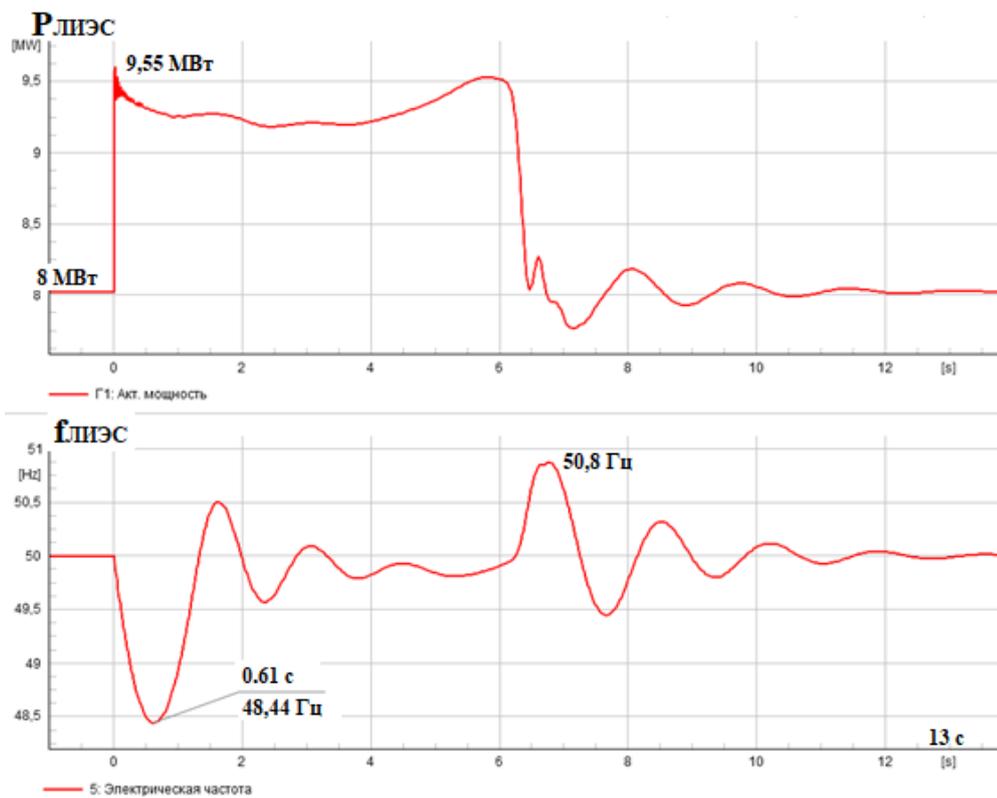
Таблица 4.3 – Данные двигателя

Тип	$U_{\text{ном}}$, кВ	$P_{\text{ном}}$, кВт	$\eta_{\text{ном}}$, %	$n_{\text{ном}}$, об/мин	$\cos\varphi_{\text{ном}}$
4АЗМ-1000/10000 УХЛ4	10 кВ	1000	96,0	2983	0,88

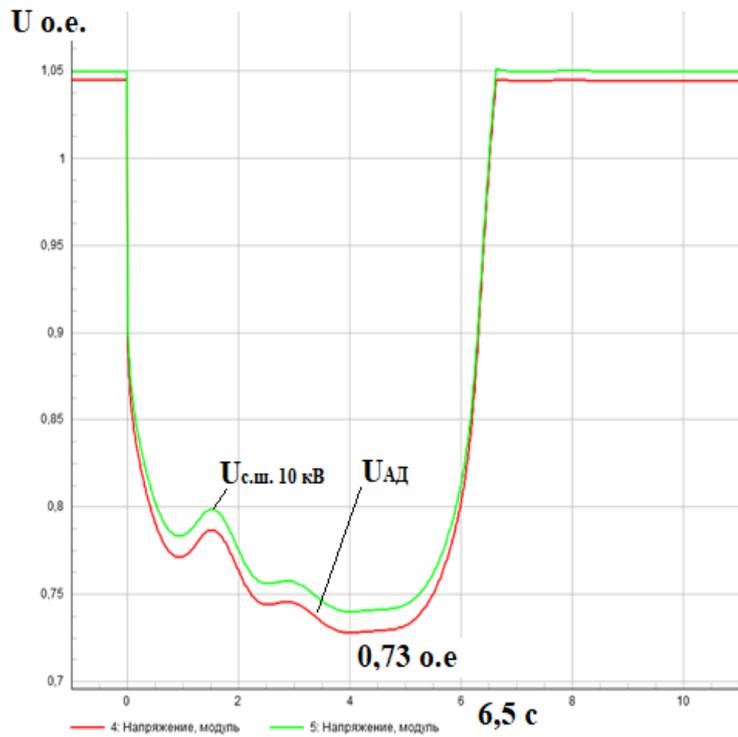
На рисунке 4.10 представлены переходные процессы в ОЭСММ при успешном пуске нагруженного АД предельной по устойчивости мощностью ($P_{\text{ном}} \text{ двиг} = 1 \text{ МВт}$) для Варианта 1.

Видно, что, несмотря на успешность пуска, процесс характеризуется значительным падением напряжения (более 20 %), а время пуска составляет 6–7 с.

Обеспечение гарантированной успешности пуска АД можно достичь путем включения ЛИЭС на параллельную работу с внешней сетью 110/6(10) кВ, что приведет к уменьшению величины провалов напряжения, но создаст риск погашения станции при КЗ во внешней сети [85]. Второй вариант обеспечения успешного пуска может быть выполнен путем создания ОЭСММ.

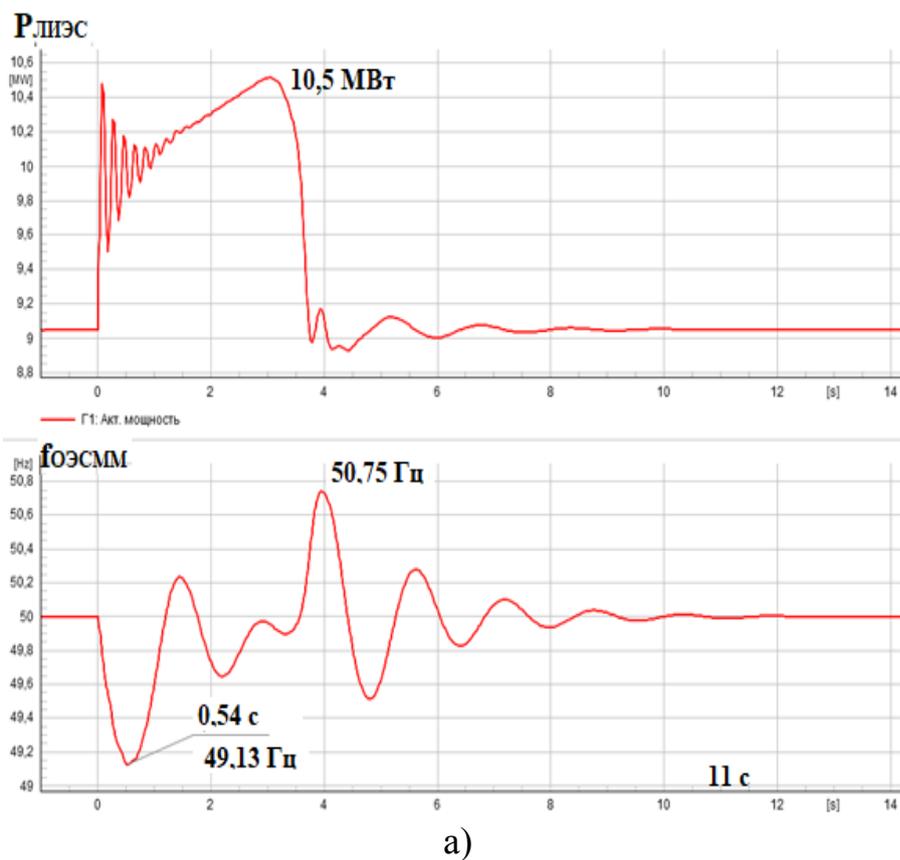


а)

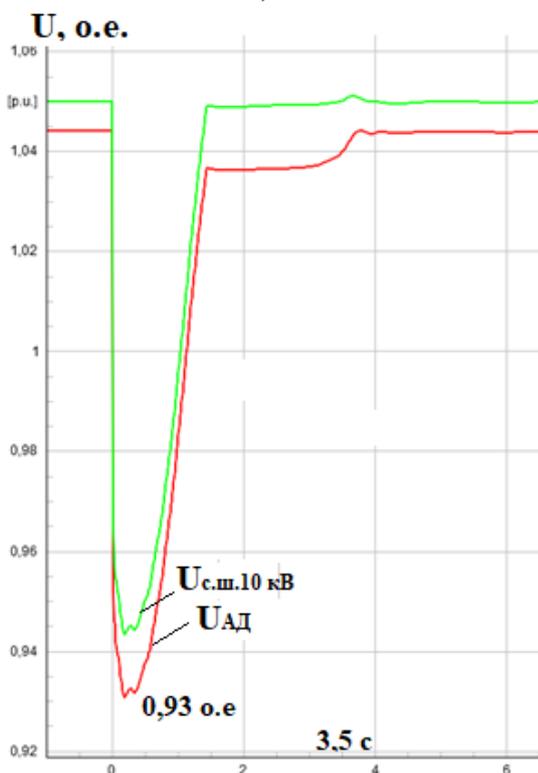


б)

Рисунок 4.10 - Переходный процесс в ЛИЭС (вариант 1) при пуске мощного асинхронного двигателя: а) – изменение частоты ($P_{\text{ЛИЭС}}$ - активная мощность ЛИЭС, МВт; $f_{\text{ЛИЭС}}$ - Частота в ЛИЭС, Гц); б) – изменение напряжений ($U_{\text{АД}}$ - модуль напряжения на шинах АД, о.е.; $U_{\text{с.ш. 10 кВ}}$ - модуль напряжения на шинах станции)

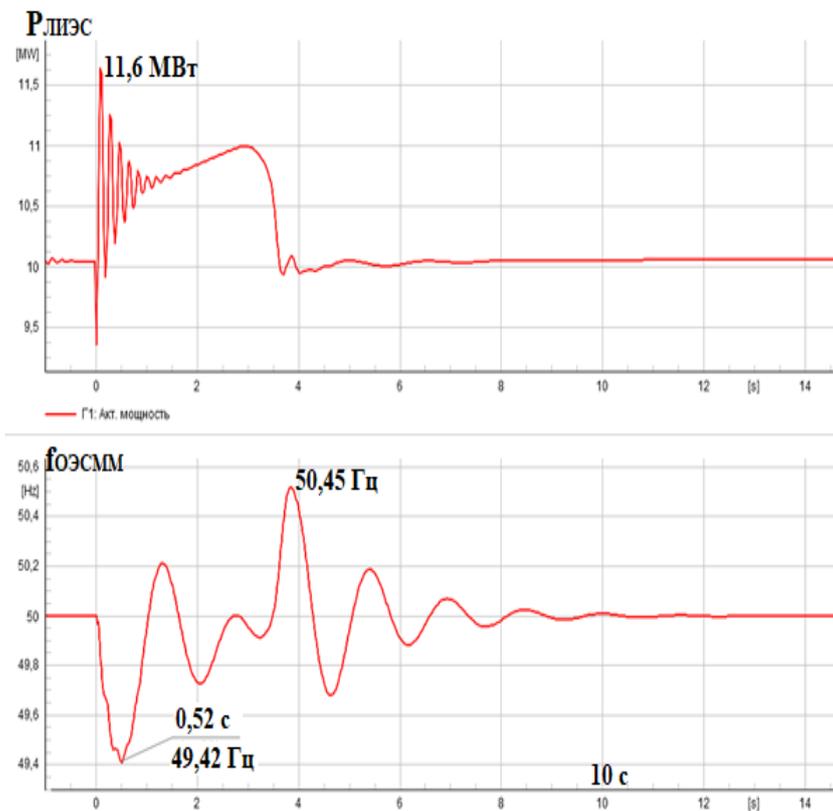


а)

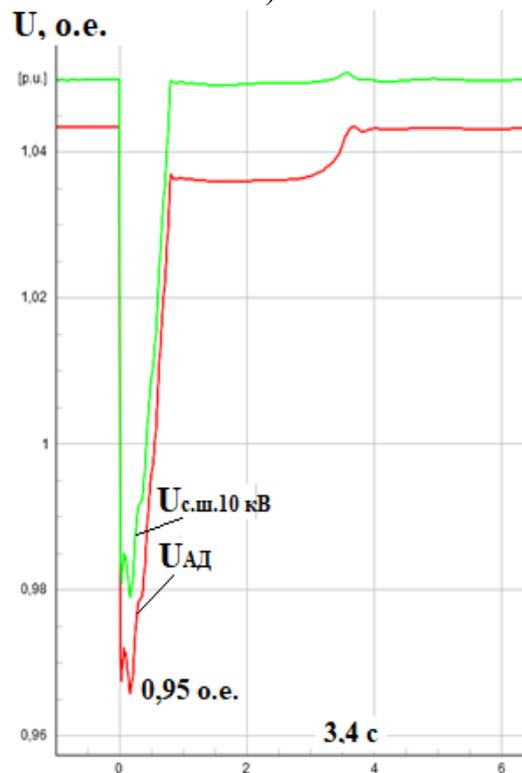


б)

Рисунок 4.11 - Переходный процесс при пуске мощного асинхронного двигателя в ОЭСММ, состоящей из двух ЛИЭС (вариант 2): а) – изменение частоты ($P_{лиэс}$ - активная мощность ОЭСММ, к которой подключен АД, МВт; $f_{оэсмм}$ - Частота в ОЭСММ, Гц); б) – изменение напряжений ($U_{ад}$ - модуль напряжения на шинах АД, o.e.; $U_{с.ш. 10 кВ}$ - модуль напряжения на шинах станции)



а)



б)

Рисунок 4.12 - Переходный процесс при пуске мощного асинхронного двигателя в ОЭСММ, состоящей из трех ЛИЭС (вариант 3): а) – изменение частоты ($P_{\text{лиэс}}$ - активная мощность ОЭСММ, к которой подключен АД, МВт; $f_{\text{оэсмм}}$ - Частота в ОЭСММ, Гц); б) – изменение напряжений ($U_{\text{ад}}$ - модуль напряжения на шинах АД, о.е.; $U_{\text{с.ш. 10 кВ}}$ - модуль напряжения на шинах станции)

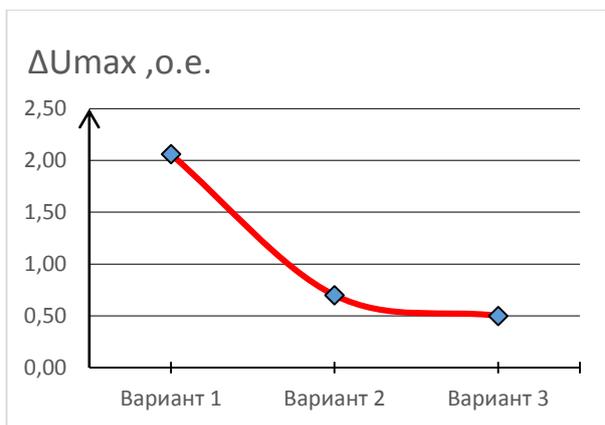


Рисунок 4.14 – Максимальная величина падения напряжения при пуске двигателя для трех вариантов

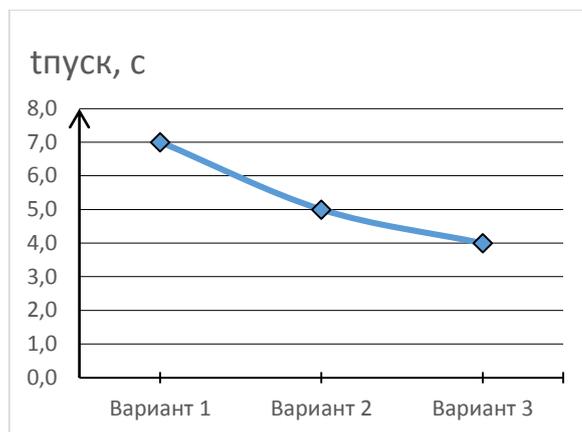


Рисунок 4.15 – Полное время пуска двигателя для трех вариантов

На рисунках 4.11 и 4.12 соответственно представлены процессы пуска асинхронного двигателя аналогичной мощности для Вариантов 2 и 3.

Полное время пуска двигателя и максимальная величина падения напряжения для различных вариантов приведены на рисунках 4.14 и 4.15 соответственно

Анализ процессов пуска двигателей в трех вариантах ОЭСММ позволяет сделать следующие выводы:

- Надежность пуска АД значительно повышается по мере увеличения числа ЛИЭС в составе ОЭСММ, так успешный пуск АД в одиночной ЛИЭС характеризуется максимальным снижением напряжения до критического уровня (0.73 о.н.е.), а время пуска составляет около 6.3 с. В ОЭСММ с двумя и тремя ЛИЭС максимальное снижение происходит до 0.93-0.95 о.н.е, а время пуска сокращается до 3.7- 3.8 с.
- В тоже время следует отметить, что при нескольких ЛИЭС при пуске АД в ОЭСММ возникающий затухающий электромеханический переходный процесс, связанный с взаимным движением роторов синфазных групп генераторов (отдельных ЛИЭС), способен увеличить длительность пуска АД.

4.4 Способность обеспечивать динамическую стабильность частоты при нерегулярных колебаниях мощности

На динамическую стабильность частоты в ОЭСММ основное влияние оказывают два фактора:

- Величина нерегулярных колебаний нагрузки,
- Эффективность первичного регулирования частоты регуляторами скорости энергоблоков ОЭСММ.

Нерегулярные колебания частоты и мощности в больших ЭЭС (Мега и Гигагрид, мощностью от одного до сотен ГВт) были обстоятельно исследованы в 70-х годах прошлого века, а результаты представлены в работах В.Ф. Тимченко [86-89]. Они широко используются при проектировании и планировании режимов ЭЭС, разработке систем АРЧМ,

Для энергосистем малой мощности (ЛЭС, ЛИЭС, ОЭСММ) задача априорного определения нерегулярных колебания частоты и мощности стала актуальной в связи с их масштабным развитием, однако специальные исследования при этом пока не проводились. Сложности их выполнения связаны, в том числе, и огромным разнообразием специфических условий и особенностей режимов таких объектов.

В данной работе исследование проведено применительно к коммунальной ЛИЭС на базе когенерационной газовой электростанции с установленной электрической мощностью 10 МВт и тепловой 50 МВт.

На рисунке 4.16 представлена реальная осциллограмма колебаний частоты в ЛИЭС жилмассива «Березовое». При параллельной работе колебания частоты в ЛИЭС соответствуют колебаниям частоты в ЭЭС, а все возникающие небалансы в ЛИЭС или ОЭСММ компенсируются колебаниями обменного перетока мощности.

В островном режиме стремление стабилизировать частоту приводит к необходимости интенсивной работы регуляторов скорости, что снижает экономичность выработки электроэнергии и ресурс энергоблоков [90-92].

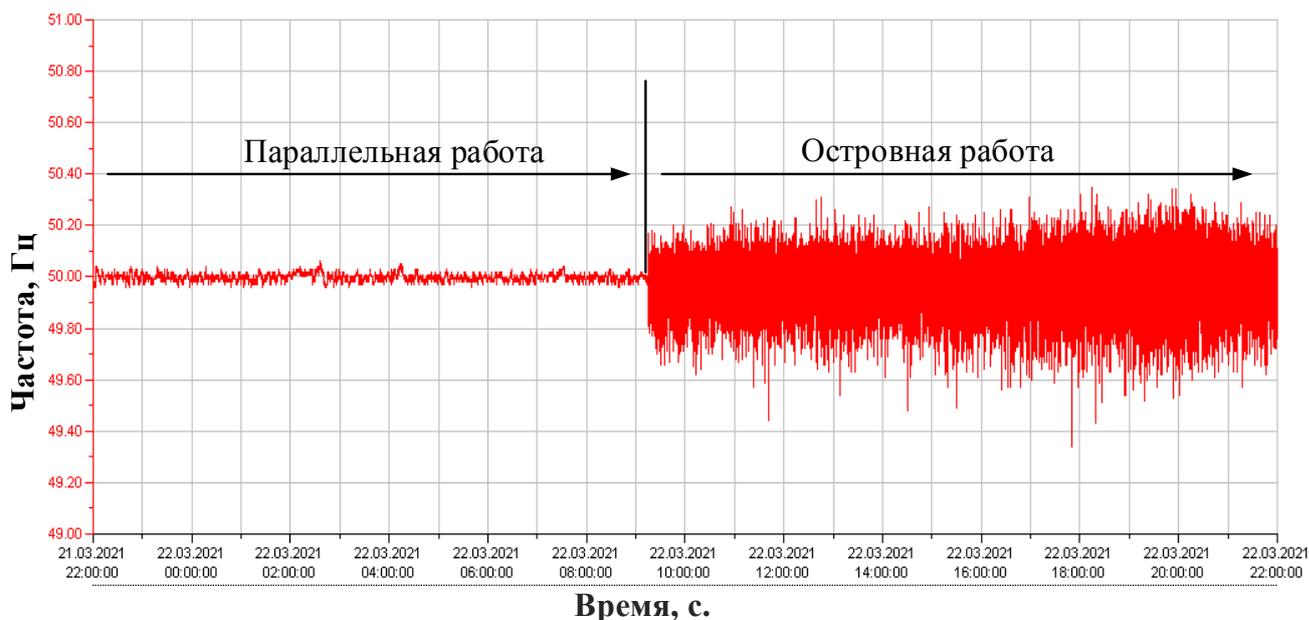


Рисунок 4.16 – динамические колебания частоты в ЛИЭС в режимах автономной (правая часть осциллограммы) и параллельной работы с ЕЭС (левая часть осциллограммы)

На рисунках 4.17, 4.18 представлены профиль суточной нагрузки ЛИЭС и осциллограмма соответствующих ему нерегулярных суточных колебаний частоты для режима автономной работы, позволяющие, как оценить величину нерегулярных колебаний мощности, так и определить ее зависимость от величины нагрузки.

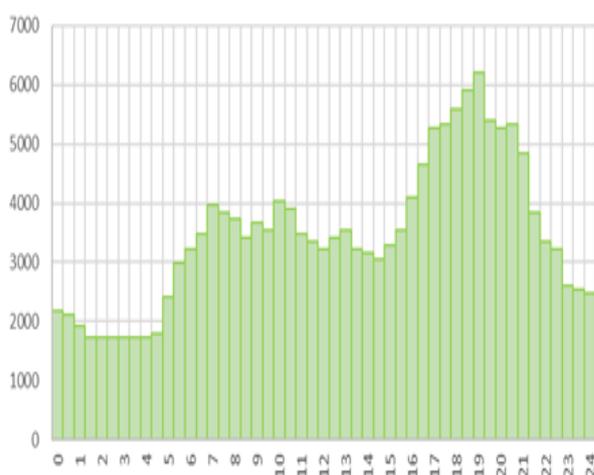


Рисунок 4.17 - Профиль суточной нагрузки ЛИЭС

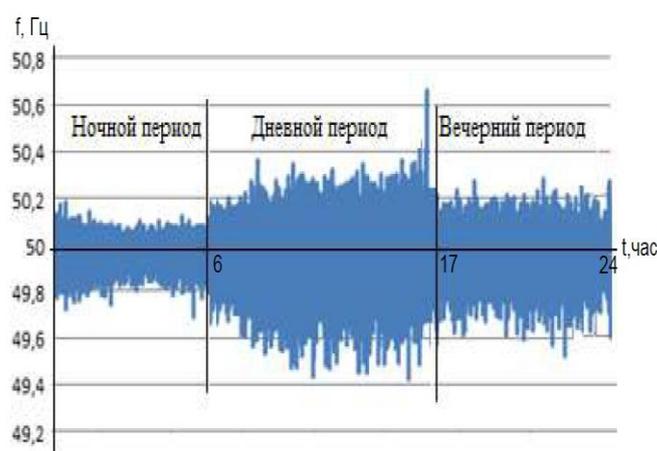


Рисунок 4.18 - Характерная осциллограмма суточных колебаний частоты для режима автономной работы

Профиль нагрузки позволил выделить в нем три периода с разными средними нагрузками (ночной – 1.9 МВт, дневной – 3.5 МВт, вечерний – 5.3 МВт), а динамические колебания частоты определить величины нерегулярных колебаний нагрузки путем пересчета колебаний частоты в колебания нагрузки через статизм первичного регулирования с учетом числа работающих энергоблоков (2 в ночной период, 3 в дневной и 4 в вечерний).

Особенность электропотребления жилмассивом состоит в том, что ночной и вечерний период представляет собой режим бытового потребления энергии, а дневной – смешанного (бытового и производственного) режима [93]. При этом, можно принять, что утренний и ночной период однотипны по характеру электропотребления, но отличаются по мощности (почти в три раза). Дневной отличается прежде всего по типу, а также по мощности.

Поскольку многие факторы, влияющие на величину нерегулярных колебаний, представляют собой случайные события, для определения её величины используются методы теории вероятностей. Нерегулярные колебания активной мощности нагрузки - это случайный процесс, который в установившихся режимах можно рассматривать как гауссовский стационарный случайный процесс. Частоту появления события (нарушения баланса мощности) оценивают интенсивностью события, т. е. математическим ожиданием числа событий за единицу времени, а сам небаланс является при этом является случайной величиной, характеризуемой дисперсией.

В виду значительного разброса величины нерегулярных колебаний в течение суток, необходимо суточный интервал разбить на три периода (ночной период 0 – 6 часов, дневной 6 – 17 часов и вечерний 17 – 24 часа), и для каждого из них определить следующие значения: среднюю мощность нагрузки - $P_{\text{нсп}}$, среднее значение частоты и соответствующие дисперсии и отклонения для рассматриваемых периодов. При этом интервал $3\sigma_f$, будет соответствовать диапазону нерегулярных колебаний частоты. Результаты расчета приведены в Таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Результаты расчетов

Параметр	Ночной период	Дневной период	Вечерний период
Среднее значение частоты, Гц	49,9850	49,9881	49,9874
Дисперсия D	0,0016	0,0088	0,0044
Стандартное отклонение σ , мГц	40	94	67

Получим величину нерегулярных колебаний мощности при 3σ :

$$\Delta P_{3\sigma} = \frac{\Delta f}{K_C}, \quad (4.1)$$

где $\Delta f = 3 \cdot \sigma$ – величина изменения частоты при 3σ ; K_C – коэффициент статизма регуляторов скорости двигателей работающих энергоблоков, который для рассматриваемой энергоустановки принимается 4%, или 0,25 мГц/кВт.

Обработка осциллограмм суточных колебаний частоты для режима автономной работы (Рисунок 4.16) производилась следующим образом:

- Суточный интервал разбивался на три периода (ночной период 0 – 6 часов, дневной 6 – 17 часов и вечерний 17 – 24 часа)
- Для каждого периода определялась средняя мощность нагрузки - $P_{\text{нр}}$ и частоты $\sigma_{\text{ср}}$.
- Для каждого периода определялось среднеквадратическое отклонение частоты σ_f от средней, а также интервал $3\sigma_f$, принимаемый за диапазон нерегулярных колебаний частоты.
- Диапазон нерегулярных колебаний мощности определялся через статизм регуляторов скорости двигателей работающих энергоблоков (4%) по формуле 4.1.

Результаты анализа параметров нестационарных режимов ЛИЭС жилмассива «Березовое» приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Параметры нестационарного режима ЛИЭС

	$P_{\text{нспр}}$, кВт	$P_{\text{нмакс}}$, кВт	$P_{\text{ном.ген}}$, кВт	σ_f , Гц	$3\sigma_f$, Гц	ΔP^* , о.е.	ΔP , кВт	ΔP , проценты
Ночь	1900	2100	2*2000 = 4000	0.04	0.12	0.06	240	11.4
День	3500	4000	3*2000 =6000	0.094	0.282	0.142	852	21.3
Вечер	5300	6200	4*2000 =8000	0.067	0.201	0.1	800	12.9

В таблице приняты следующие обозначения:

$P_{\text{нспр}}$ - средняя мощность нагрузки периода,

$P_{\text{нмакс}}$ - максимальная мощность нагрузки периода,

$P_{\text{ном.ген}}$ – суммарная номинальная мощность работающих энергоблоков периода,

σ_f - среднеквадратическое отклонение частоты,

ΔP - величина нерегулярных колебаний мощности (кВт),

ΔP проценты - величина нерегулярных колебаний мощности в процентах от среднеинтервальной мощности

Представленные в таблице результаты позволили сделать следующие выводы:

- Однотипное электропотребление имеет практически постоянные относительные нерегулярные колебания нагрузки (1,3 строки - 11,4% и 12,9% при трехкратном увеличении нагрузки).
- Появление производственной составляющей в нагрузке значительно (кратно) увеличивает нерегулярные колебания нагрузки (21.8% по отношению к 11,4% и 12,9%).
- Рекомендации по оценке нерегулярных колебаний нагрузки, полученные для энергосистем большой мощности, не применимы для энергосистем малой мощности ни по закону зависимости от мощности, ни по их величине, что актуализирует дальнейшие исследования на

объектах с малой генерацией по величинам нерегулярных колебаний, их зависимостей от мощностей и характера нагрузки.

Определим также величины нерегулярных колебаний в случае создания объединенной энергосистемы малой мощности, состоящей из 2-ух и 3-х ЛИЭС. В расчетах принимается, что в каждой из ЛИЭС нерегулярные колебания активной мощности нагрузки подчинено нормальному закону распределения. Пусть нормальное отклонение ЛИЭС-1 составляет σ_1 , для ЛИЭС-2 – σ_2 , для ЛИЭС-3 – σ_3 .

С учетом правила композиции законов распределения [95]:

$$\sigma_{\Sigma} = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2 + \sigma_3^2}, \quad (4.2)$$

Где σ_{Σ} – суммарное среднеквадратичное значение небаланса активной мощности в объединенной энергосистеме.

Итоговые диаграммы сравнения нерегулярных колебаний для всех трех вариантов приведены на рисунке 4.19.

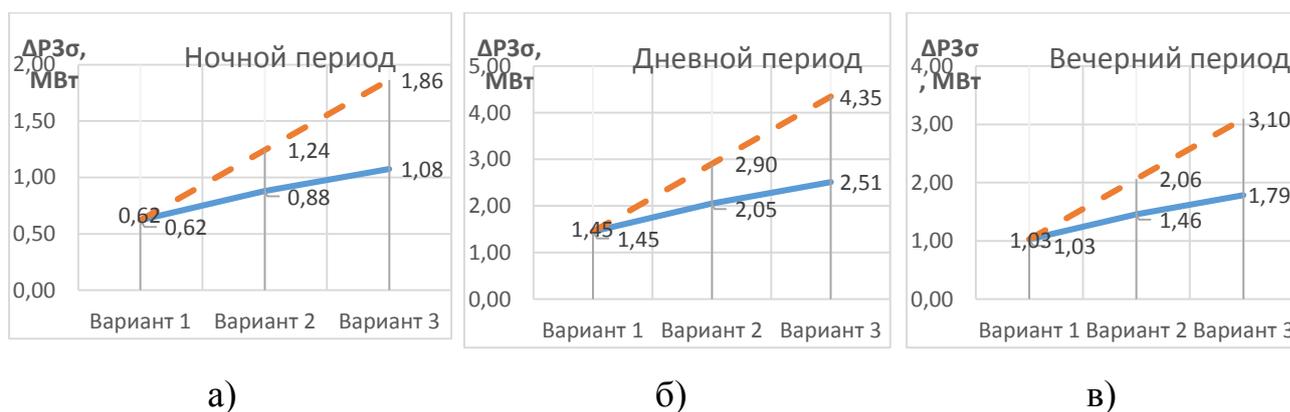


Рисунок 4.19 – Величина нерегулярных колебаний для дневного (а), ночного (б) и вечернего (в) периодов, где

- — — — — - изменение $\Delta P_{3\sigma}$ в случае отдельных ЛИЭС;
- - изменение $\Delta P_{3\sigma}$ в случае создания ОЭСММ

Таким образом, при создании ОЭСММ относительная величина нерегулярных колебаний снижается на 29 % - в случае объединения двух ЛИЭС и на 42 % в случае объединения трех ЛИЭС, что благоприятно сказывается на режимах работы генераторов ОЭСММ.

Проведем анализ применимости оценки по модели для ЭС (ОЭС) большой мощности (Мегагрид) к ОЭСММ.

Согласно [87]:

$$\Delta P = \sqrt{P_{\text{макс}}} \text{ (МВт)} \quad (4.3)$$

Выполним расчеты по данной формуле при изменении максимальной мощности от 5 до 25 МВт в случае использования различных размерность [кВт] и [МВт]:

Таблица 4.6 – Результаты расчетов нерегулярных колебаний по формуле В.Ф. Тимченко

Нагрузка, МВт	Нерег. колебания, МВт	Нерег. колебания, %	Нагрузка, кВт	Нерег. Колебания, кВт	Нерег. колебания, %
5	2.34	47	5 000	71	1.41
10	3.16	31	10 000	100	1
25	5	20	25 000	158	0.63
		<i>Слишком много</i>			<i>Слишком мало</i>

Для оценки максимальной амплитуды нерегулярных колебаний предлагается введение коэффициента активности нагрузки внутри суточных интервалов по максимальной мощности нагрузки в кВт, с учетом которого максимальная амплитуда нерегулярных колебаний, будет определяться по формуле:

$$\Delta P = 10 * K_{\text{акт}} * \sqrt{P_{\text{макс}}} \quad (4.4)$$

Для рассматриваемой ОЭСММ $K_{\text{акт}}$ – коэффициент активности потребителей (0.5 – низкая, 1 – высокая, 1.35 – максимальная).

Результаты расчетов с учетом коэффициентов активности приведены в Таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Результаты расчетов амплитуды нерегулярных колебаний с учетом коэффициентов активности.

№	Интервал	Р _{макс} , кВт	Активность потребителей	Какт	ΔР Факт, кВт	ΔР Факт, %	ΔР оценка, кВт
1	Ночь	2 100	малая	0.5	240	11.4	229
2	День	4 000	максимальная	1.35	852	21.3	850
3	Вечер	6 200	высокая	1.0	800	12.9	787
4	Сутки	6 200			852		850

Оценки нерегулярных колебаний используются при планировании режимов ЛИЭС или Минигрид, определяя режим регуляторов частоты и обменной мощности, а также ширину коридора удержания мощности в допустимом диапазоне для поддержания постоянной готовности к сбалансированному отделению

4.5 Способность работать в широком диапазоне изменения и распределения суммарной нагрузки

Диапазон мощностей, при котором обеспечивается работа электростанции ЛИЭС, состоящей из одного энергоблока, ограничен технологическим минимум и технологическим максимум этого блока. При увеличении числа энергоблоков на электростанции до N, диапазон находится в пределе от технологического минимума одного энергоблока, до технологического максимума суммы мощностей N-1 энергоблоков. Требуемый диапазон мощностей электростанции ЛИЭС определяется необходимостью покрытия нагрузки, которая может значительно изменяться в течение суток, недели, месяца, года.

При объединении ЛИЭС в ОЭСММ возможности покрытия генераторами ЛИЭС суммарной нагрузки в значительной степени зависят как от сбалансированности каждой из подсистем, так и от пропускной способности системообразующей сети.

В общем случае требования к пропускной способности системообразующей сети в зависимости от предельной концентрации суммарной нагрузки в одной из ЛИЭС с учетом необходимых резервных мощностей генерации можно сформулировать следующим образом:

1. Она в любом случае не должна быть меньше требуемой резервной мощности генерации в ОЭСММ (как правило мощности самого крупного генератора).

2. Она должна быть достаточна для пропуска всей резервной мощности в самую дефицитную ЛИЭС с учетом нерегулярных колебаний мощности и необходимости передачи резервной мощности в самых неблагоприятных условиях.

Применим эти требования к ОЭСММ со сбалансированными ЛИЭС и разомкнутой системообразующей сетью.

В условиях полной сбалансированности подсистем пропускная способность сечений основной сети определяется только условием 1, т.е. должна быть не меньше нормируемой резервной мощности генерации в ОЭСММ с учетом величины нерегулярных колебаний мощности в сечении. При этом собственная нагрузка каждой из ЛИЭС при условии их одинаковости будет равна:

$$P_{ni} = P_{\text{н сум}/n} \quad (4.3)$$

Применим эти требования к ОЭСММ с максимально несбалансированными ЛИЭС и разомкнутой системообразующей сетью.

Максимальную несбалансированность режима ОЭСММ можно создать, если сделать дефицитной одну из ЛИЭС, например, «к», при этом остальные будут или сбалансированными, или избыточными. Нагрузка ЛИЭС «к» будет выше средней на коэффициент q :

$$P_{нк} = q * P_{\text{н сум}/n}. \quad (4.4)$$

Приведем пример расчета для ОЭСММ с тремя одинаковыми ЛИЭС.

$$P_{\text{нiср}} = P_{\text{нсум}}/3 = 0.333 P_{\text{нсум}}$$

$$1. P_{\text{нк}} = 0.4 P_{\text{нсум}} \quad P_{\text{св}} = 0.067 P_{\text{нiср}} + P_{\text{ген. рез.}}$$

$$2. P_{\text{нк}} = 0.5 P_{\text{нсум}} \quad P_{\text{св}} = 0.167 P_{\text{нiср}} + P_{\text{ген. рез.}}$$

На рисунках 4.20 и 4.21 приведены примеры возможных графиков нагрузок для ЛИЭС-2 и ЛИЭС-3 соответственно.

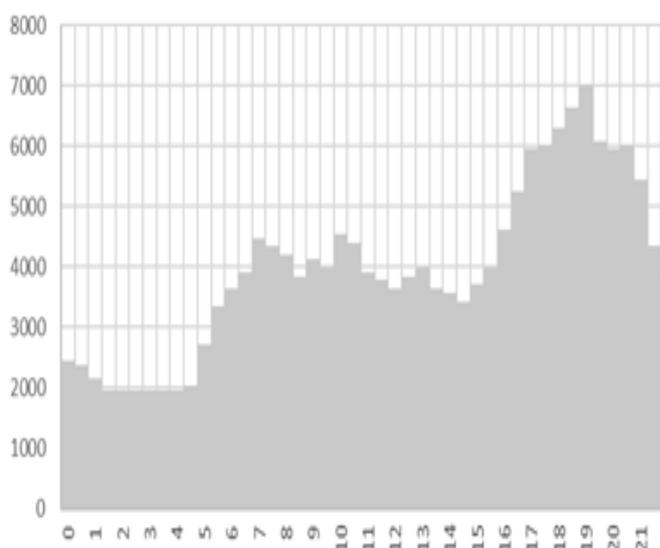


Рисунок 4.20 - Характерный график нагрузок для ЛИЭС-2

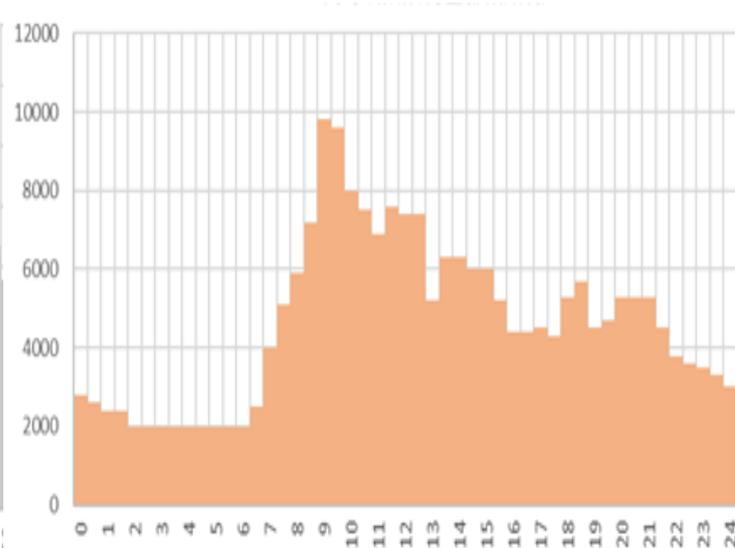


Рисунок 4.21 - Характерный график нагрузок для ЛИЭС-3

Характеристики графиков нагрузок приведены в Таблице 4.8 [96].

Таблица 4.8 – Характеристики нагрузок ЛИЭС-2 и ЛИЭС-3

Объект	P_{max} ,	P_{min} ,	$P_{\text{ср}}$,	$K_{\text{зап}}$	$K_{\text{форм}}$	T_{max} , ч
ЛИЭС-2	10,00	2,00	4,64	0,48	0,20	464
ЛИЭС-3	7,00	1,96	3,91	0,57	0,28	559

При объединении ЛИЭС в ОЭСММ получен суммарный график, представленный на рисунке 4.22.



Рисунок 4.22 – Суммарный график нагрузок ОЭСММ

Улучшенные в части выравнивания нагрузок при объединении характеристики графика, представлены в Таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Характеристики графика нагрузок ОЭСММ

Объект	P_{\max} , МВт	P_{\min} , МВт	$P_{\text{ср}}$, МВт	$K_{\text{зап}}$	$K_{\text{форм}}$	T_{\max} , ч
ОЭСММ	18,25	5,70	12,27	0,67	0,31	672

Объединение нескольких ЛИЭС в ОЭСММ позволяет достичь значительного системного эффекта сглаживания графика нагрузки, что снимает основную массу режимных ограничений. График нагрузки становится более равномерным, позволяя значительно повысить коэффициент использования генерирующего оборудования ($K_{\text{зап}}$ в рассматриваемом примере увеличился на 28 %). Сглаживание графика нагрузки позволяет избежать применения специальных резисторов, которые включаются при резком сбросе нагрузки и работе в режимах ниже технологического минимума генераторов. Освободившиеся генерирующие мощности можно использовать для подключения новых потребителей, что повышает коэффициент использования мощности генерации (КИУМ), как отдельных ЛИЭС, так и совокупный. Данный эффект еще более значим при разнородных по составу нагрузках и генерирующего оборудования объединяемых

ЛИЭС. Объединение в ОЭСММ позволяет исключить или снизить технологический минимум работающих энергоблоков в режимах минимальной нагрузки, а также снижает перегрев газопоршневых двигателей и их отключение технологическими защитами при набросах/сбросах активной мощности.

4.6 Способность сохранять естественную динамическую устойчивость параллельной работы электростанций в объединенной энергосистеме малой мощности при широкой вариации исходных схемно-режимных условий и возмущений

На модели ОЭСММ с тремя ЛИЭС (Рисунок 4.23) исследована способность сохранять естественную динамическую устойчивость работы электростанций в ОЭСММ при широкой вариации исходных схемно-режимных условий и возмущений. При этом, под естественной динамической устойчивостью подразумевается способность ОЭСММ сохранять нормальный доаварийный режим или переходить в нормальный режим с автономной и/или частичной параллельной работой ЛИЭС после воздействия расчетного возмущения в предположении об отсутствии других подсистем противоаварийного управления, кроме опережающего сбалансированного отделения, являющегося основным для каждой из ЛИЭС [97].

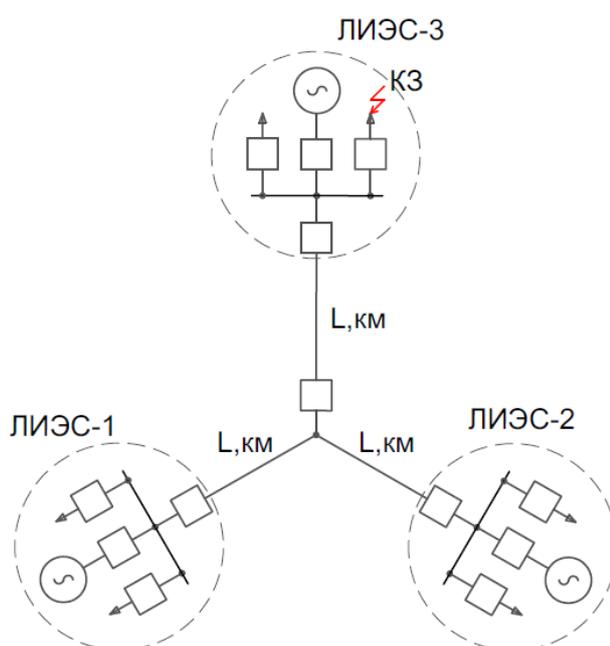


Рисунок 4.23 – Схема ОЭСММ с тремя ЛИЭС

Цель исследования состояла в оценке влияния факторов, определяющих динамическую устойчивость работы генераторов в ОЭСМ. К числу таких факторов отнесены:

- длительность короткого замыкания,
- разница в сбалансированности ЛИЭС, входящих в ОЭСММ (загруженность внешних связей ЛИЭС обменными перетоками мощности),
- сила электрических связей между ЛИЭС, входящих в ОЭСММ.

При проведении расчетов необходимо было определить параметры работы ЛИЭС, при которых возможно сохранить параллельную работу ЛИЭС при устранении КЗ, а также определить зависимость данного условия от топологии ОЭСММ, в частности – от длины системообразующих линий между ЛИЭС.

Ключевыми параметрами, при которых должна обеспечиваться динамическая устойчивость, является напряжение в узлах генерации и взаимный угол δ расхождения ЭДС при сохранении параллельной работы двух и более ЛИЭС.

Для определения данных параметров произведены расчеты уровней остаточного напряжения на шинах ЛИЭС и угол δ при возникновении КЗ на присоединении ЛИЭС-3.

На рисунке 4.24 приведена осциллограмма напряжений на шинах электростанции ЛИЭС-1...ЛИЭС-3 при КЗ на отходящем фидере ЛИЭС-3. В доаварийном режиме нагрузка генерации ЛИЭС-1 и ЛИЭС-2 составляет 5 % и 95 % соответственно (максимальная разница сбалансированности). В момент t_0 происходит КЗ на отходящем фидере в ЛИЭС-3. В виду снижения напряжения на пусковых органах делительной автоматики опережающего действия (уставка принята $0,8 U_{ном}$, $t_{уст} = 0,02$ с) через полное время опережающего отделения $0,07$ с происходит отключение ЛИЭС-1 и ЛИЭС-2 от единой ОЭСММ. Через время, равное времени отключения КЗ на поврежденном фидере ЛИЭС-3, происходит восстановление напряжения на шинах генераторов ЛИЭС-3.

В виду высокой загрузки ЛИЭС-2 и ЛИЭС-3 и отсутствия резервных мощностей происходит снижение частоты в изолированных ЛИЭС-2,3 и отключению части нагрузок. В ЛИЭС-1 в виду небольшой загрузки сохраняется сбалансированный режим работы и удержание частоты.

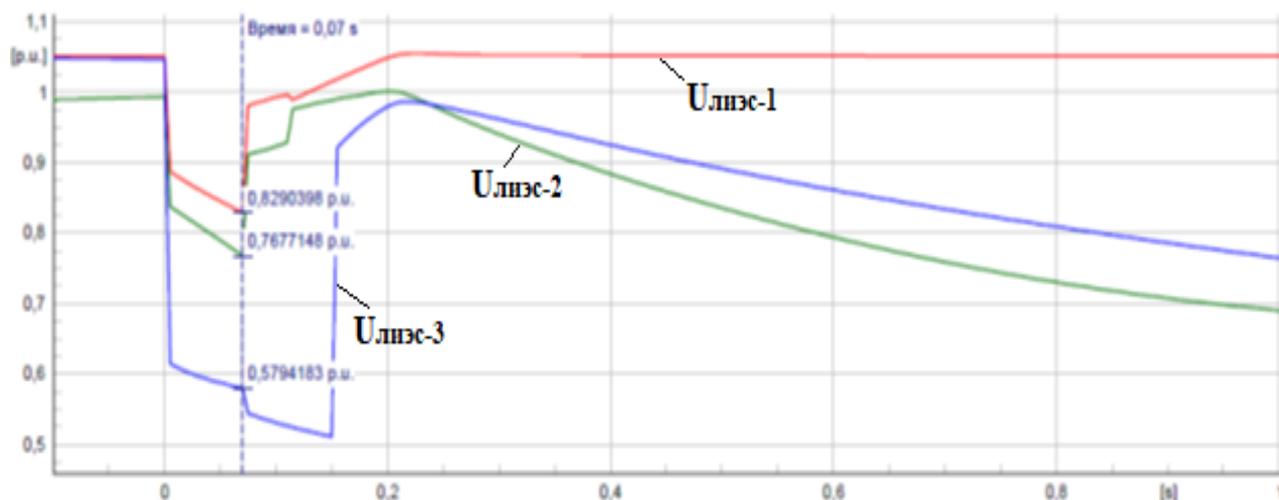


Рисунок 4.24 – Процесс с полным разделением ОЭСММ на части при КЗ (загрузка ЛИЭС-1/ЛИЭС-2 – 0,05/0,95 о.е., длина $L = 10$ км)

При данном значительном перекосе сбалансированности различных ЛИЭС-1,2 наблюдается снижение напряжений на шинах ЛИЭС-3 и ЛИЭС-2 ниже уставки 0,8 Уном, что приводит к срабатыванию автоматики опережающего сбалансированного деления и разделению ОЭСММ на отдельно работающие ЛИЭС.

На рисунке 4.25 представлен процесс с сохранением устойчивости работы при меньшей несбалансированности ЛИЭС-1,2 (мощность загрузки генерации 0,2 и 0,8 о.е.), где наблюдается значительно меньшее снижение напряжения на шинах ЛИЭС-1,2 при КЗ в ЛИЭС-3. Максимальный взаимный угол δ расхождения ЭДС ЛИЭС-1 и ЛИЭС-2 при этом составляет $10,5^\circ$, что является допустимым (область устойчивой работы определяется диапазоном углов δ от 0° до 90°).

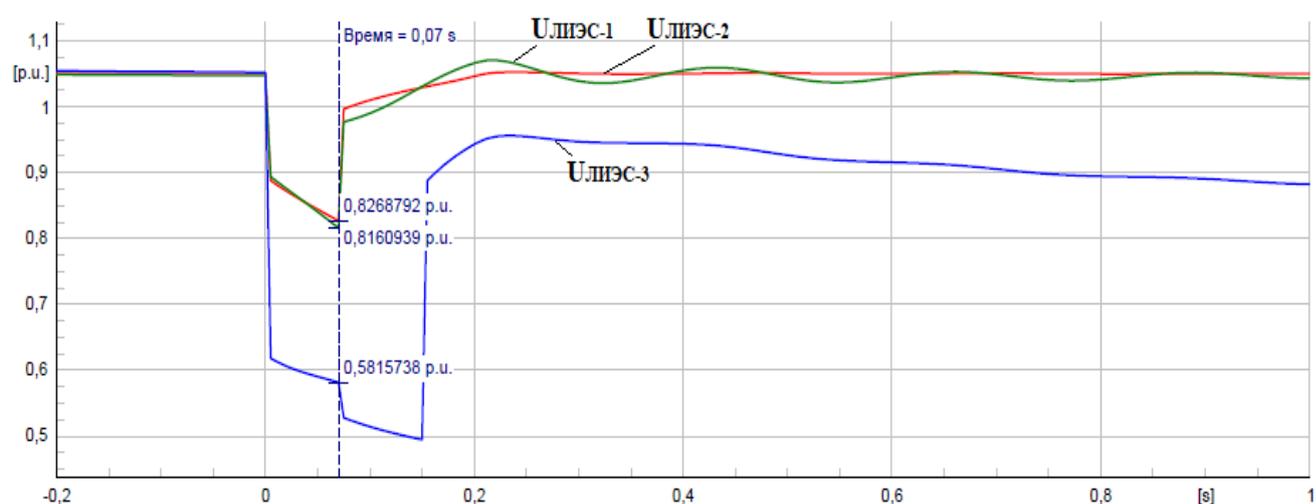
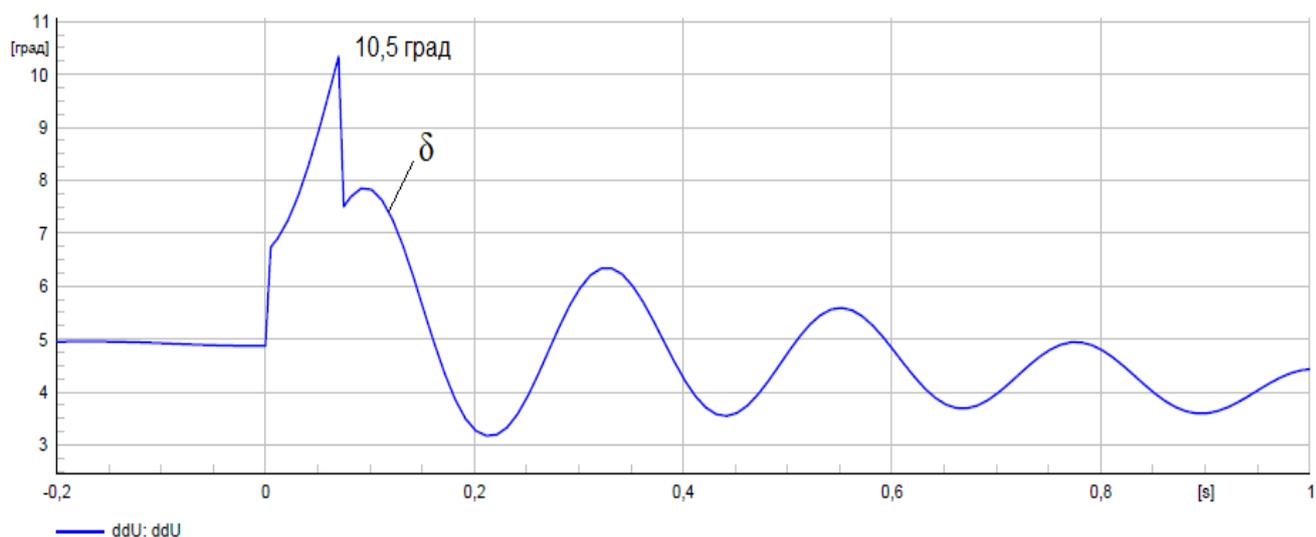


Рисунок 4.25 – Процесс с частичным разделением ОЭСММ при КЗ
(отделение только ЛИЭС- 3)

По результатам многочисленных расчетов с вариацией несбалансированности ЛИЭС сделан вывод о том, что диапазон допустимой исходной несбалансированности ЛИЭС в доаварийном режиме является достаточно широким – в рассматриваемой схеме устойчивость сохраняется при несбалансированности 20/80 % и ниже.

Исследовано также влияние расстояния (силы электрических связей) между ЛИЭС, входящих в ОЭСММ, на сохранение устойчивости работы. На рисунках 4.25, 4.26 приведена зависимость изменения величин остаточных напряжений на шинах ЛИЭС-1 и ЛИЭС-2 при КЗ в ЛИЭС-3 от длины L , между ЛИЭС.

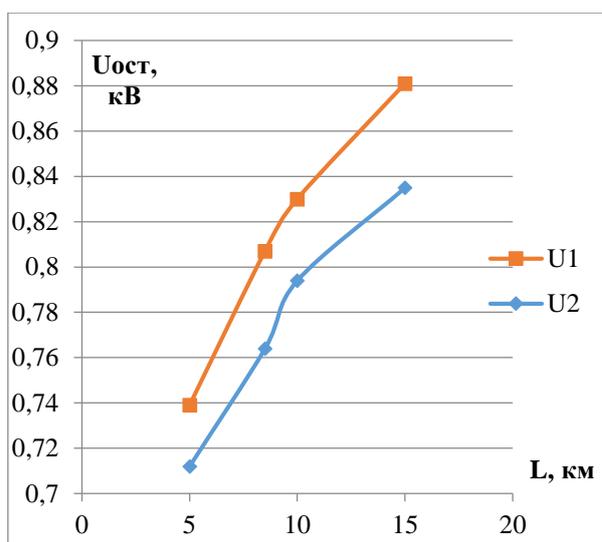


Рисунок 4.25 – Изменение остаточных напряжений на шинах генераторов ЛИЭС в зависимости от длины L , (загрузка ЛИЭС-1/ЛИЭС-2 – 0,1/0,9 о.е.)

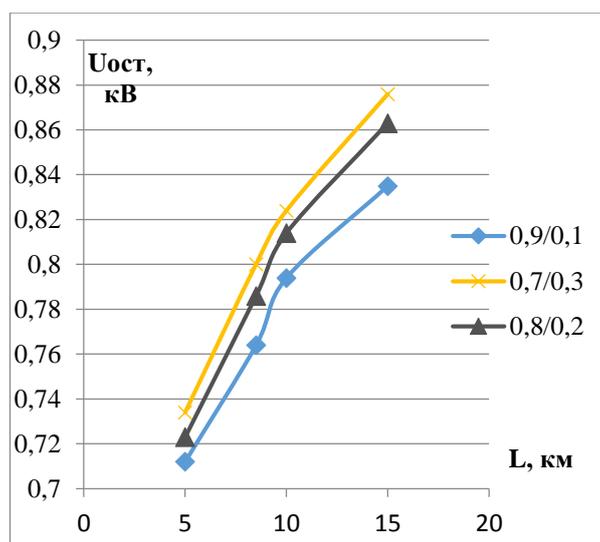


Рисунок 4.26 – Изменение остаточных напряжений в зависимости от длины L при различных загрузках генерации ЛИЭС-1/ЛИЭС-2

Из графиков видно, что уровень остаточного напряжения на шинах ЛИЭС значительно снижается при уменьшении длины системообразующих ЛЭП, что приводит к разделению ОЭСММ на отдельно работающие ЛИЭС при КЗ. Так при длине L менее 7 км сохранить даже частичную параллельную работу ЛИЭС в ОЭСММ при любом КЗ в сети становится невозможным, но устойчивость работы ОЭСММ за счет перехода к нормальным режимам автономной работы сохраняется.

Выводы по главе 4

В виду малой инерционности вращающихся масс энергоблоков электростанций ЛИЭС определяющими факторами устойчивости параллельной работы генераторов в ОЭСММ является сброс/наброс нагрузок, длительность КЗ, эффективность противоаварийного разделения. Исследования показали, что в случае укрупнения общей установленной мощности ОЭСММ устойчивость параллельной работы с внешней энергосистемой, динамическая стабильность

частоты в автономном режиме повышается. Так, максимальное динамическое изменение частоты уменьшается более чем на 50 % при увеличении мощности ОЭСММ за счет объединения 3-х ЛИЭС. Наличие несинфазных качаний в ОЭСММ при внутренних возмущениях обусловлено различием параметров ЛИЭС, загрузки энергоблоков, что приводит к увеличению длительности переходного процесса, однако при этом частоты, как правило, остаются в допустимых пределах, а срабатываний противоаварийной автоматики с отключением нагрузок и/или генерации не происходит.

Объединение ЛИЭС в ОЭСММ повышает успешность пусков мощных АД: время пуска двигателей и падение напряжения при пусках (основные показатели качества процессов пуска двигателей) снижаются на 30 и 50 % соответственно при объединении 2-3 –х ЛИЭС в ОЭСММ, что положительно сказывается на качестве и надежности энергоснабжения.

Результаты исследования на примере коммунальной ЛИЭС показывают, относительные нерегулярные колебания мощности в ОЭСММ не могут корректно оцениваться по моделям, рекомендованным для крупных энергосистем и энергообъединений и нуждаются в специальном исследовании на этапе проектирования ОЭСММ. Укрупнение мощности ОЭСММ снижает влияние нерегулярных колебаний на стабильность частоты, а подключение ОЭСММ к внешней централизованной энергосистеме позволяет практически полностью исключить данное влияние за счет обменной мощности с внешней системой.

Способность работать ОЭСММ в широком диапазоне изменения и распределения суммарной нагрузки определяется максимально возможной несбалансированностью каждой из ЛИЭС, пропускной способности межсистемных связей, а также величиной нерегулярных колебаний мощности. При укрупнении ОЭСММ выравнивается общий график нагрузки системы, снижаются относительные нерегулярные колебания мощности, что способствует повышению экономичности использования установленных генерирующих мощностей.

ГЛАВА 5 ПРИМЕРЫ ОБЪЕКТОВ С ВОЗМОЖНОСТЯМИ СОЗДАНИЯ ЭФФЕКТИВНЫХ ОБЪЕДИНЕННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ МАЛОЙ МОЩНОСТИ, ОСОБЕННОСТЯМИ ИХ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

В данной главе представлен ряд проектов, которые находятся в проработке, для которых осуществляется проверка технических возможностей создания ОЭСММ и выявление особенностей технической осуществимости.

5.1 Объединенная энергосистема малой мощности «Академическая»

Реализация пилотного проекта по созданию ЛИЭС (Minigrid) на базе существующей мини ТЭЦ «Березовое» (электрической мощностью на газопоршневых энергоблоках 5х2 МВт и тепловой на котлах около 40 МВт) с режимом параллельной работы с внешней электрической сетью ЕЭС позволила решить проблемы обеспечения качества электроэнергии, надежности электроснабжения, экономически выгодной загрузки генерирующих установок. Предложенная технология управления режимами ЛИЭС и специальная режимно-противоаварийная автоматика позволили осуществить экономически доступную интеграцию ЛИЭС с внешней региональной электрической сетью, обеспечив при этом необходимый уровень надежности и безопасности системы электроснабжения потребителей. Электрическая схема присоединения данной ЛИЭС приведена на рисунке 5.1.

Однако существует ряд ограничений на возможности развития существующего потенциала данной ЛИЭС.

Так, существуют режимы длительной изолированной работы ЛИЭС. Согласно накопленной статистике, ЛИЭС в среднем один раз в месяц переходит в режим изолированной от энергосистемы работы. Подстанция 110/10 кВ «Силикатная», через которую осуществлена связь с внешней энергосистемой, 1982 года строительства, при этом, очевидно, что в ближайшем будущем потребуется её модернизация.

Работы по реконструкции ПС могут выполняться длительное время, с применением временных строительных решений, что будет приводить к длительной изолированной работе ЛИЭС, которая приведет к негативным последствиям, задействованию дополнительных резервных генерирующих мощностей для поддержания баланса в условиях резконеурвномерной нагрузки. При этом отсутствует возможность использовать какие-либо другие точки внешней электрической сети для параллельной работы в виду отсутствия вблизи других ПС 110 кВ.

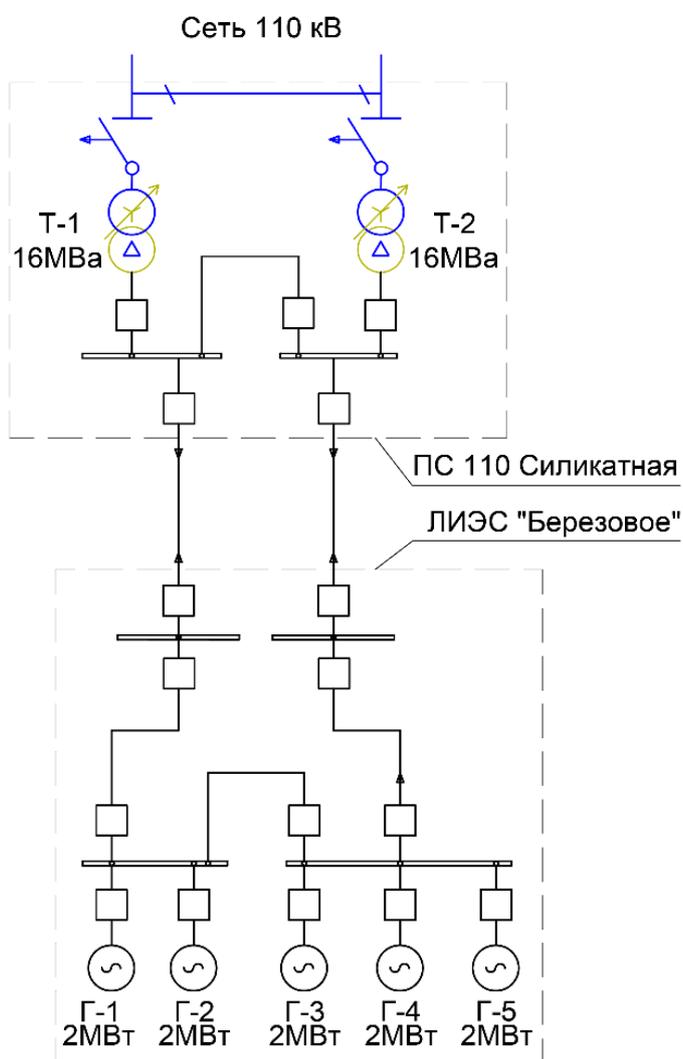


Рисунок 5.1 – Схема присоединения ЛИЭС «Березовое» к внешней электрической сети

Также существуют строгие ограничения на энергообмен между внешней электрической сетью и ЛИЭС, которые обусловлены, с одной стороны, необходимостью стабильной экономически оправданной работы генерации с выдачей мощности в электрическую сеть, а с другой стороны, необходимостью поддерживать резерв мощности на потребление из внешней электрической сети. Так, работа ЛИЭС разрешена в коридоре обменных мощностей +/- 4000 кВт. Управляемый обмен мощностью ограничен единственно возможной, жестко привязанной точкой электрического присоединения ЛИЭС к внешней энергосистеме. Дополнительно, так как нормальным режимом работы ЛИЭС является режим параллельной работы с внешней электрической сетью, сохраняется необходимость обязательного участия в ОПРЧ, что ограничивает применение «гибких» характеристик регулирования частоты и мощности.

Наличие поблизости других источников собственной генерации малой мощности позволяет рассмотреть возможность создания ОЭСММ с целью значительного расширения технологических возможностей ЛИЭС. Так, существующий энергоцентр (миниТЭЦ) собственных нужд (мощностью 6x2 МВт) ФГБУ «НМИЦ имени академика Е.Н. Мешалкина» Минздрава России изначально предназначался и создавался для устранения недостатка энергетических мощностей и увеличения надёжности тепло и электроснабжения клиники.

«Правые Чемы» на базе мини ТЭЦ мощностью 5x2 МВт, предполагается к созданию в результате реконструкции котельной, выработавшей свой ресурс. Особенностью каждой ЛИЭС является их возможность работать на самобалансе, т.е. имеется избыточность генерации по сравнению с собственной нагрузкой ЛИЭС.

Все электрические станции электростанции ОЭСММ «Академическая» расположены на расстоянии до 10 км и могут быть электрически связаны на генераторном напряжении 10 кВ.

Структурная электрическая схема ОЭСММ представлена на Рисунке 5.2.

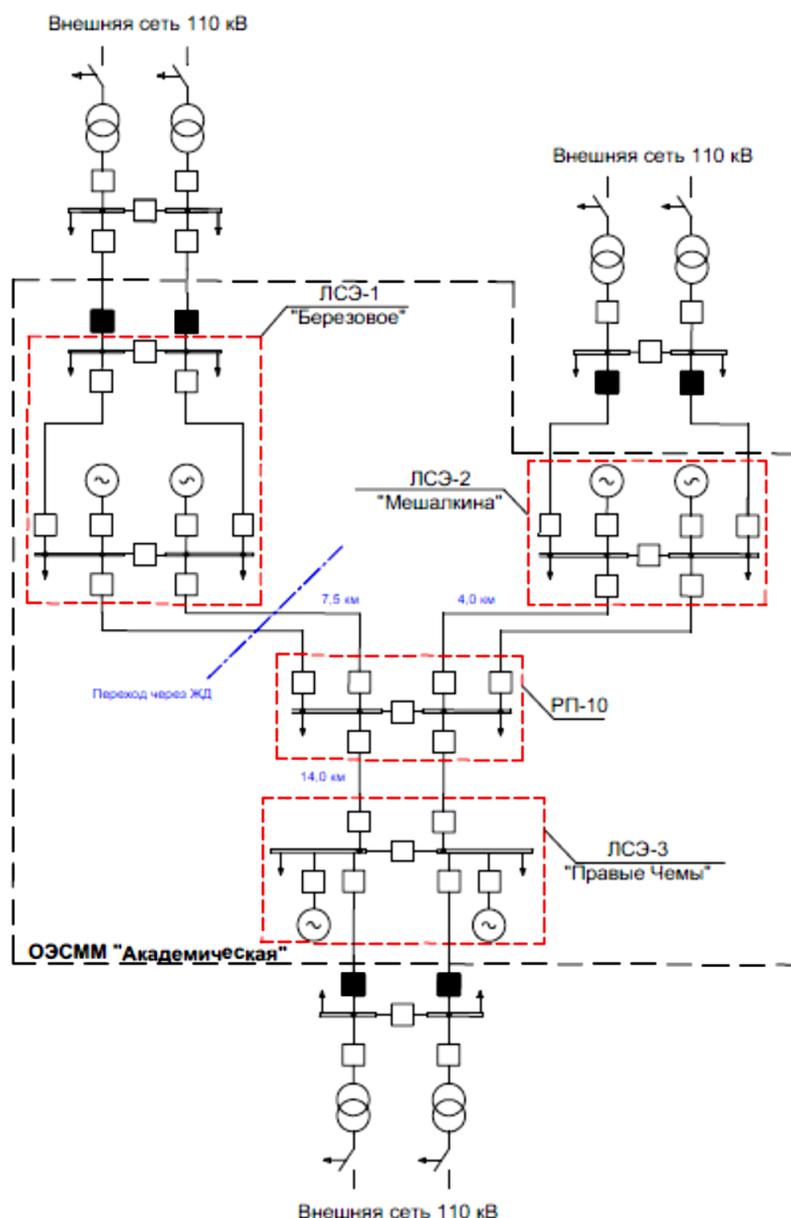


Рисунок 5.2 – Схема основной сети ОЭСММ «Академическая»

Интеграция ЛИЭС «Березовое», ЛИЭС клиники «им. Мешалкина», ЛИЭС «Правые Чемы» в ОЭСММ Советского района города Новосибирска позволит обеспечить резервирование питания всех или части потребителей каждой отдельно взятой ЛИЭС, создать надежную и экономически эффективную изолированно работающую энергосистему малой мощности ОЭСММ «Академическая» (название принято в соответствии с географическим расположением, и, при этом, не возникнет необходимость в преодолении технологических и административных барьеров для интеграции каждой из ЛИЭС в сеть централизованного энергоснабжения).

Созданный энергетический объект, обладающий свойствами современных Minigrid, способен к автономной работе, обеспечивая надежное и качественное энергоснабжение потребителей, экономически эффективное устройство и функционирование, будет обладать самодостаточностью собственных систем технологического и противоаварийного управлений для осуществления эффективной автономной и параллельной с внешними объектами работы.

Для получения всех положительных системных эффектов от создания ОЭСММ, необходимо решить полный комплекс задач ее проектирования, включая обеспечение балансов активной и реактивной мощностей, определения и поддержания резервных мощностей, разработки систем первичного и вторичного регулирования частоты и напряжения, противоаварийного управления.

Предлагаемая ОЭСММ способна обеспечить стабильную длительную работу в изолированном режиме при широком изменении и распределении суммарной нагрузки. Так диапазон мощностей нагрузок, при которой обеспечивается нормальная работа ОЭСММ в изолированном режиме составляет в пределе 2-30 МВт.

Особое значения при расчетах балансов и режимов необходимо уделить выбору межсистемных системообразующих связей. В режиме полной сбалансированности всех ЛИЭС пропускная способность межсистемных связей определяется нормируемой резервной мощностью генерации в ОЭСММ, которая как правило принимается равной мощности самого крупного генератора, т.е. 2,5 МВт.

Режим максимальной аварийной несбалансированности может возникнуть в случае погашения полностью загруженной электростанции наиболее мощной ЛИЭС (10 МВт). В этом случае АЧР должна будет отключить суммарно около 9 МВт (с учетом регулирующего эффекта нагрузки и генерации по частоте), по 3 МВт в каждой из ЛИЭС, максимальная загрузка сечений составит 4.5 МВт. Для обеспечения такой пропускной способности межсистемной связи необходимо выбрать кабельные связи 2ААБ2л-10-3х185 мм². Полное погашение электростанции хотя и является маловероятным, но может быть принято в качестве

расчетного условия, определяющего требования к пропускной способности сети, противоаварийной автоматике.

ОЭСММ «Академическая» имеет возможность осуществлять параллельную работу с внешней электрической сетью (сетью ЕЭС) через подключение к трем подстанциям 110/10 кВ (Силикатная, Шлюзовая, Сеятель). При этом выдача избытков электрической мощности ОЭСММ целесообразна там, где это более необходимо, и экономически выгодно. В частности, ОЭСММ может служить резервным источником питания для потребителей внешней энергосистемы в районах подстанций Силикатная, Шлюзовая, Сеятель.

ОЭСММ «Академическая» характеризуется низкой наблюдаемостью электрических сетей в виду сооружения распределительных устройств в прошлые годы, отсутствием каналов связи между объектами. Сооружение единого диспетчерского пункта управления потребует оснащение существующего и вновь вводимого оборудования средствами высокой степени автоматизации, необходимость сооружения надежных взаиморезервируемых каналов связи, что в условиях плотной городской застройки экономически нецелесообразно, поэтому для управления балансом активной (в изолированной режиме) и реактивной мощности создаваемой ОЭСММ, целесообразно применить предложенные способы децентрализованного регулирования частоты и напряжения в сети [57,68,98], обеспечивающие независимость технологического управления от системы управления внешней электрической сети, самонастройку по структуре, составу оборудования и уставкам регулирования.

Правила предложенного децентрализованного регулирования частоты в ОЭСММ и изменения плановой загрузки электростанций были представлены (см. раздел 3.3.):

1. Участие всех генераторов в первичном регулировании обязательно;
2. Установлена приоритетность участия электростанции для астатического (вторичного) регулирования;
3. В случае превышения неэффективности вторичного регулирования более 2-ух временных тактов, вторичное регулирование на электростанции прекращается

4. При выявлении неэффективности вторичного регулирования на интервале времени заданной кратности такта времени для генераторов, включенных в ранжированный перечень их привлечения ко вторичному регулированию, вторичное регулирование вводится на соответствующей электростанции из этого перечня.

5. При одностороннем отклонении частоты на полном такте времени, на электростанциях, не входящих в перечень для участия во вторичном регулировании, запускается коррекция мощности, направленная на устранение возникшей несбалансированности режима, продолжительностью не более длительности такта времени. Фиксируется величина изменения мощности до восстановления частоты и производится дополнительное изменение заданной кратности по отношению к введенной до восстановления частоты для восстановления резерва мощности на ведущей по частоте электростанции.

6. Изменение загрузки электростанций, помимо воздействий для регулирования частоты, разрешается в двух случаях и со временем отработки не более длительности тактового интервала:

- После выявления зависания отклонения частоты от уставки разрешается изменение загрузки в направлении снижения этого отклонения.

- После подтверждения эффективности вторичного регулирования на предшествующем такте времени.

7. Расчеты и анализ режимов ОЭСММ при автономной и параллельной с внешней электрической сетью работе, анализ требований нормативных документов для объектов, подключаемых к сети ЕЭС, опыт реализации пилотного проекта создания ЛИЭС, позволяют обосновать основные технические решения по схеме выдачи мощности и управлению режимами:

- Использование специализированной автоматики сбалансированного отделения (ОСД) ОЭСММ от внешней электрической сети при внешних КЗ, ОСД ЛИЭС каждой из подсистем.

- Использование различных вариантов схем выдачи мощности ЛИЭС в составе ОЭСММ для осуществления возможности автономной и параллельной работы.

- Для эффективного управления режимами ОЭСММ используется распределенное мультиагентное управление.

-

- На всех сечениях используется блокировка (при необходимости) включения ЛИЭС между собой и с внешней сетью;

- Автоматическое восстановление режима параллельной работы ОЭСММ с внешней электрической сетью;

- Необходимость компенсации токов ОЗЗ при объединении ЛИЭС между собой на генераторном напряжении. Необходимость разделения основной сети ОЭСММ разделительными трансформаторами с целью снижения суммарного тока ОЗЗ;

- Ближнее резервирование ОСД;

- Автоматический выбор станции, ведущей частоту в ОЭСММ, в автономном режиме, состава работающего генерирующего оборудования, обеспечивающего выдачу свободных мощностей в сеть и постоянную готовность к спорадическому отделению;

- Исключение подпитки от ОЭСММ и входящих в нее Minigrid отключенных линий 110 кВ, питающих ПС присоединения 110 кВ внешней сети;

- Недопустимость подпитки 110 кВ или районов внешней сети при их выделении с режимом изолированной нейтрали.

Переходу данного объекта в статус «пилотный» препятствуют ограничения по осуществлению деятельности ФГБУ «НМИЦ имени академика Е.Н. Мешалкина», которая регулируется Министерством здравоохранения Российской Федерации. Данному учреждению запрещено оказывать услуги, отличные от услуг в сфере здравоохранения [99], в том числе по оказанию системных услуг в энергетике и обеспечению системной надежности [100-102]. Решением данного

вопроса могло бы стать изменение юридического статуса энергоцентра с последующим объединением в ОЭСММ «Академическая».

5.2 Объединенные энергосистемы малой мощности изолированных районов Сахалинской области

В связи с островным расположением Сахалинской области и недостаточностью развития электросетевого комплекса, Сахалинская область не связана с материковой ЭС и не имеет единой собственной энергосистемы, охватывающей весь регион. На территории области расположен ряд локальных энергорайонов и энергоузлов, изолированно работающих для энергоснабжения отдаленных населенных пунктов. Особенно затруднительным для осуществления централизованного электроснабжения является электроснабжение отдаленных Курильских островов. В итоге каждый остров включает в себя несколько изолированных энергорайонов.

Источниками энергии изолированных энергорайонов Курильских островов являются ряд небольших тепловых электростанций, представляющих собой блок-станции, дизельные электростанции и мини-ТЭЦ. Крупнейшими из них являются ДЭС «Южно-Курильская» — 9,253 МВт, ДЭС в с. Китовое — 7,552 МВт, Мини-ТЭЦ «Сфера» — 7,2 МВт, блок-станция в г. Томари — 6,5 МВт, блок-станция в г. Холмск — 5 МВт.

Согласно [103] основной проблемой в сфере электроэнергетики Сахалинской области являются технологическая изолированность территориальной энергосистемы и неразвитость электрической сети, что приводит к необходимости содержания повышенного резерва установленной генерирующей мощности для обеспечения необходимой надёжности энергоснабжения. Всё это требует замещения существующих генерирующих мощностей и ввода новых источников.

Предшествующее строительство ДЭС, как основных источников питания, соответствовало тому уровню технологического развития, когда необходимо было осуществлять энергоснабжение изолированных районов региона. Однако существует ряд ограничений и недостатков, связанных с применением ДЭС.

Доставка топлива осуществляется морским путем, что вынуждало организовывать большие системы топливохранения на случай неблагоприятных погодных условий, а возможности резервирования ограничены существующими кабельными связями, которые также могут быть нарушены.

Необходимость увеличения мощностей существующих ДЭС при росте нагрузок (в том числе потребителей тепловой мощности, например, тепличных комплексов) и отсутствие возможности выполнения планового технического обслуживания в связи с выработкой оборудованием своего ресурса, приводят к необходимости полной замены существующего и ввода нового генерирующего оборудования.

Организация энергоснабжения изолированных районов на базе ДЭС является экономически затратной, экологически небезопасной и не обеспечивает надежного и безопасного энергоснабжения, в связи с чем потребовалось осуществить поиск альтернативных источников энергии и организации системы энергоснабжения в целом.

Использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ) для энергоснабжения регионов не дало положительных результатов. Так, введенные в 2002 на о. Кунашир и в 2007 на о. Итуруп геотермальные станции оказались технически и экономически неэффективными и были выведены из эксплуатации в 2016 и 2013 годах соответственно.

С целью оценки технического состояния существующих объектов по производству электроэнергии на Курильских островах, автором работы в период с 13.10.23 по 20.10.23 г. было выполнено предпроектное визуальное обследование одной из ДЭС на о. Кунашир в пос. Южно-Курильск. Результаты обследования приведены в Приложении Г. Выявлено неудовлетворительное техническое состояние генерирующих установок, электросетевого хозяйства. Установлены значительные шумовые показатели при работе ДЭС, а также возможные риски нарушения экологической обстановки в виду близкого размещения ДЭС на берегу Южно-Курильского пролива и вероятных утечек дизельного топлива.

Все перечисленные выше причины привели к пересмотру использования дизельного топлива на Курильских островах с его заменой на высокотехнологичный экологически чистый вид топлива – природный газ. Это нашло отражение в утвержденной ПАО «Газпром» и руководством Сахалинской области программе развития газоснабжения и газификации региона на 2021-2025 гг. [104], подписанной в сентябре 2020 г., согласно которой в 2023 г. начинается поставка сжиженного природного газа (СПГ) на о. Итуруп и о. Кунашир. Тогда же предусматривается, что будут запущены системы приема/хранения и регазификации.

В качестве примера рассмотрим Курильский энергоузел, который обеспечивает энергоснабжение о. Итуруп, представленный 4-мя изолированно работающими энергорайонами (г. Курильск, с. Китовый, с. Ясный, с. Рыбаки, с. Рейдово). Районы расположены друг от друга на расстоянии 3-7 км и обеспечивают энергоснабжение около 6 тыс. человек. Энергорайоны связаны между собой ЛЭП 6 и 35 кВ. Передача и распределение электроэнергии от источников к потребителям осуществляется по сетям напряжением 0,4 - 6 кВ. Общая мощность ДЭС — 14,02 МВт. В 4-м квартале 2023 г. в районе села Китового ПАО «Газпром» построил завод СПГ, что позволяет перевести систему энергоснабжения с ДЭС на Газопоршневые станции. Важно отметить, что ввиду своего изолированного характера, локальные энергорайоны сбалансированы по производству и потреблению электроэнергии

Появление устойчивой газовой генерации, сбалансированность изолированных энергорайонов и возможность применения современных технологических решений создает предпосылки к организации локальных МиниGRID (ЛИЭС). Размещение ЛИЭС на относительно небольших расстояниях 3-6 км, наличие существующих (но не эксплуатирующихся) электрических связей между районами позволяет объединить их на генераторном напряжении в единую ОЭСММ. Географическая схема предлагаемой ОЭСММ приведена на Рисунке 5.3.

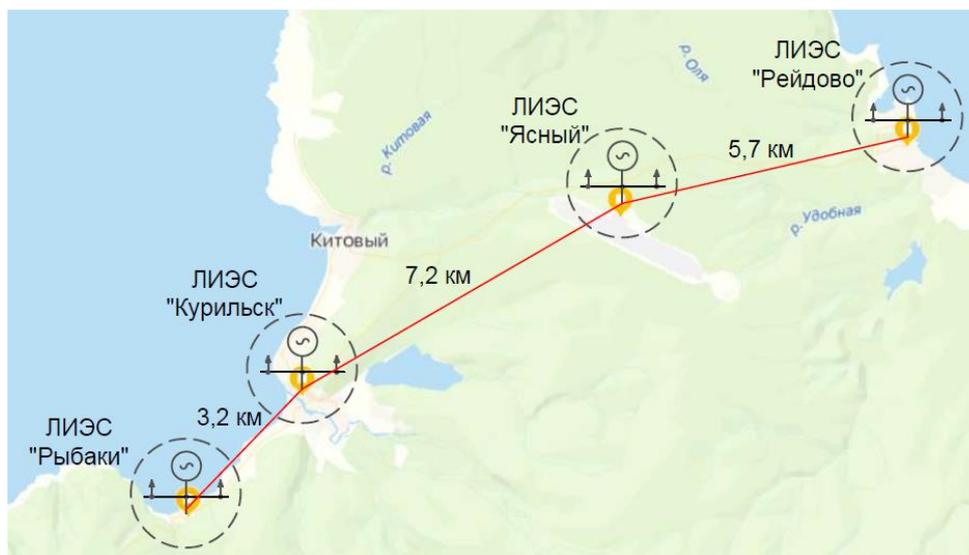


Рисунок 5.3 – Географическое расположение ЛИЭС

Необходимо отметить, что традиционное объединение энергорайонов потребует организации единого диспетчерского управления, усложнения системы РЗА и ПА, строительство дополнительных электросетевых объектов, что в условиях труднодоступности острова является экономически нецелесообразным.

Создание ОЭСММ на основе децентрализованного мультиагентного управления режимами ОЭСММ позволит решить проблему дефицита электрической мощности, перераспределить нагрузку в ОЭСММ, осуществить безопасное мультиагентное управление и создать возможность дальнейшего расширения энергосистемы путем присоединения новых ЛИЭС.

5.3 Объединенная энергосистема при объединении двух энергосистем с подключением к внешней электрической сети

Рассмотрим энергосистему, предназначенную для энергоснабжения Харьягинского нефтяного месторождения, расположенного в Республике Коми РФ.

Развитие схемы энергоснабжения месторождения происходило поэтапно. На 1 этапе в 1988 г. была сооружена ПС 220/35/10 кВ, подключенная ОЭС Северо-Запада, и предназначенная для электроснабжения потребителей строительного периода и наращивания электрических нагрузок в прилегающем к ПС районе (электроснабжение нефтяных кустов). По мере освоения месторождения возникла

необходимость сооружения 2-ух энергоцентров (ГТЭС) для снабжения электрической и тепловой энергией удаленной инфраструктуры нефтяного месторождения. Основным топливом для установок является попутный нефтяной газ, резервным – дизельное топливо. Было сооружено: 1) ГТЭС-1, 4 блока ГТУ Siemens SGT200 (4x6,08 МВт), суммарной мощностью 24,32 МВт; 2) ГТЭС-2, 2 блока ГТУ Solar Turbines Titan 130 (2x13,426 МВт) суммарной мощностью 26,853 МВт. Мощность обеих ГТЭС рассчитывалась исходя из необходимости работать в изолированном режиме длительное время (имелся резерв по мощности).

Структурная схема энергообъектов рассматриваемого района приведена на Рисунке 5.4.

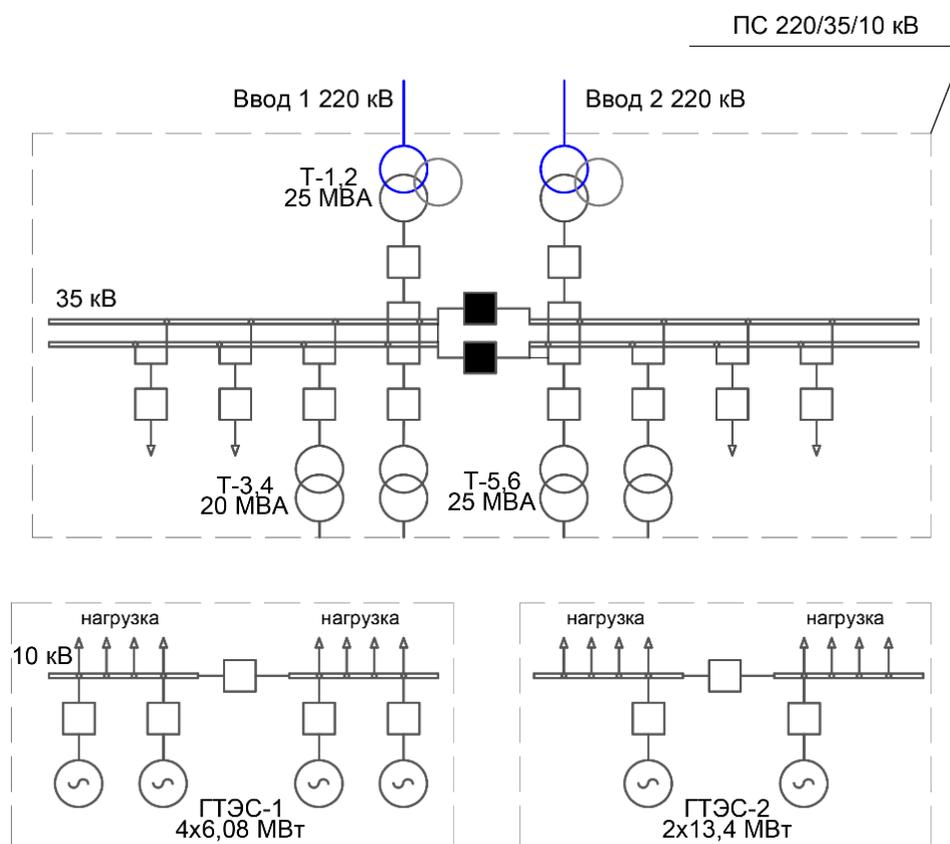


Рисунок 5.4 – Исходная схема

Работа станций в изолированном режиме не обладала должной надежностью и приводила к частым остановам технологического оборудования, что негативно сказывалось на объемах добычи нефти и эффективности производства. При перерывах электроснабжения разворот станций требовал значительных

оперативных и технических мероприятий для возобновления электроснабжения потребителей. На период этих работ требовалось наличие дополнительных резервных источников электроснабжения (ДГУ). Необходимость повышения уровня надежности электроснабжения и стабильности работы генерирующего оборудования стала причиной для присоединения изолированных энергорайонов с ГТЭС к внешней энергосистеме.

Решение задачи предполагает 3 варианта, которые схожи между собой по топологии и объемам сооружаемого электросетевого хозяйства, но значительно отличающиеся по характеристикам надёжности, управления режимами, и, в итоге, эффективности работы всех энергообъектов.

Вариант 1 – подключение ГТЭС к внешней энергосистеме с работой АВР.

Рассматривается вариант независимого присоединения каждого из энергорайонов к внешней электрической сети с подключением к шинам 35 кВ ПС 220/35/10 кВ через понижающие трансформаторы 35/10 кВ (Рисунок 5.5).

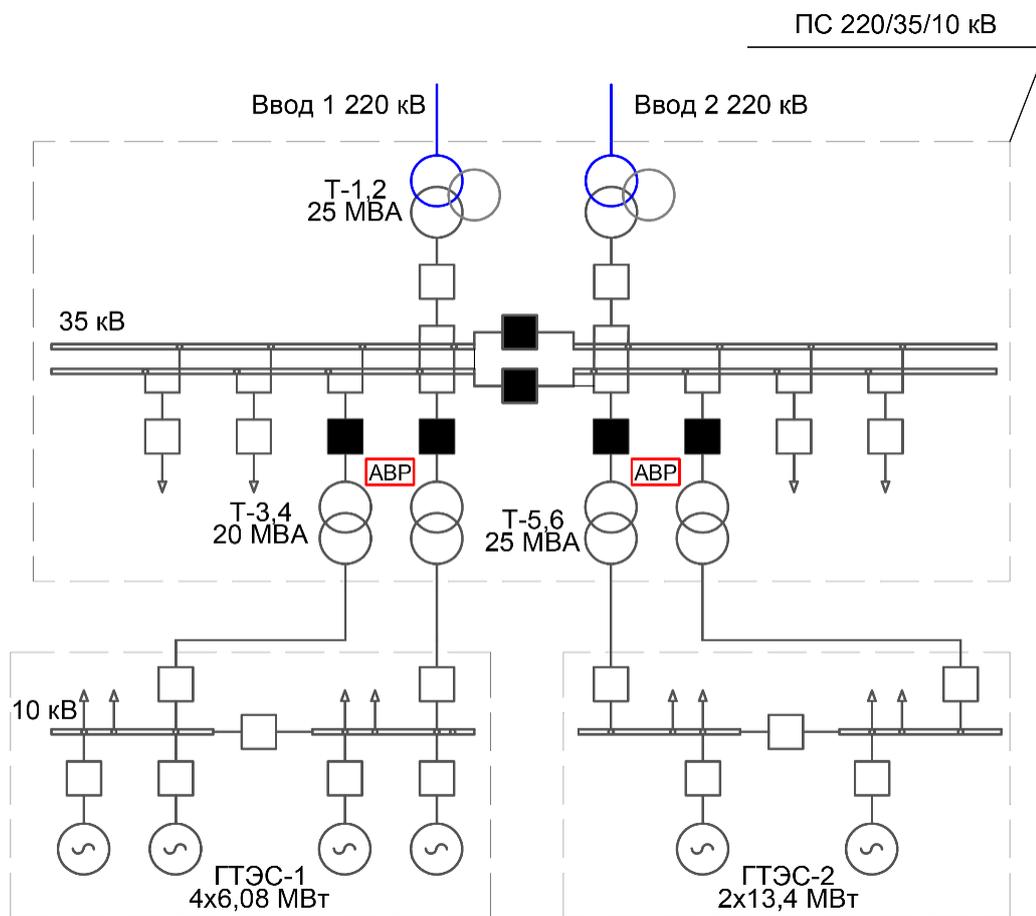


Рисунок 5.5 - Подключение ГТЭС к внешней энергосистеме с работой АВР

Параллельная работа с внешней энергосистемой запрещена и питание нагрузки энергорайонов от внешней сети может быть обеспечено только при аварийном останове ГТЭС.

Данная схема подразумевает наличие необходимого сетевого резерва, достаточной пропускной способности трансформаторного и другого электросетевого оборудования. Однако развитие месторождения не позволяет снижать мощности потребления, а наоборот, приводит к их увеличению. Необходимость поддержания значительного сетевого резерва является дорогостоящей сетевой услугой, что ограничивает развитие энергосистемы потребителей в целом, а недостаток резервов внешней сети приведет, при срабатывании АВР, к потере важной технологической нагрузки.

Возможность длительной работы в островном режиме привела к необходимости применения специальных средств противоаварийного и режимного управления, таких как Система управления энергосистемой (Power Management System/PMS) и Система сброса нагрузки (Load Shedding System/LSS) [105], которые реализуют интегрированный набор функций контроля и управления производством электроэнергии, а также обеспечивают отключение потребителей по заранее определенному перечню для обеспечения безаварийной работы электростанции в пределах заданных параметров (напряжения и частоты), вследствие изменения объема потребления или производства электроэнергии.

Для реализации данных систем потребовалась реализация полного контроля состояния электрической сети во всех её точках, установка шкафов ввода-вывода PMS, собирающих аналоговые сигналы тока и напряжения, состояние выключателей и разъединителей, сигналы аварийного отключения и неисправности, осуществление управления выключателями (включение и отключение) и разъединителями; создание цифровых каналов связи для задания режимов и уставок регулирования активной и реактивной мощности, получения данных о горячем резерве каждого генератора и другие данные.

Указанные недостатки приводят к необходимости синхронной параллельной работы энергорайонов с внешней электрической сетью

Вариант 2 – Синхронная независимая работа ЛИЭС с внешней энергосистемой

Высокий уровень автоматизации и возможность оснащения ГТЭС необходимыми средствами режимной и противоаварийной автоматики, позволяющей осуществлять безопасное синхронное подключение к внешней электрической сети или к другим генерирующим энергообъектам, позволяют рассматривать их в дальнейшем в качестве Локальных интеллектуальных энергосистем (ЛИЭС).

Вариант развития электрической сети, обеспечивающей выдачу мощностей ТЭС-1 и ТЭС-2 и электроснабжение действующих объектов месторождения, приведен на Рисунке 5.6.

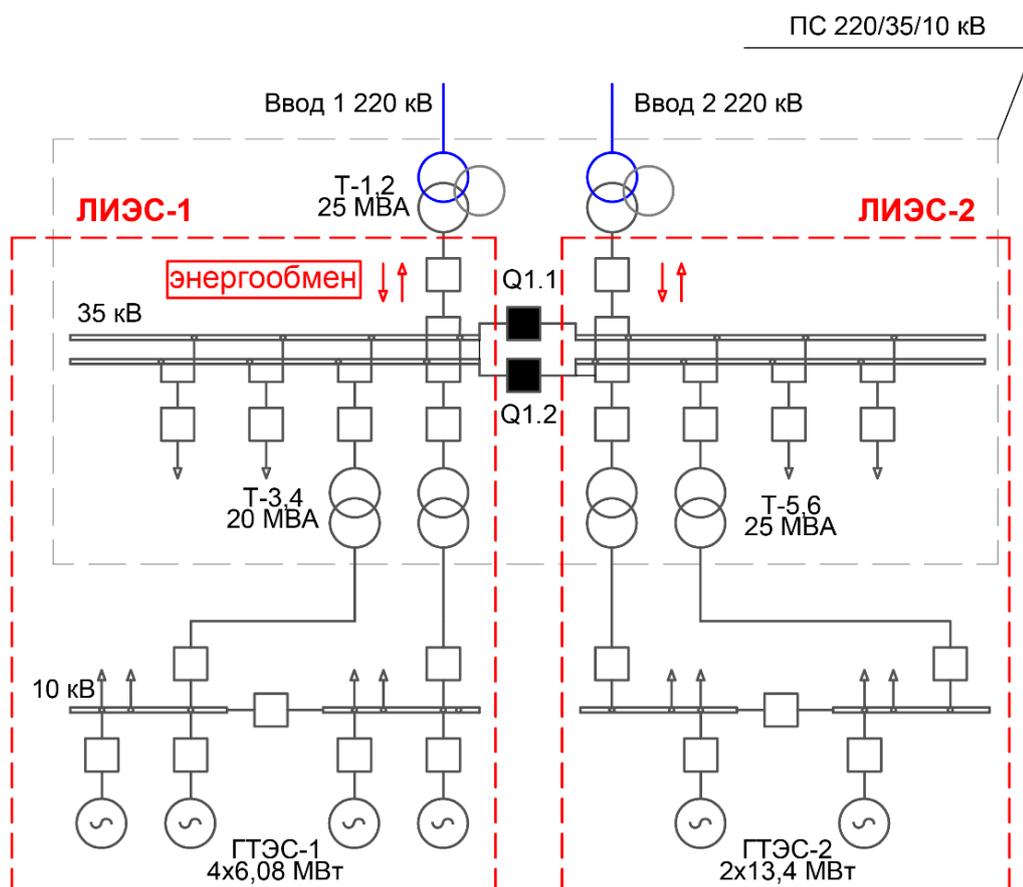


Рисунок 5.6 - независимая работа 2-х ЛИЭС с внешней энергосистемой

Предлагается оптимальный вариант независимого присоединения энергорайонов с ГТЭС к внешней энергосистеме к шинам РУ-35 кВ через блочные

трансформаторы 10/35 кВ с возможностью параллельной синхронной работы и обеспечением необходимого энергообмена для стабильной работы генерации и надежного электроснабжения потребителей. Данный вариант обеспечивает необходимый уровень надежности и бесперебойности электроснабжения, однако также имеет ряд недостатков.

- Энергообмен мощностями ограничен коридором, при котором обеспечивается эффективная работа генерирующего оборудования и необходимый резерв потребления от внешней электрической сети.

- Наличие разветвленных электрических сетей 10 кВ и 35 кВ приводит к частому возникновению аварийных возмущений в сети и к переходу работы ЛИЭС в автономный режим работы.

- Наличие в сети потребления мощных синхронных и асинхронных двигателей требует ввода устройств компенсации реактивной мощности в различных точках сети ГТЭС и питающей ПС.

- при согласовании технических решений на параллельную работу электросетевая организация выставила условия строительства новой ПС 220 кВ, либо комплексной реконструкции существующей, а также выполнения дополнительных значительных технических мероприятий в сети по причине появления новых генерирующих мощностей в энергорайоне, что сделало экономически нецелесообразным технологическое присоединение к внешним электрическим сетям. В итоге технические условия на технологическое присоединение так и не были получены, административный барьер не был преодолен.

- Невозможность объединения ЛИЭС-1 и ЛИЭС-2 посредством включения секционных выключателей Q1.1 и Q1.2 в связи с особенностями выполнения синхронизации двух независимо работающих ЛИЭС.

Вариант 3 – создание Объединенной энергосистемы малой мощности на базе 2-х ЛИЭС

Создание локальной объединенной энергосистемы ОЭСММ позволило бы исключить необходимость получения технических условий на присоединение к

внешней сети и устранить возникающие технологические барьеры при развитии собственной генерации, повысив при этом надежность системы электроснабжения собственных потребителей.

Объединение ЛИЭС возможно осуществить, путем сооружения межсистемных кабельных связей на генераторном напряжении, с возможностью параллельной работы ОЭС с внешней энергосистемой в одной из двух электрических точках ПС 220/35/10 кВ (Рисунок 5.7).

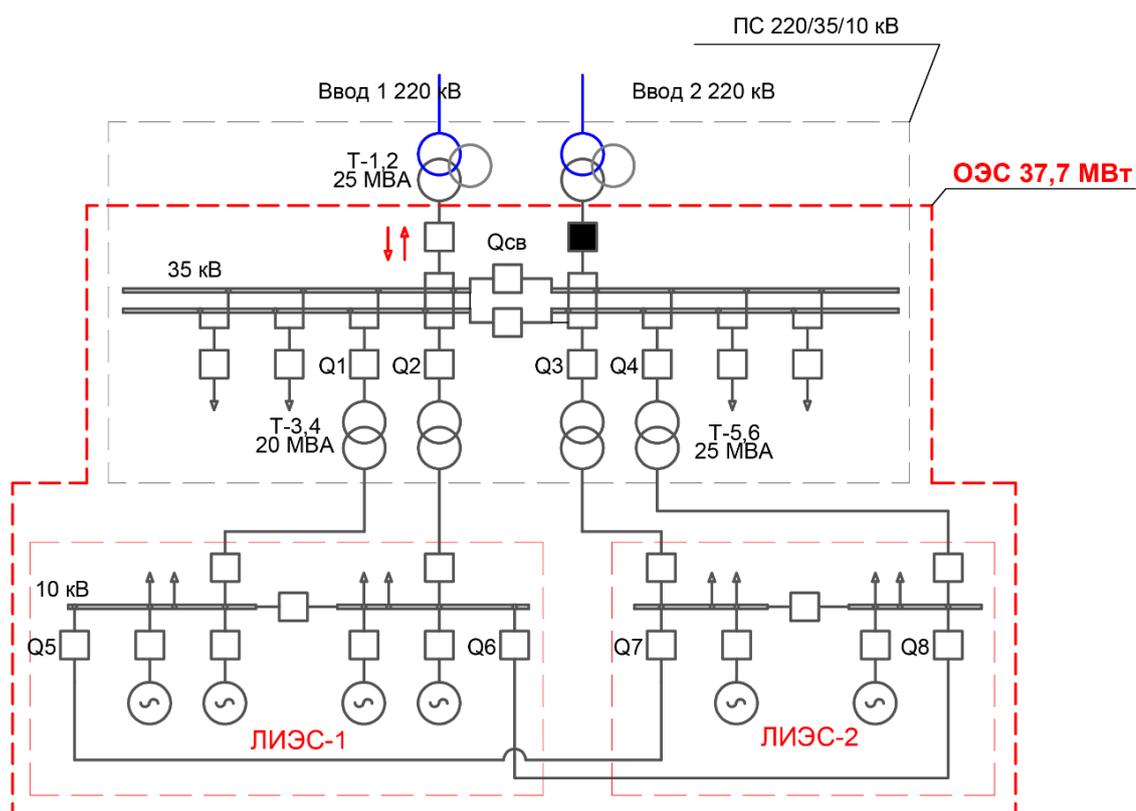


Рисунок 5.7 - Создание Объединенной энергосистемы малой мощности

Переход к работе генерирующего оборудования и нагрузок в единую ОЭС позволяет исключить необходимость реконструкции питающей подстанции, обеспечить возможности наращивания нагрузок путем создания и присоединения новых ЛИЭС. Важным свойством создаваемой ОЭС является её автономность и живучесть.

Рассмотрим на данной схеме возможности противоаварийного управления режимами ОЭС и принцип восстановления целостности ОЭС после её разделения.

При возникновении возмущения с угрозой нарушения устойчивости параллельной работы (при КЗ внутри или вне ОЭС) осуществляется работа противоаварийной автоматики, основанной на опережающем сбалансированном разделении ОЭС на части по внутренним и внешним сечениям (действие выключателей Q1-Q8 и Qсв). Действие ПА происходит до отключения КЗ в сети, результатом которого является каскадное отключение КЗ с ограничением подпитки места короткого замыкания. Применение данного способа позволяет не обеспечивать абсолютную селективность устройств РЗА, что в условиях кольцевых замкнутых схем является трудно реализуемой задачей. После разделения работоспособность отдельных ЛИЭС обеспечивается благодаря сбалансированности ЛИЭС или ОЭСММ при разделении, что позволяет работать в автономном режиме без отключения нагрузок потребителей.

После устранения возмущения необходимо восстановить целостность нормального режима ОЭС. Сначала происходит объединение ЛИЭС-1 и ЛИЭС-2 между собой (включение выключателей Q5-Q8). В виду наличия интенсивных колебаний частоты и взаимных углов при синхронизации в каждой из ЛИЭС, носящих случайный характер, необходимо применить специальное управление возбуждением и скоростью генераторов на ЛИЭС, при котором производится контроль соответствия не по двум отличным параметрам (U , δ), а совпадение одного параметра - относительных отклонений напряжения и частоты от номинальных. Регуляторы возбуждения и мощности ЛИЭС осуществляют регулирование таким образом, чтобы обеспечить равенство относительных отклонения U и f от номинальных значений в обеих активных частях ОЭС. После гармонизации осуществляется сканирование, при котором происходит вторичное согласованное низкочастотное регулирование гармонизированных U и f , исходя из имеющихся допустимых резервов регулирования напряжения и частоты. После создания необходимых условий происходит успешная синхронизация ЛИЭС-1 и ЛИЭС-2.

При восстановлении работы объединенной ЛИЭС-1,2 с внешней энергосистемой необходимо создать условия успешности работы устройств АПВ с

улавливанием синхронизма на удаленных сетевых выключателях и обеспечить синхронизацию на удаленных от ОЭС элементах сети в условиях отсутствия телепередачи данных о режимных параметрах. Это достигается также выполнением гармонизации и сканирования относительных отклонения U и f , после чего происходит включение ЛИЭС на параллельную работу с внешней энергосистемой (включение выключателей Q1-Q4 и Qсв).

Таким разом, за период времени около 200 с производится гарантированное выполнение всех условий успешной синхронизации и восстановление целостности ОЭС.

После успешной синхронизации производится выявление факта включения частей на параллельную работу и децентрализованный перевод автоматики всей ОЭС в режим поддержания нормального режима при параллельной работе.

Предлагаемая ОЭС позволяет сохранять естественную динамическую устойчивость работы при широкой вариации исходных схемно-режимных условий и возмущений, сохранять нормальный доаварийный режим или переходить в нормальный режим с автономной и/или частичной параллельной работой ЛИЭС после воздействия расчетного возмущения.

5.4 Объединенная энергосистема на базе района существующей распределительной электрической сети 6-110 кВ

В качестве наиболее масштабной схемы, имеющей предпосылки к созданию ОЭС на основе многих ЛИЭС, может быть рассмотрен энергорайон пос. Нижнесортымска (Ханты-Мансийский округ), предназначенный для энергоснабжения предприятий ПАО «Сургутнефтегаз», осуществляющих добычу сырой нефти и нефтяного (попутного) газа на Нижнесортымском, Алехинском и Северо-Алехинском месторождениях.

Развитие электрической сети происходило в следствии рекордных темпов освоения группы месторождений, начиная с 1988 г. Покрытие нагрузки осуществлялось путем строительства собственной мощной электрической сети, состоящей из подстанций и протяженных ЛЭП классом напряжения 6, 35 и 110 кВ.

Для осуществления электроснабжения было осуществлено электрическое присоединение к ЕНЭС России через магистральную подстанцию 220/110 кВ двумя ВЛ.

Однако необходимость покрытия возрастающей нагрузки и осуществление плана по углеродному менеджменту, согласно которому предусмотрено достижение нулевого рутинного сжигания попутного газа путем сокращения выбросов метана при факельном сжигании, осуществлялся поэтапный ввод генерирующих мощностей. Было построено 12 газотурбинных электростанций мощностью 6-36 МВт с единичной мощностью энергоустановок 1,54-12 МВт. Подключение ГТЭС производится через собственные 2-ух трансформаторные подстанции, мощность которых определяется полной мощностью соответствующей ГТЭС и необходимостью резервирования со стороны внешней электрической сети. Фрагмент рассматриваемой электрической сети представлен на рисунке 5.8.

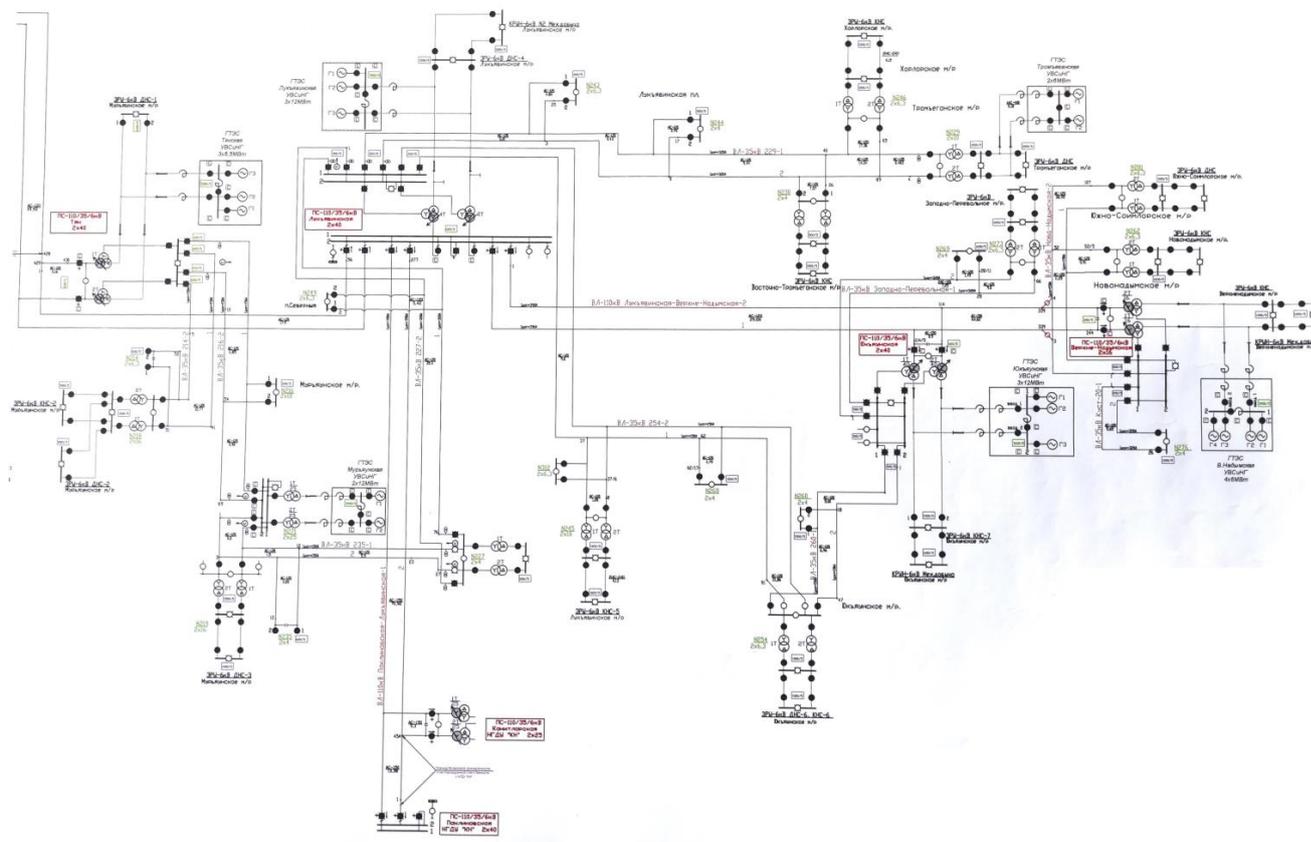


Рисунок 5.8 - Район электрической сети 6-110 кВ с 6-ю электростанциями мощностью от 6 до 36 Мвт (на схеме выделены прямоугольниками)

Мощность каждой отдельной электростанции определялась локальной нагрузкой, подключаемой к данному энергорайону, а избыточный характер генерации обусловлен необходимостью поддержания собственного резерва мощности при работе в изолированном режиме, а также электрической близостью генерации и распределительной сети 110 кВ, при КЗ в которой приводило бы к нарушению динамической устойчивости и отключению генерации от электрической сети. Структурно схема рассматриваемой сети приведена на рисунке 5.9. Таким образом, общая мощность генерации всего энергорайона составила 206 МВт при нагрузке около 185 МВт.

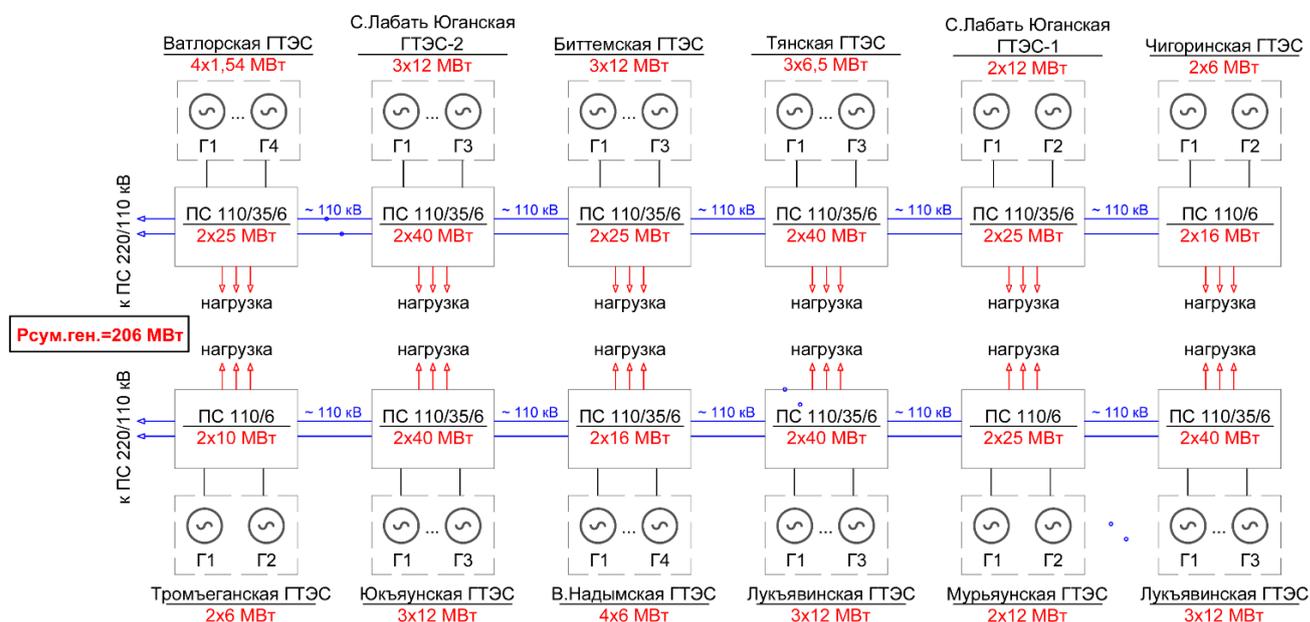


Рисунок 5.9 – Структурная схема сети, питаемой от ПС 220/110 кВ с двумя энергорайонами (АРЭС)

Наличие сбалансированных энергорайонов, содержащих собственную генерацию и локальную нагрузку, имеющую относительно ровный график потребления, позволяет при определенных условиях рассматривать их в качестве ЛИЭС. На момент строительства основных объектов электросетевого хозяйства отсутствовали технологии создания локальных интеллектуальных энергосистем и их объединения, что привело к строительству мощной электрической связи напряжению 110 кВ с целью необходимости резервирования локальных энергорайонов при аварийном отключении электростанции данного района.

Применение принципов создания ОЭС на генераторном напряжении, в частности технологии распределенного мультиагентного управления режимами ОЭС, позволило бы значительно сократить объем электросетевого строительства на напряжении 110 кВ и соответствующие капитальные затраты. Так (см. Рисунок 5.10) поэтапно могла быть создана ОЭС первого контура, объединяющая ЛИЭС-1 и ЛИЭС-2, позволяющая осуществить надежное электроснабжение нагрузок Тромъеганского и Верхненадымского месторождений. С развитием добычи можно объединить ОЭС первого контура и ЛИЭС-3, с созданием ОЭС второго контура. Поконтурное «расширение» ОЭС позволило бы осуществить создание единой объединенной энергосистемы большой мощности (ОЭСБМ).

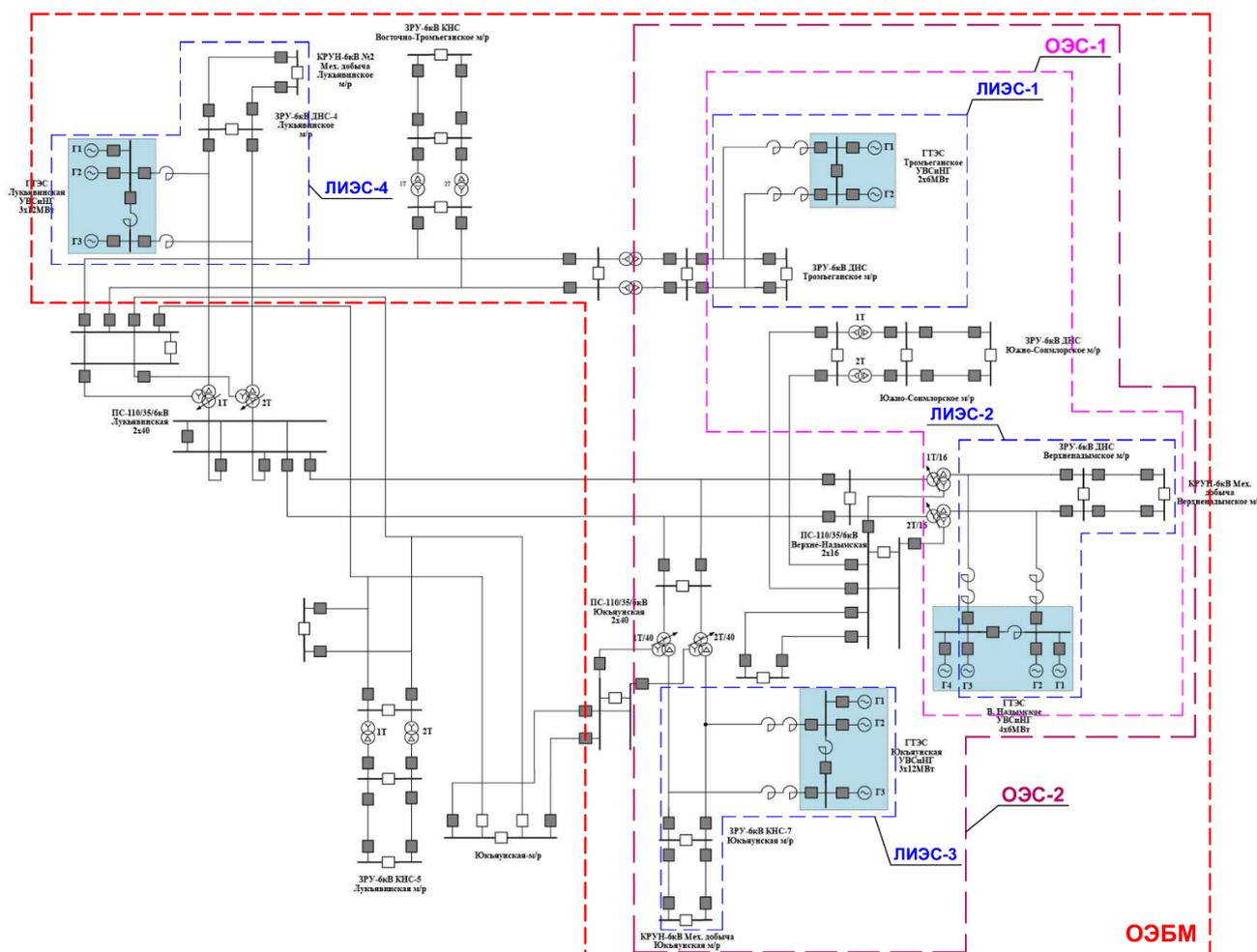


Рисунок 5.10 – Контуры создания единой объединенной энергосистемы большой мощности (ОЭСБМ)

В такой энергосистеме успешно может быть применен предлагаемый в данной работе способ децентрализованного регулирования частоты в ОЭС, который позволит надежно осуществлять работу в автоматическом режиме. Поддержание баланса мощности в ОЭС будет осуществляться методом оценки класса состояния системы регулирования, и выдачей соответствующих управляющих воздействий на участие/блокировку участия контроллеров каждой из ЭС во вторичном регулировании частоты. Приоритет использования станций во вторичном регулировании может быть назначен произвольно среди всех электростанций ЭС1...ЭС12 в пределах их регулировочных возможностей.

Так новые предложенные и будущие технологии позволят создавать не только энергосистемы «малой» мощности, а также энергосистемы мощностью сотни МВт, обладающие необходимой живучестью, независимостью и высокой надежностью.

Выводы по главе 5

Рассмотренные в главе 5 примеры показывают разнообразие объектов, предрасположенных к созданию ОЭСММ. Расположенные на относительно небольших расстояниях друг от друга энергоцентры с собственными нагрузками, которые ограничены по подключению к внешним электрическим сетям (технологические и административные барьеры, отсутствие внешних сетей), могут быть объединены в ОЭСММ, что позволяет стратегически изменить схемы развития энергорайонов. Для любого типа объектов могут быть применены принципы, рассмотренные в данной работе, а также дополнительно исследованы вопросы работы противоаварийной автоматики в частично разделенной ОЭСММ, вопросы компенсации токов замыкания на землю, определения приоритетности и автоматического выбора станции, осуществляющей вторичное регулирование частоты и мощности и т.д. При решении комплексных задач создания ОЭСММ с использованием мультиагентного управления для надежного управления режимами ОЭСММ показано, что не существует технологических и других ограничений по укрупнению ОЭСММ и присоединению новых ЛИЭС. Мощность создаваемых объектов может исчисляться сотнями МВт.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Значительные системные эффекты от создания ОЭСММ путем объединения на параллельную работу нескольких ЛИЭС достаточно очевидны, подтверждены результатами проведенных исследований, а также накопленным в практике проектирования и создания ЛИЭС и ОЭСММ. Ключевыми из них являются повышение надежности электроснабжения потребителей, экономической эффективности производства энергии, независимость управления и режимов от систем централизованного энергоснабжения, гибкость их структуры, возможности сбалансированного многовариантного противоаварийного разделения на работоспособные части при внутренних и внешних возмущениях.

Развитие ОЭСММ на территории России является важным дополнением общей стратегии ее дальнейшей электрификации, позволяющим создавать эффективную энергетическую инфраструктуру на территориях экономически или технически неперспективных для централизованного энергоснабжения.

Возможности создания ОЭСММ повышают инвестиционную привлекательность развития энергетического бизнеса для малого и среднего предпринимательства.

Проведенное исследование во многом конкретизирует задачи проектирования и функционирования ОЭСММ, создаваемых путем объединения ЛИЭС, при этом не исключается их последующее объединение с системами централизованного энергоснабжения при технической возможности и экономической целесообразности строительства необходимых для этого электрических связей.

Важным представляется доказательство возможности получения при создании ОЭСММ практически эквивалентных системных эффектов по надежности и экономичности энергоснабжения при сохранении независимости по управлению и отсутствию необходимости преодоления административных барьеров.

Предложенные технические решения по децентрализованному мультиагентному управлению режимами ОЭСММ позволяют решить еще одну

важную задачу на пути энергоснабжения удаленных территорий - упростить и соответственно удешевить устройство системы управления режимами ОЭСММ. К их числу следует отнести исследованные в работе децентрализованное вторичное регулирование частоты в ОЭСММ, восстановление целостности и нормального режима ОЭСММ после аварийного или противоаварийного разделения на части, управление зоной нечувствительности регуляторов скорости энергоблоков электростанций ЛИЭС.

Полученные в работе результаты анализа, предложения по способам управления нормальными и аварийными режимами ОЭСММ обосновывают необходимость радикального пересмотра технологических требований к созданию и функционированию ОЭСММ, в частности изменения требований к обеспечению устойчивости режимов энергосистемы, селективности и быстродействия устройств РЗА, создают техническую и методологическую основу для проектирования и создания эффективных ОЭСММ с децентрализованным управлением режимами на базе групп локальных интеллектуальных энергосистем.

Основные результаты в комплексе могут быть использованы в качестве прототипа необходимых исследований режимов и технических решений при проектировании ОЭСММ, интеграции ЛИЭС с системами централизованного энергоснабжения.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АВР - автоматический ввод резерва
- АД – асинхронный двигатель
- АОСД - автоматики опережающего сбалансированного деления
- АРЭС – активные распределительные электрические сети
- АРВ – автоматический регулятор возбуждения
- АРС – автоматический регулятор скорости
- АРЧМ - автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности
- АЧР – автоматическая частотная разгрузка;
- ВИЭ - возобновляемые источники энергии;
- ГРАМ – групповое регулирование активной мощности;
- ГПУ – газопоршневая установка
- ГТЭС – газотурбинная электростанция
- ГТУ – газотурбинная установка
- ГЭС – гидроэлектростанция
- ДВС – двигатель внутреннего сгорания
- ДГР - дугогасящий реактор
- ДЭС – дизельная электростанция
- ЕЭС – единая энергосистема
- КЭ – качество электроэнергии
- ЛИЭС – локальная интеллектуальная энергосистема
- ЛСЭ – локальная система электроснабжения
- ЛЭП – линии электропередач
- МГ – малая генерация;
- НН – низкое напряжение
- ОЗЗ – однофазные замыкания на землю
- ОДУ – оперативное диспетчерское управление
- ОПРЧ - общее первичное регулирование частоты
- ОЭСММ – объединенная энергосистема малой мощности

ОЭС – объединенная энергосистема
ПС – подстанция
РМГ – распределенная малая генерация
РГ – распределенная генерация
РП – распределительный пункт
РЭС – региональные электрические сети
СН – среднее напряжение
СПГ - сжиженный природный газ
ССПИ – система сбора и передачи информации
ТКЗ – ток короткого замыкания;
ТП – трансформаторная подстанция
ТСО - территориально сетевые организации
ТЭС – тепловая электростанция
УВК - управляющий вычислительный комплекс
УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя;
УРС - участок распределительной сети
ЦКС – центральная координирующая система
ЦП – центр питания
ЦРП – центральный распределительный пункт
ЦУС – центр управления сетями;
ЭМПП - электромеханические переходные процессы
ЭС – электрическая станция
ЭЭ – электроэнергия;
ЭЭС – электроэнергетическая система;

СПИСОК ТЕРМИНОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Локальная система энергоснабжения (ЛСЭ): система энергоснабжения, состоящая из электростанции(иях) малой мощности (мини ТЭЦ), электрических и тепловых распределительных сетей, электрических связей с региональной энергосистемой, системой горячего водоснабжения, обладающая общим энергетическим режимом, и находящаяся под диспетчерским управлением из диспетчерского центра ЛСЭ.

Объединенная энергосистема малой мощности (ОЭСММ) – энергетический объект, состоящий из локальных интеллектуальных систем электроснабжения, предназначенных для электроснабжения своих собственных локальных территорий, и объединенных электрическими связями, способный работать как изолированно, так и параллельно с сетью централизованных энергосистем.

Централизованное электроснабжение - электроснабжение потребителей от энергетической системы, охватывающей значительную часть территории страны, имеющей общий режим работы и централизованное оперативно-диспетчерское управление.

Индикативный метод сравнения - система оценивания с взаимосвязанным набором критериев и показателей, используемых для относительно всесторонней и объективной оценки, основанная на показателях-индикаторах, позволяющих в достаточной мере оценить уровень качества оцениваемого объекта для последующих выводов и действий со стороны субъекта, заинтересованного в подобной информации

Диспетчер ЛСЭ: работник диспетчерского центра Мини ТЭЦ, уполномоченный на выдачу команд оперативному персоналу ЛСЭ на изменение режима обслуживаемого оборудования.

Автономный режим ЛСЭ: режим энергоснабжения потребителей без параллельной работы генераторов ЛСЭ с внешней электрической сетью, обеспеченный исключительно выработкой энергии на электростанции (иях) ЛСЭ.

Режим параллельной работы ЛСЭ с внешней электрической сетью (Параллельный режим ЛСЭ): режим энергоснабжения потребителей, при котором балансы электрической мощности и энергии обеспечиваются генераторами электростанции ЛСЭ и внешней электрической сетью.

Генераторы в этом режиме работают синхронно с частотой внешней электрической сети за счет синхронных электрических связей через подстанцию подключения к сети.

Сечение электрической сети: элементы электрической сети, отключение которых разделяет электрическую сеть на две независимые части.

Переток мощности по сечению: сальдо (сумма с учетом направлений) перетоков мощности по элементам сети, входящим в сечение.

Групповое регулирование (активной, реактивной мощностей, частоты, напряжения): регулирование параметра группой генераторов, один из которых (ведущий) осуществляет непосредственное регулирование, а остальные поддерживают постоянство заданной уставкой доли в активной или реактивной мощности ведущего генератора.

Сбалансированное отделение ЛСЭ от внешней электрической сети: отделение (отключение выключателями) ЛСЭ от внешней электрической сети по сечению с нулевыми или близкими к нему перетоками активной и реактивной мощностями.

Опережающее сбалансированное отделение ЛСЭ от внешней электрической сети: противоаварийное отделение ЛСЭ от внешней электрической сети до срабатывания основных защит электрической сети с балансированием ЛСЭ отключением избыточной генерации (энергоблоков, работающих на выдачу мощности во внешнюю сеть).

Системная автоматика ЛСЭ (Minigrid): взаимодействующий комплекс противоаварийной, режимной автоматик и автооператора переходов из режимов параллельной работы в автономный и наоборот, а также выбора состава

работающих энергоблоков на электростанции ЛСЭ и управления их мощностью для осуществления требуемого режима параллельной работы.

Мертвая полоса первичного регулирования: задаваемая величина отклонения частоты от номинального значения, при котором не требуется первичное регулирование.

Зона нечувствительности первичного регулирования: максимальная величина изменения частоты вращения турбин от любого ее исходного значения в любом направлении ее изменения, при которой не гарантируется участие генерирующего оборудования в первичном регулировании.

Крутизна статической частотной характеристики (крутизна СЧХ): коэффициент линеаризованной зависимости суммарной первичной мощности от изменения частоты.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1026>
2. Суржикова, О.А. Проблемы и основные направления развития электроснабжения удаленных и малонаселенных потребителей России / Суржикова О.А. // Вестник науки Сибири. 2012. - № 3 (4).
3. Кваша, Н.В. Распределенная и цифровая энергетика как инновационные элементы четвертого энергоперехода / Н.В. Кваша, Е.Г. Бондарь // Научно-технические ведомости СПбГПУ. Экономические науки. 2021, Том 14, № 6. С. 67–77.
4. Цифровой переход в энергетике России: в поисках смысла / Д.В. Холкин, И.С. Чаусов // Цифровая энергетика.
5. Распределенная энергетика в России: потенциал развития [Электронный ресурс] [Электронный ресурс] / Режим доступа: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_DER-3.0_2018.02.01.pdf
6. Стратегия долгосрочного развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года. [Электронный ресурс] / Режим доступа: https://www.economy.gov.ru/material/file/babacbb75d32d90e28d3298582d13a75/proekt_strategii.pdf?ysclid=lpywi37bnl235844508
7. План мероприятий («дорожная карта») «Энерджинет» Национальной технологической инициативы [Электронный ресурс] / Режим доступа: http://www.nti2035.ru/markets/docs/DK_energynet.pdf
8. Howells, Mark; Rogner, Holger; Strachan, Neil; Heaps, Charles; Huntington, Hillard; Kypreos, Socrates; Hughes, Alison; Silveira, Semida; DeCarolis, Joe; Bazilian, Morgan; Roehrl, Alexander (2011).. "OSeMOSeMOSYS: The Open Source Energy Modeling System: An introduction to its ethos, structure and development" 2011.

9. Система менеджмента качества Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» (новая редакция). Утверждено решением Совета директоров ПАО «ФСК ЕЭС» (протокол от 20.10.2022 № 592)
10. Реализация научно-исследовательской и опытно-конструкторской работы: «Разработка целевой модели» / Васильев В.Г./ Россети Тюмень, 2020
11. Марченко, А.И. Средства и способы управления параллельной работой электрической станции малой генерации с электрической сетью / Марченко А.И., Денисов В.В. Мурашкина И.С. // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. 2019. № 1(74). С. 77–90. <https://doi.org/10.17212/1814-1196-2019-1-77-90>
12. Шиллер, М.А. Контроль устойчивости режимов электрических сетей с распределённой генерацией: дис. канд. техн. наук. – Новосибирск: НГТУ, 2015 – 156 с.
13. Ядыкин, И.Б. Мультиагентная система иерархического управления режимом электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью / И.Б. Ядыкин, С.Н. Васильев, Н.Н. Бахтадзе // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: труды 4-й Междунар. науч.-практ. конф. – Екатеринбург: Изд-во Российский нац. комитет СИГРЭ. - 2013. - С. 1-8.
14. Тазин, В.О. Использование мультиагентных технологий для решения задач адаптивной автоматики оперативной блокировки управления разъединителями и заземляющими ножами на ПС 110 — 750 кВ. / В.О. Тазин, А.А. Волошин, Б.К. Максимов // Вестник МЭИ. – 2015. - №6. – С. 3-6.
15. Фишов, А.Г. Активные распределительные электрические сети с децентрализованным мультиагентным управлением режимом/ А.Г. Фишов, А.А. Осинцев, Ю.В. Какоша, М.З. Одинабеков // «ЭЛЕКТРИЧЕСТВО» № 10 (2022): Выпуск № 10 – 2022.
16. ГОСТ Р 55890-2013. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования.

17. Справочник по проектированию электрических сетей/ Под ред. Д.Л. Файбисовича. –М.: ЭНАС. - 2007.
18. Правила устройства электроустановок: 7-е издание (ПУЭ) / Главгосэнергонадзор России. М.: Изд-во ЗАО «Энергосервис», 2007.
19. Постановление Правительства РФ от 28 февраля 2015 г. N 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям»
20. Бык, Ф.Л. Эффекты интеграции локальных интеллектуальных энергосистем / Ф.Л. Бык, Л.С. Мышкина // Проблемы энергетики, том 24, № 1. – 2022.
21. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 N 861 (ред. от 29.11.2023) «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям»
22. Приказ Минэнерго России от 03.08.2018 N 630 (ред. от 20.12.2022) «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем»
23. Печеник, Н.В. Эффективность выравнивания тарифов электрической нагрузки энергосистемы как составляющая управления режимом электропотребления промышленного предприятия / Н.В. Печеник, А.В. Самойлик, Г.В. Курбака // ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ • ЭНЕРГЕТИКА • ЭНЕРГОАУДИТ / №10 (129) 2014

24. ГОСТ Р 55105-2019. ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования.

25. Приказ от 12 августа 2022 г. N 811. Об утверждении правил технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии. Министерство Энергетики Российской Федерации.

26. Квалиметрия. Учебное пособие / В. А. Шапошников // ФГАОУ ВО «Российский государственный профессионально-педагогический университет». Екатеринбург, 2016

27. Приказ Министерства энергетики РФ от 28 декабря 2020 г. № 1195 «Об утверждении Правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии»

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

29. ГОСТР 58730-2019. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты балансовой надежности. Нормы и требования.

30. ГОСТР 58087-2018. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Общие требования.

31. Гуцыуова, С.В. К вопросу согласованности экспертных оценок профессионально важных качеств. / ЗНАНИЕ. ПОНИМАНИЕ. УМЕНИЕ // ИНСТИТУТ ПСИХОЛОГИИ РАН. – 2009.

32. Организационно-экономическое моделирование. Часть 2 Экспертные оценки / А.И. Орлов // Московский государственный технический университет им. Н.Э. Баумана. Москва, 2011.

33. Методы ранговой корреляции (4 изд.) / Кендалл, Морис Г (1970). // Гриффин.
34. Теория систем и системный анализ. Учебное пособие / Ю. П. Сурмин // Межрегиональная академия управления персоналом. – Киев, 2003.
35. Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем: Часть первая, Теоретические основы: учебное пособие / В.Г. Китушин. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003.
36. Воропаева, Ю.А. Организация и управление в энергетике: учебное пособие / Ю.А. Воропаева // СПбПУ, 2010.
37. Димитрюк, К.А. Влияние АРВ на статическую устойчивость. / К.А.Димитрюк, М.А.Ермаков // Международный научный журнал «ВЕСТНИК НАУКИ» № 7 (64) Т.4, 2023.
38. Фишов А.Г., Мультиагентное регулирование напряжения в электрических сетях / А.Г. Фишов, Н.А. Карджаубаев, Э. Эрдэнэбат // Релейная защита и автоматика энергосистем 2017: междунар. выст. и конф., Санкт-Петербург, 25–28 апр. 2017 г.: сб. докл. - Санкт-Петербург, 2017.
39. Методика комплексного определения показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства (утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 19.12.2016 №1401)
40. Мышкина, Л.С. Малая генерация – средство повышения живучести энергосистемы: Проблемы энергетики. – 2017. том 19, № 1-2.
41. Воропай, Н.И. Проблемы уязвимости и живучести кибер-физических электроэнергетических систем / Н.И. Воропай, И.Н. Колосок., Е.С. Коркина, А.Б. Осак // Энергетическая политика. – 2018. – № 5. – С. 53–61.
42. ГОСТ 34184-2017. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в энергообъединении. Общие требования.

43. ГОСТ Р 55890-2013. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования.

44. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения.

45. Павлов, Г.М. Автоматика энергосистем. Регулирование частоты и активной мощности. / Г.М. Павлов, Г.В. Меркурьев // НОУ «Цент подготовки кадров энергетики». - СПб. : 2001.

46. NERC Balancing and Frequency Control. Technical document prepared by the NERC Resources Subcommittee—26 January 2011.

47. UCTE Operation Handbook—Introduction. Final version.—approved by SC on 24 June 2004 —18 p.

48. СТО 59012820.29.240.002-2010. Стандарт организации ОАО СО ЕЭС. Обеспечение согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью гидроэлектростанций. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования.

49. Андреев, А.В. Иерархическая система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России / А.В. Андреев, Г.Н. Лившиц, А.М. Машанский, А.Н. Пономарёва, А.Н. Сафронов // Электрические станции, 2010 г., № 3, С.43-51.

50. Жуков, А.В. Перспективы развития систем АРЧМ в ЕЭС России / А.В. Жуков, А.Т. Демчук, А.Н. Сафронов // сб. докладов XXI конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем», 29-31 мая, 2012 г. С.430-446.

51. Веников, В.А. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах / В.А. Веников, В.И. Идельчик, М.С. Лисеев. М.: Энергоатомиздат, 1985.

52. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие / А.А. Герасименко., В.Т. Федин. - КНОРУС, Москва, 2012.

53. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб./ В. И. Идельчик. - 2-е изд., стер. - М. : Альянс, 2009.
54. Основы современной энергетики в 2т.: Учеб. : рек. Мин. обр. РФ : Т2. Современная электроэнергетика / под ред. Е.В. Аметистова. – М.: Издат. дом МЭИ, 2010.
55. Гуломзода, А.Х. Новые технологии управления синхронизацией и восстановлением нормального режима электрических сетей с распределенной малой генерацией: дис. канд. техн. наук. – Новосибирск: НГТУ, 2022.
56. СТО 17330282.29.240.002-2007. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России. Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам.
57. Фишов, А.Г. Децентрализованное мультиагентное регулирование напряжения в электрических сетях / А.Г. Фишов, Н.А. Карджаубаев // Энергетика, 2018
58. Булатов, Ю.Н. Мультиагентные технологии управления в системах электроснабжения с активными потребителями / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков // Труды Братского государственного университета. Серия Естественные и инженерные науки. – 2016. – № 2. – С. 145–154.
59. Молодюк, В.В. Мультиагентное оптимальное управление электрическими сетями с активными потребителями и возобновляемыми источниками энергии / В.В. Молодюк, Я.Ш. Исамухамедов, П.В. Илюшин, Д.А. Ивановский // Энергетик. – 2022. – № 2. – С. 45–52.
60. Методические указания по определению объемов и размещению резервов активной мощности в Единой энергетической системе России при краткосрочном планировании электроэнергетического режима от 15 октября 2018 года, утвержденные приказом Министерства Энергетики РФ N 882.
61. ГОСТР 57693-2017. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Резервы активной мощности Единой энергетической системы России. Определение

объемов резервов активной мощности при краткосрочном планировании. Нормы и требования.

62. СТО 59012820.27.100.002-2013. Стандарт организации. Нормы участия энергоблоков тепловых электростанций в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности.

63. Патент 2752248 С1 Способ управления режимом параллельной работы синхронных генераторов в электрических сетях / А.Г. Фишов, Ю.В. Какоша; Заявитель и патентообладатель: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Новосибирский государственный технический университет» (RU). Начало действия: 2020.12.07, Публикация: 2021.07.23.

64. Патент 2662728, H02J 3/46. Способ противоаварийного управления режимом параллельной работы синхронных генераторов в электрических сетях / А.И. Марченко, Б.Б. Мукатов, А.Г. Фишов; заявитель и патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Новосибирский государственный технический университет»; заяв. 06.12.2016; опубл. 30.07.2018.

65. Марченко, А. И. Влияние присоединения малой генерации на качество электроэнергии в электрической сети / А.И. Марченко, А.Г. Фишов // Электротехника. Электротехнология. Энергетика: часть 3: сборник научных трудов XII международной научной конференции молодых ученых, Новосибирск, 9-12 июня 2015 г. - Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2015 - С. 148-151.

66. Марченко, А. И. Моделирование и анализ влияния присоединения малой генерации на качество электроэнергии в электрической сети / А.И. Марченко, А.Г. Фишов // Электроэнергетика глазами молодежи : тр. VI международной молодежной научно-технической конференции, Иваново, 9-13 ноября 2015 г. : в 2 т. - Иваново, 2015.- Т. 1. - С. 322-327.

67. Семендяев, Р.Ю. Исследование и разработка подсистемы восстановления нормального режима для автоматики управления режимами

локальных систем энергоснабжения: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Семендяев Родион Юрьевич. – Новосибирск, 2021.

68. Фишов, А.Г. Децентрализованная реконфигурация электрической сети с Microgrid с использованием реклоузеров / А.Г. Фишов, А.Х. Гуломзода, Л.С. Касобов // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2020. – Т. 24, № 2. – С. 382–395.

69. Гуломзода, А.Х. Синхронизация и восстановление параллельной работы Microgrid с внешней сетью / А.Х. Гуломзода, И.А. Кувватов, А. Мирзоев // Энергетика: Состояние и перспективы развития: материалы междунар. научно – практ. конф., Душанбе, 20 декабря 2021 г. / Таджикский технический университет имени академика М.С. Осими. – Душанбе, 2016. – С. 106-112.

70. ГОСТ Р 58335-2018 Автоматическое ограничение снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности. Нормы и требования. – Дата введения 2019-03-01 М.: Стандартинформ, 2019.

71. Азорин, А.Ю. Синхронизация в системе электроснабжения, включающей распределенную генерацию / А.Ю. Азорин // Системные исследования в энергетике. Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014. – С. 7–14.

72. Гуломзода, А.Х. Модифицированный способ синхронизации Microgrid с внешней изолированной энергосистемой / А.Х. Гуломзода, М.Х. Сафаралиев, Е.А. Люханов // Электротехнические системы и комплексы. – 2021. – № 3 (52). – С. 72–80.

73. Гежа, Е.Н. Системная автоматика для интеграции локальных систем электроснабжения с синхронной малой генерацией в электрические сети / Е.Н. Гежа, В.Е. Глазырин, Г.В. Глазырин и др. // Релейщик. – 2018. – № 2(32). – С. 24–31.

74. Патент 2752693 Российская Федерация, МПК H02J3/42. Способ удаленной синхронизации и восстановления нормального режима аварийно разделенной электрической сети с генераторами / А.Г. Фишов, А.Х. Гуломзода; заявитель и патентообладатель: Федеральное государственное бюджетное

образовательное учреждение высшего образования «Новосибирский государственный технический университет». – заявл. 28.09.2020; опубл. 30.07.2021; Бюл. № 22.

75. IEEE Std 1547.4™-2011, IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems, 3 Park Avenue New York, NY 10016-5997 USA 20 July 2011

76. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Москва : Стандартинформ, 2014

77. Герасимов, А.С. Моделирование газотурбинных установок при анализе электромеханических переходных процессов / А.С. Герасимов, А.Н. Смирнов // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2013, №2 (80). – С.6-14.

78. PSSE 33.5, Model Library, October 2013, Siemens Industry, Inc.

79. Power System Dynamic Performance Committee, Power System Stability Subcommittee, “Dynamic Models for Turbine Governors in Power System Studies, IEEE PES Resource Center”, 2013

80. Бахмисов, О.В. Обоснование выбора математических моделей газотурбинных и парогазовых установок для расчётов переходных процессов в электроэнергетической системе дис. канд. техн. наук.: МЭС, Москва. - 2018.

81. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: Учебное пособие для вузов. / Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н.: Издательство МЭИ, 2002.

82. Гуревич, Ю.Е. Особенности расчетов режимов в энергорайонах с распределенной генерацией. Монография / Ю.Е. Гуревич, П.В. Илюшин // Н. Новгород: НИУ РАНХиГС, 2018.

83. Гашимов, Р.Н. Исследование влияния пуска мощных асинхронных двигателей газокompрессорных установок на режим питающей электрической сети. / А.М. Гашимов, Р.Н. Ахманов // Акад. НАН Азербайджана, Институт физики НАН Азербайджана, ВР Азербайджан, 2012

84. ГОСТ ИЕС 60034-1-2014. Межгосударственный стандарт. Машины электрические вращающиеся Часть 1. Номинальные значения параметров и эксплуатационные характеристики

85. Мелешкин, Г.А. Устойчивость энергосистем. Книга 1. Глава 6. Параллельная работа синхронных генераторов./ Г.А. Мелешкин, Г.В. Меркурьев // Центр подготовки кадров энергетики

86. СТО 59012820.27.010.001-2013. 2. Тимченко В. Ф. Колебания нагрузки и обменной мощности энергосистем. – М.: Энергия, 1975

87. Тимченко, В. Ф., Исследование случайных колебаний нагрузки и обменной мощности энергосистем и их объединений для управления режимом межсистемных электропередач: Автореферат дис. на соискание ученой степени кандидата технических наук. (275) / Гос. науч.-исслед. энерг. ин-т им. Г. М. Кржижановского. - Москва : [б. и.], 1970

88. Портной, М.Г. Вероятностные характеристики нерегулярных колебаний обменной мощности энергосистем / М.Г. Портной, С.А. Савалов, В.Ф. Тимченко, С.С. Кустов // «Электрические станции», 1976, № 3.

89. Веников, В.А. Об учете вероятностных факторов при управлении режимом межсистемных электропередач / В.А. Веников, М.Г. Портной, Е.В. Пуцягин, В.Ф. Тимченко // «Электричество», 1972, № 2.

90. Фишов, А.Г. SMART технологии для подключения к электрическим сетям и управления режимами малой генерации / А.Г. Фишов, А.К. Ландман, О.В. Сердюков // VIII Международная молодёжная научно-техническая конференция 02 – 06 октября 2017 года «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ – 2017»: сб.докл.- г. Самара, 2017

91. Фишов, А.Г. Автоматика «беспилотной» электростанции малой мощности с синхронной генерацией НГТУ, ООО «Торнадо МС» / А.Г. Фишов Е.С. Ивкин, А.И. Марченко, Ю.В. Какоша и др. // АПЭП-2018 (АРЕИЕ-2018)

92. Фишов, А.Г. Автоматическая настройка регуляторов частоты и обменной мощности в энергосистемах малой мощности / А.Г. Фишов, А.А.

Осинцев, М.Ю. Фролов, Д.В. Армеев, И.С. Мурашкина // iPolytech Journal. 2022;26(1):102-116. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2022-1-102-116>

93. Дзюба, А.П. Управление спросом на электропотребление в концепции «Умный город» / А.П. Дзюба, И.А. Соловьева // DOI: 10.29141/2218-5003-2020-11-2-5 Южно-Уральский государственный университет (НИУ), г. Челябинск, РФ

94. Кац П.Я., Вероятностные характеристики устойчивости энергосистем при коротких замыканиях / П.Я. Кац, Е.А. Марченко, Ю.Д. Садовский // Известие НИИПТ, сборник 12, 1966.

95. Вентцель Е.С. Теория вероятностей: Учеб. для вузов. /Е.С. Вентцель // 6-е изд. стер. — М.: Высш. шк., 1999.

96. ГОСТ 30331.1-2013 (ИЕС 60364-1:2005). Электроустановки низковольтные. Часть 1. Основные положения, оценка общих характеристик, термины и определения.

97. Пилипенко, В.Т. Статическая и динамическая устойчивость энергосистем: Методические указания/ В.Т.Пилипенко// Оренбургский Государственный Университет, <http://elib.osu.ru/handle/123456789/12918>. - 2019.

98. Мукатов, Б.Б. Управление разделением и восстановлением сети с использованием экспертных технологий дис. канд. техн. наук: ФГБОУ «Новосибирский государственный технический университет»

99. Постановление от 1 июня 2021 года N 852 «О лицензировании медицинской деятельности (за исключением указанной деятельности, осуществляемой медицинскими организациями и другими организациями, входящими в частную систему здравоохранения, на территории инновационного центра "Сколково") и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации»

100. Постановление Правительства от 3 марта 2010 г. № 117 «Правила отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг»

101. Шкатов, В.А. Системные услуги на рынке электроэнергии// Энергорынок. — 2004. — № 9. — С.31-36.

102. Системный оператор Единой энергетической системы: Рынок системных услуг (англ.). so-ups.ru. 17 января 2020.

103. Схема и программа развития электроэнергетики Сахалинской области на 2021 – 2025 годы, утвержденной указом Губернатора Сахалинской области от 29 апреля 2021 г. № 24

104. Постановление от 28 мая 2021 года N 196 «Об утверждении региональной программы «Газификация жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций Сахалинской области на 2021 - 2030 годы»

105. Manual Power Management System PMS, SELMA, 2023

ПРИЛОЖЕНИЕ «А» Бланки и результаты опросов экспертов
Таблица А.1 - Бланк опроса

№	Свойства и эффекты	Способы интеграции MiniGrid															
		Автономная MiniGrid				MiniGrid с автоматическим резервом от внешней сети без права параллельной работы				Интегрированная с внешней ЭС MiniGrid (с правом параллельной работы)				Энергосистема малой мощности с несколькими MiniGrid			
		Бенефициары				Бенефициары				Бенефициары				Бенефициары			
		Персонал MiniGrid	Потребители	Собственники генерации	Собственники внешней сети	Персонал MiniGrid	Потребители	Собственники генерации	Собственники внешней сети	Персонал MiniGrid	Потребители	Собственники генерации	Собственники внешней сети	Персонал MiniGrid	Потребители	Собственники генерации	Собственники внешней сети
1	Надежность энергоснабжения																
2	Качество электроэнергии по частоте																
3	Качество электроэнергии по напряжению																
4	Устойчивость режимов электростанции																
5	Потребность в резервных генерирующих и сетевых мощностях																
6	Выдача свободных мощностей и энергии во внешнюю сеть																
7	Постоянство режима выработки ЭЭ на энергоблоках																
8	Напряжение в точках объединения																
9	Потери мощности в результате объединения																
10	Токи короткого замыкания																
11	Токи замыкания на землю																
12	Независимость при управлении режимами и административные барьеры																

13	Сложность управления режимами (человеческий фактор надежности, квалификация персонала)																
14	Наличие каналов технологической связи																
15	Тарифы для населения																
16	Выгодные договора для потребителей (юридические лица)																
	Итог (суммарные)	0															

Таблица А.2 - Результаты опроса «Разработчики Minigrd»

№	Свойства и Эффекты	Способы интеграции MiniGrid															
		Автономная MiniGrid				MiniGrid с автоматическим резервом от внешней сети без права параллельной работы				Интегрированная с внешней ЭС MiniGrid (с правом параллельной работы)				Энергосистема малой мощности с несколькими MiniGrid			
		Бенефициары				Бенефициары				Бенефициары				Бенефициары			
		Персонал MiniGrid	Потребители	Собственные генерации	Собственные внешней сети	Персонал MiniGrid	Потребители	Собственные генерации	Собственные внешней сети	Персонал MiniGrid	Потребители	Собственные генерации	Собственные внешней сети	Персонал MiniGrid	Потребители	Собственные генерации	Собственные внешней сети
1	Надежность энергоснабжения	-5	-10	-10	0	-1	-2	-5	-3	10	10	5	3	5	7	5	0
2	Качество электроэнергии по частоте	0	-5	-2	0	0	-5	-2	0	0	10	10	2	0	7	9	0
3	Качество электроэнергии по напряжению	0	10	10	0	0	10	10	0	0	-1	-2	4	0	10	10	0
4	Устойчивость режимов электростанции	-10	-	-10	0	-5	-	-8	-2	5	-	10	0	2	-	8	0
5	Потребность в резервных генерирующих и сетевых мощностях	0	-	-10	0	0	-	-8	-5	0	-	10	-2	0	-	4	0
6	Выдача свободных мощностей и энергии во внешнюю сеть	0	-	-10	0	0	-	-10	0	0	-	10	5	0	-	2	0
7	Постоянство режима выработки ЭЭ на энергоблоках	0	-	-10	0	0	-	-10	0	0	-	10	-2	0	-	5	0
8	Напряжение в точках объединения	0	-	0	0	0	-	-1	-2	0	-	-1	2	0	-	5	0
9	Потери мощности в результате объединения	0	-	0	0	0	-	0	-1	0	-	0	3	0	-	2	0
10	Токи короткого замыкания	0	-	0	0	-2	-	-5	0	-2	-	-5	0	-1	-	-1	0
11	Токи замыкания на землю	0	-	0	0	0	-	-5	-5	0	-	-3	-3	0	-	-3	0
12	Независимость при управлении режимами и ведении бизнеса, административные барьеры	0	-	0	0	0	-	-1	-1	0	-	-5	-1	0	-	-1	0
13	Сложность управления режимами (человеческий фактор надежности, квалификация персонала)	0	-	0	0	0	-	-1	-1	-2	-	-2	-1	-2	-	-4	0
14	Наличие каналов технологической связи	0	-	0	0	0	-	0	0	0	-	-2	-1	0	-	-3	0
15	Тарифы для населения	0	-	0	0	0	-	0	0	0	-	0	0	0	-	0	0
16	Выгодные договора для потребителей (юридические лица)	0	3	0	0	0	3	0	0	0	3	0	0	0	3	0	0
	Итог (суммарные)	-15	-2	-42	0	-8	6	-46	-20	11	22	35	9	4	27	38	0

Таблица А.3 - Результаты опроса «Проектировщики»

№	Свойства и Эффекты	Способы интеграции MiniGrid															
		Автономная MiniGrid				MiniGrid с автоматическим резервом от внешней сети без права параллельной работы				Интегрированная с внешней ЭС MiniGrid (с правом параллельной работы)				Энергосистема малой мощности с несколькими MiniGrid			
		Бенефициары				Бенефициары				Бенефициары				Бенефициары			
		Персонал MiniGrid	Потребители	Собственники генерации	Собственники внешней сети	Персонал MiniGrid	Потребители	Собственники генерации	Собственники внешней сети	Персонал MiniGrid	Потребители	Собственники генерации	Собственники внешней сети	Персонал MiniGrid	Потребители	Собственники генерации	Собственники внешней сети
1	Надежность энергоснабжения	-10	-10	-10	0	-5	-5	-5	0	8	5	5	2	5	8	4	5
2	Качество электроэнергии по частоте	0	-8	-5	0	0	-5	-5	0	0	8	8	5	0	8	8	5
3	Качество электроэнергии по напряжению	0	-5	-5	0	0	5	5	0	0	8	8	5	0	10	10	9
4	Устойчивость режимов электростанции	-5	-	-10	0	-5	-	-5	0	8	-	9	0	5	-	8	0
5	Потребность в резервных генерирующих и сетевых мощностях	0	-	-10	0	0	-	-8	0	0	-	8	5	0	-	10	8
6	Выдача свободных мощностей и энергии во внешнюю сеть	0	-	-10	0	0	-	-10	0	0	-	8	0	0	-	8	0
7	Постоянство режима выработки ЭЭ на энергоблоках	0	-	-10	0	0	-	-10	0	0	-	9	0	0	-	9	0
8	Напряжение в точках объединения	0	-	0	0	0	-	0	-5	0	-	-5	3	0	-	5	5
9	Потери мощности в результате объединения	0	-	0	0	0	-	0	-5	0	-	0	-3	0	-	3	-8
10	Токи короткого замыкания	0	-	0	0	0	-	-8	0	0	-	-8	-2	5	-	-5	-5
11	Токи замыкания на землю	0	-	0	0	0	-	-5	-5	0	-	-8	0	0	-	-8	0
12	Независимость при управлении режимами и ведении бизнеса, административные барьеры	0	-	0	0	0	-	-5	-3	0	-	-5	-2	0	-	-3	-5
13	Сложность управления режимами (человеческий фактор надежности, квалификация персонала)	0	-	0	0	0	-	-3	-3	-4	-	-2	-2	0	-	-5	-5
14	Наличие каналов технологической связи	0	-	0	0	0	-	-5	-3	0	-	-3	-2	0	-	-8	-5
15	Тарифы для населения	0	-	0	0	0	-	0	0	0	-	8	0	0	-	8	0
16	Выгодные договора для потребителей (юридические лица)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	8	0	0	10	8	0
	Итого (суммарные)	-15	-23	-60	0	-10	-5	-64	-24	12	24	40	9	15	36	52	4

Таблица А.4 - Результаты опроса «Собственники генерирующих установок»

№	Свойства и Эффекты	Способы интеграции MiniGrid															
		Автономная MiniGrid				MiniGrid с автоматическим резервом от внешней сети без права параллельной работы				Интегрированная с внешней ЭС MiniGrid (с правом параллельной работы)				Энергосистема малой мощности с несколькими MiniGrid			
		Бенефициары				Бенефициары				Бенефициары				Бенефициары			
		Персонал MiniGrid	Потребители	Собственники генерации	Собственники внешней сети	Персонал MiniGrid	Потребители	Собственники генерации	Собственники внешней сети	Персонал MiniGrid	Потребители	Собственники генерации	Собственники внешней сети	Персонал MiniGrid	Потребители	Собственники генерации	Собственники внешней сети
1	Надежность энергоснабжения	-5	-10	-6	-4	5	5	5	5	10	8	10	10	5	5	5	5
2	Качество электроэнергии по частоте	-5	-5	-5	0	5	-5	-5	0	10	10	10	10	-1	-1	-1	0
3	Качество электроэнергии по напряжению	5	-5	5	0	5	-5	-5	0	5	10	5	5	8	5	5	0
4	Устойчивость режимов электростанции	-10	-	-10	-10	-10	-	-10	-10	10	-	10	8	5	-	5	5
5	Потребность в резервных генерирующих и сетевых мощностях	-10	-	-10	-10	-10	-	-10	-10	0	-	5	0	-4	-	-5	0
6	Выдача свободных мощностей и энергии во внешнюю сеть	-10	-	-10	-10	-10	-	-10	-10	0	-	10	10	-10	-	-10	-10
7	Постоянство режима выработки ЭЭ на энергоблоках	-5	-	-10	0	-5	-	-10	0	10	-	10	10	0	-	6	0
8	Напряжение в точках объединения	0	-	0	0	0	-	0	0	-2	-	-2	-2	-3	-	-3	0
9	Потери мощности в результате объединения	0	-	0	0	0	-	0	0	0	-	0	-3	0	-	-1	-1
10	Токи короткого замыкания	0	-	-5	-10	-5	-	-10	-10	-5	-	-10	-10	-1	-	-8	-10
11	Токи замыкания на землю	0	-	-10	-10	0	-	-10	-10	-5	-	-10	-10	-1	-	-2	-10
12	Независимость при управлении режимами и ведении бизнеса, административные барьеры	0	-	10	10	0	-	10	10	0	-	-5	-5	0	-	10	10
13	Сложность управления режимами (человеческий фактор надежности, квалификация персонала)	-10	-	-10	-10	-2	-	-5	-5	7	-	8	8	-10	-	-5	-5
14	Наличие каналов технологической связи	0	-	0	0	-2	-	-1	-1	-7	-	-5	-5	-10	-	-10	-10
15	Тарифы для населения	0	-	-10	0	0	-	-10	0	0	-	-10	0	0	-	-10	0
16	Выгодные договора для потребителей (юридические лица)	0	5	-5	0	0	5	-5	0	0	5	5	0	0	5	5	5
	Итого (суммарные)	-50	-15	-76	-54	-29	0	-76	-41	33	33	31	26	-22	14	-19	-21

Таблица А.5 - Результаты опроса «Собственники генерирующих установок»

№	Свойства и Эффекты	Способы интеграции MiniGrid															
		Автономная MiniGrid				MiniGrid с автоматическим резервом от внешней сети без права параллельной работы				Интегрированная с внешней ЭС MiniGrid (с правом параллельной работы)				Энергосистема малой мощности с несколькими MiniGrid			
		Бенефициары				Бенефициары				Бенефициары				Бенефициары			
		Персонал MiniGrid	Потребители	Собственники генерации	Собственники внешней сети	Персонал MiniGrid	Потребители	Собственники генерации	Собственники внешней сети	Персонал MiniGrid	Потребители	Собственники генерации	Собственники внешней сети	Персонал MiniGrid	Потребители	Собственники генерации	Собственники внешней сети
1	Надежность энергоснабжения	-5	-10	-5	0	0	5	5	-5	5	10	10	10	5	10	10	10
2	Качество электроэнергии по частоте	0	-10	-5	0	-5	-5	10	0	-10	10	-10	-5	5	0	-5	0
3	Качество электроэнергии по напряжению	0	-5	-5	0	0	-5	-5	0	-10	10	-10	-10	-5	0	-5	0
4	Устойчивость режимов электростанции	5	-	-10	0	10	-5	-5	0	0	-	-10	-5	-10	-	-10	0
5	Потребность в резервных генерирующих и сетевых мощностях	-10	-	-10	0	-5	0	-5	-10	10	-	0	-5	5	-	-5	0
6	Выдача свободных мощностей и энергии во внешнюю сеть	-5	-	-10	0	-5	0	-10	0	10	-	10	5	5	-	5	0
7	Постоянство режима выработки ЭЭ на энергоблоках	-10	-	-10	0	-5	0	-5	0	10	-	10	-5	5	-	5	0
8	Напряжение в точках объединения	0	-	0	0	0	0	0	-10	-10	-	-5	-5	-5	-	-5	0
9	Потери мощности в результате объединения	0	-	0	0	0	0	0	0	10	-	5	10	10	-	10	0
10	Токи короткого замыкания	0	-	0	0	0	0	0	0	-10	-	-10	-10	-10	-	-10	0
11	Токи замыкания на землю	0	-	0	0	0	0	0	0	-5	-	-5	-5	-10	-	-10	0
12	Независимость при управлении режимами и ведении бизнеса, административные барьеры	-10	-	-10	0	-5	5	-5	0	10	-	10	-5	5	-	5	0
13	Сложность управления режимами (человеческий фактор надежности, квалификация персонала)	-10	-	-10	0	-5	0	-5	0	10	-	10	-5	5	-	5	0
14	Наличие каналов технологической связи		-		0				0		-				-		
15	Тарифы для населения		-		0				0		-				-		
16	Выгодные договора для потребителей (юридические лица)	10	10	5	0	10	10	5	0	10	10	10	0	5	10	5	0
	Итого (суммарные)	-35	-15	-70	0	-10	5	-20	-25	30	40	15	-35	10	20	-5	10

Таблица А.6 - Результаты опроса «Эксперты «внешней» электрической сети»

№	Свойства и Эффекты	Способы интеграции MiniGrid															
		Автономная MiniGrid				MiniGrid с автоматическим резервом от внешней сети без права параллельной работы				Интегрированная с внешней ЭС MiniGrid (с правом параллельной работы)				Энергосистема малой мощности с несколькими MiniGrid			
		Бенефициары				Бенефициары				Бенефициары				Бенефициары			
		Персонал MiniGrid	Потребители	Собственники генерации	Собственники внешней сети	Персонал MiniGrid	Потребители	Собственники генерации	Собственники внешней сети	Персонал MiniGrid	Потребители	Собственники генерации	Собственники внешней сети	Персонал MiniGrid	Потребители	Собственники генерации	Собственники внешней сети
1	Надежность энергоснабжения	-8	-10	-9	0	0	0	5	2	4	3	3	-4	5	10	10	10
2	Качество электроэнергии по частоте	0	-8	-7	0	-5	-8	8	-8	-7	5	5	-10	8	0	-5	0
3	Качество электроэнергии по напряжению	0	-7	-14	0	0	-8	-8	0	-10	10	2	-10	-8	0	0	0
4	Устойчивость режимов электростанции	1	-	-9	0	10	-8	-8	0	0	-	-5	-10	-7	-	-7	0
5	Потребность в резервных генерирующих и сетевых мощностях	-10	-	-10	0	-1	0	-9	-10	7	-	0	-8	2	-	-1	0
6	Выдача свободных мощностей и энергии во внешнюю сеть	-2	-	-10	0	-1	0	-10	0	8	-	8	0	0	-	0	0
7	Постоянство режима выработки ЭЭ на энергоблоках	-8	-	-8	0	-3	0	-4	0	8	-	5	-9	5	-	5	0
8	Напряжение в точках объединения	0	-	0	0	0	0	0	-10	-10	-	-5	-5	-3	-	-2	0
9	Потери мощности в результате объединения	0	-	0	0	0	0	0	0	8	-	0	2	5	-	5	0
10	Токи короткого замыкания	0	-	0	0	0	0	0	0	-5	-	-5	-10	-5	-	-7	0
11	Токи замыкания на землю	0	-	0	0	0	0	0	0	-5	-	-5	-10	-7	-	-8	0
12	Независимость при управлении режимами и ведении бизнеса, административные барьеры	-9	-	-9	0	-7	2	-4	0	5	-	5	-8	2	-	1	0
13	Сложность управления режимами (человеческий фактор надежности, квалификация персонала)	-8	-	-9	0	-4	0	-3	0	10	-	10	-9	9	-	8	0
14	Наличие каналов технологической связи		-		0				0		-				-		
15	Тарифы для населения		-		0				0		-				-		
16	Выгодные договора для потребителей (юридические лица)	5	5	5	0	10	10	5	0	10	10	10	0	8	10	8	0
	Итого (суммарные)	-39	-20	-80	0	-1	-12	-28	-26	23	28	28	-91	14	20	7	10

ПРИЛОЖЕНИЕ «Б» Карта настройки системной автоматики, защиты энергоблоков и сети

Противоаварийная (АОСД, АВР, УРОВ), Режимная (регуляторы, технологические ограничения, синхронизатор) автоматики, Автооператор (Критические времена выполнения команд, выдачи сообщений), релейная защита элементов электрической сети ЖМ «Березовое», защиты энергоблоков.

Таблица Б.1 - Карта настройки системной автоматики, защиты энергоблоков и сети

№	Параметр	Обозначение	Значение	Примечание
Пусковой орган АОСД				
1	Напряжение срабатывания при провалах напряжения прямой последовательности на шинах РП 39201	U1 мин	8 кВ линейное	Действует на отключение выключателей линий связи с ПС «Силикатная» со стороны РП39201 (В3, В8). Отстраивается от технологических изменений напряжения в нормальных и послеаварийных режимах.
2	Напряжение срабатывания при возникновении напряжения обратной последовательности на шинах РП 39201	U2 макс	2 кВ линейное	Действует на отключение выключателей линий связи с ПС «Силикатная» со стороны РП39201 (В3, В8). Отстраивается от срабатывания на отключение защит ГПУ при превышении 2 кВ продолжительностью более 0.1 с.
	Время срабатывания ПО АОСД		0.023 с	Измерительная задержка
УРОВ по сечению, используемому АОСД (ПО АОСД)				
3	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.

УРОВ на энергоблоке (Micom)				
4	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.
АЧР на ПС «Силикатная»				
5	Отключение фидеров связи 10 кВ с РП 39201 со стороны ПС «Силикатная»	fАЧР	49 Гц	Работа АЧР на ПС «Силикатная»
АВР на ПС «Силикатная»				
6	Отключение со стороны ПС «Силикатная» фидеров связи 10 кВ с РП 39201		Факт отключения вводного выключателя 10 кВ на ПС (например, газовой защитой т-ра) 0.1 с	Время отключения выключателей 0.06 с.
	Включение секционного выключателя	tАВР	2 с	Объединение шин ПС «Силикатная»
АВР на РП 39201 (Предшествующий режим - автономный)				
7	Включение питания со стороны РЭС при погашении напряжения на шинах РП 39201 (В3 или В8)	tАВР	2 с	Включение выключателя на одной из связей с ПС «Силикатная» Время включения выключателя 0.06 с
	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 ГПУ.			
АВР на РП 39201 (Предшествующий режим - параллельный)				
8	Включение питания со стороны РЭС (В3 или В8) после отключения связи с ПС «Силикатная» с погашением напряжения на шинах РП 39201 при погашении Энергоблока.	t _{АВР}	2 с	Включение выключателя на одной из связей с ПС «Силикатная» Время включения выключателя 0.06 с
	Восстановление нормального режима с параллельной работой производится автооператором ПТК.			
Уставки токовых защит на выключателях сети ЛСЭ (максимальный рабочий ток в элементах схемы выдачи мощности – около 600 А, максимальный ток КЗ в автономном режиме (вынужденная составляющая) – около 2.5 кА, подпитка точки КЗ от внешней сети при параллельной работе – около 8 кА) Ввиду малых электрических сопротивлений элементов сети и особенностей коммутационного состояния схемы выдачи мощности расчетные токи КЗ во всех точках можно принять одинаковыми, т.е. 2.5 кА в автономном режиме и 10.5 кА в режиме параллельной работы				
9	Задержка на срабатывание токовой защиты на выключателях сечения для отделения ЛСЭ (Токовая отсечка) (В3, 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)

9	Ток срабатывания токовой отсечки	Исраб	Согласно проекта	
10	Задержка на срабатывание токовой защиты на выключателях фидеров нагрузки		Согласно проекта	Задержка обеспечивает селективное срабатывание при каскадном отключении тока КЗ в режиме параллельной работы
	Ток срабатывания токовой защиты на всех выключателях элементов электрической сети ЛСЭ	Исраб	Согласно проекта	Селективность обеспечивается выдержками времени
11	Задержка на срабатывание токовой защиты на выключателях линий РУ ГПУ- ЗРУ ГРУ (В4, В5, В8, В13)		Согласно проекта	
12	Задержка на срабатывание токовой защиты на выключателях линий РУ ГПУ- РП39201 (В9, И10 РУ ГПУ, В5, В10 РП39201)		Согласно проекта	
13	Задержка на срабатывание токовой защиты на выключателях генераторов		0.1 с	
Защиты энергоблоков (Micom, Terberg, ПТК)				
14	Задержка дифференциальной защиты генераторов		0 с	
15	Защита от провала напряжения прямой последовательности	U1 мин	8.5 кВ	
	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.

16	Защита от возникновения напряжения обратной последовательности	U_2 макс	2.1 кВ	
	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.
17	Защита от недопустимого повышения частоты в ЛСЭ		55 Гц, 0 с 54 Гц, 1 с 53 Гц, 10 с 52 Гц 30 с	Отключение генераторов согласно временных диаграмм
Технологические настройки автоматики энергоблоков				
1	Технологический минимум энергоблоков		1000 кВт	
2	Технологический максимум энергоблоков в режиме автономной работы ЛСЭ		1500 кВт	В период опытной эксплуатации 1300 кВт
3	Технологический максимум энергоблоков регулируемой группы в режиме параллельной работы ЛСЭ (при работе в коридоре)		1800 кВт	В период опытной эксплуатации 1400 - 1500 кВт
4	Технологический максимум свободных энергоблоков, работающих на выдачу во внешнюю сеть		1050 – 1300 кВт	Определяются условием повторного экспресс запуска после отключения от АОСД
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 $\cos\phi$ 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 т.ч. 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
	Задержка на отключение генераторов, работающих на выдачу мощности во внешнюю сеть		0 с	
11	Мертвая полоса первичного регулирования в режиме автономной работы	Δf	50 +/- 5 мГц	
12	Мертвая полоса первичного регулирования в режиме параллельной работы	Δf	50 +/- 75 мГц	
Параметры синхронизации ЛСЭ и внешней электрической сети				
1	Допустимая разница модулей напряжений на выключателях		0.1 кВ	

2	Допустимая разница углов векторов напряжения на выключателях		5 град	
3	Допустимая разница частот векторов напряжения на выключателях		0.1 Гц	

Таблица Б.2 - Карта настройки защит энергоблоков

ГПУ (автономный режим)		
Защита минимального напряжения (27)		
"Сигнал" инверстная х-ка.	90%	1.5 с
	9450 В	
"Отключение"	85%	2.1 с
	8925 В	
Защита максимального напряжения (59)		
"Сигнал" инверстная х-ка.	110%	1.5 с
	11500 В	
"Отключение" инверстная х-ка.	115%	1.5 с
	12075 В	
"Отключение"	120%	0,5 с
	12600 В	
Защита максимального напряжения обр. последовательности (59)		
"Сигнал" инверстная х-ка.	10%	1 с
	1050 В	
"Отключение" инверстная х-ка.	15%	1 с
	1575 В	
"Отключение"	20%	0,1 с
	2100 В	
Максимальная токовая защита (51)		
"Сигнал" инверстная х-ка.	110%	2.5 с
	151 А	

ГПУ (параллельная работа)		
Защита минимального напряжения (27)		
"Сигнал" инверстная х-ка.	98%	1 с
	10290 В	
"Отключение"	90%	1 с
	9450 В	
"Отключение" инверстная х-ка.	85%	0.5 с
	8925 В	
"Отключение"	80%	0.2 с
	8400 В	
Защита максимального напряжения (59)		
"Сигнал" инверстная х-ка.	110%	1.5 с
	11500 В	
"Отключение" инверстная х-ка.	115%	1.5 с
	12075 В	
"Отключение"	120%	0,5 с
	12600 В	
Защита максимального напряжения обр. последовательности (59)		
"Сигнал" инверстная х-ка.	5%	1 с
	525 В	
"Отключение" инверстная х-ка.	10%	1 с
	1050 В	
"Отключение" инверстная х-ка.	15%	0,4 с
	1575 В	
"Отключение"	20%	0,1 с
	2100 В	
Максимальная токовая защита (51)		
"Сигнал" инверстная х-ка.	110%	2.5 с
	151 А	

Продолжение Таблицы Б.2

"Отключение" инверстная х-ка.	140%	0.5 с
	193 А	
"Отключение"	160%	0.3 с
	220 А	
Защита по прямой мощности (32P)		
"Сигнал" инверстная х-ка.	100%	1 с
	2000 кВт	
"Отключение" инверстная х-ка.	105%	1 с
	2100 кВт	
"Отключение"	115%	0
	2300 кВт	
Защита по обратной мощности (32P)		
"Сигнал" инверстная х-ка.	5%	1 с
	100 кВт	
"Отключение" инверстная х-ка.	10%	1 с
	200 кВт	
"Отключение"	20%	0.3 с
	400 кВт	
Защита от снижения частоты		
"Сигнал" инверстная х-ка.	2%	1 с
	49 Гц	
"Отключение" инверстная х-ка.	6%	1 с
	47 Гц	
"Отключение"	8%	0.3 с
	46 Гц	
Защита от повышения частоты		
"Сигнал" инверстная х-ка.	2%	1 с
	51 Гц	
"Отключение" инверстная х-ка.	3%	3 с
	51.5 Гц	
"Отключение"	5%	3 с
	53 Гц	

Токовые защиты генератора (Micom)

Идзг = 28 А

Имтз1 = 208 А, 0.15 с

Имтз2 208 А, 1.8 с

Изнз = 4.1 А

"Отключение" инверстная х-ка.	140%	0.5 с
	193 А	
"Отключение"	160%	0.3 с
	220 А	
Максимальная токовая защита обратной последовательности (46) обратной последовательности (46)		
"Сигнал" инверстная х-ка.	10%	2 с
	13 А	
"Отключение" инверстная х-ка.	15%	0.4 с
	20 А	
"Отключение"	20%	0,1 с
	27А	
Защита по прямой мощности (32P)		
"Сигнал" инверстная х-ка.	100%	1сек
	2000 кВт	
"Отключение" инверстная х-ка.	105%	1сек
	2100 кВт	
"Отключение"	115%	0
	2300 кВт	
Защита по обратной мощности (32P)		
"Сигнал" инверстная х-ка.	5%	1сек
	100 кВт	
"Отключение" инверстная х-ка.	10%	1сек
	200 кВт	
"Отключение"	20%	0
	400 кВт	
Защита от снижения частоты		
"Сигнал" инверстная х-ка.	1%	0.1 с
	49.5 Гц	
"Отключение" инверстная х-ка.	4%	1 с
	48 Гц	
"Отключение"	8%	0.02 с
	46 Гц	
Защита от повышения частоты		
"Сигнал" инверстная х-ка.	2%	0.1 с
	51 Гц	
"Отключение" инверстная х-ка.	3%	1 с
	51.5 Гц	
"Отключение"	6%	0.4 с
	53 Гц	

ПРИЛОЖЕНИЕ «В» Расчетная математическая модель ОЭСММ, состоящей из 2 и из 3 ЛИЭС

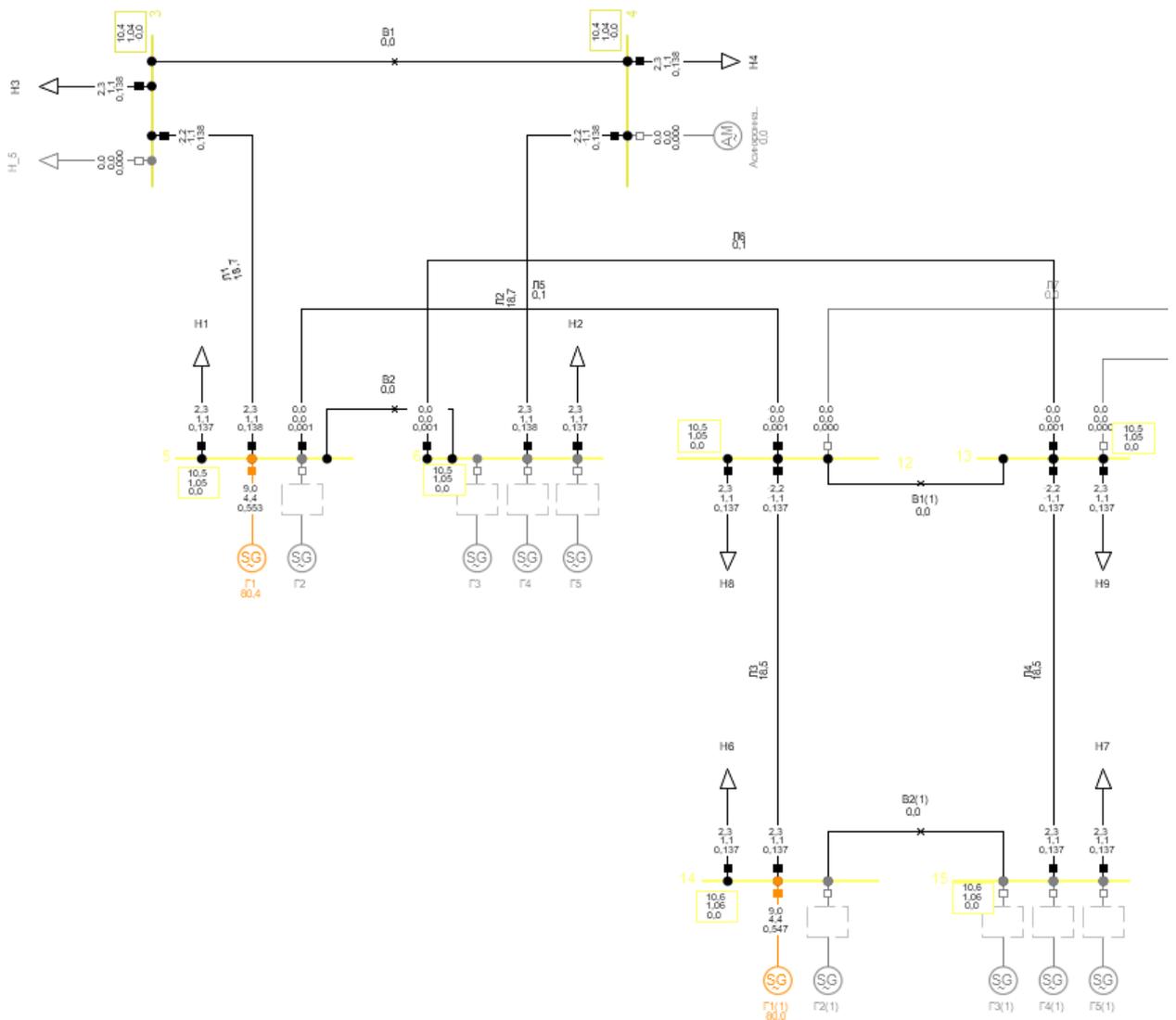
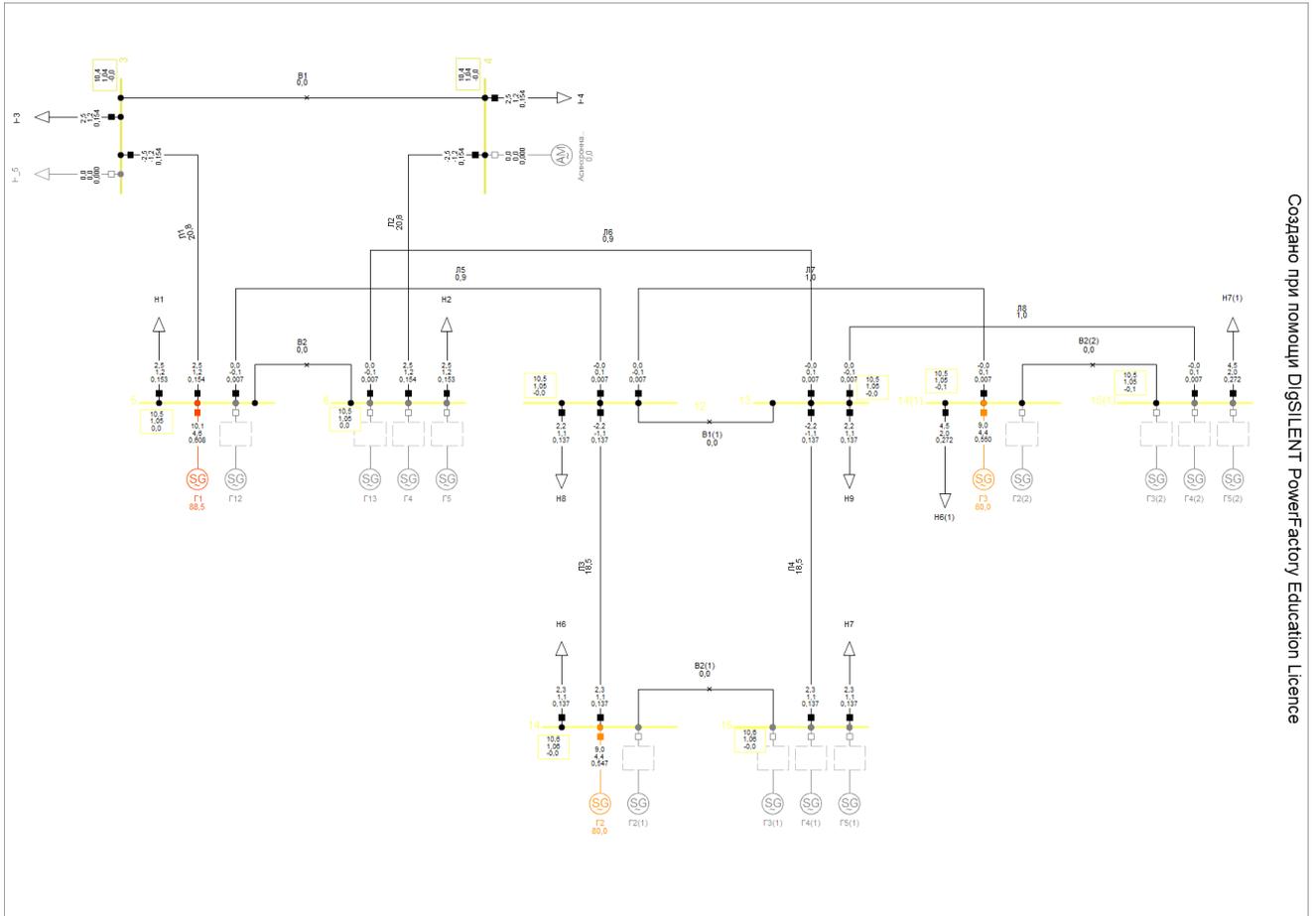


Рисунок В.1 - Расчетная модель ОЭСММ, состоящей из двух ЛИЭС
(Вариант 2) в ПВК PowerFactory



Создано при помощи DIGSILENT PowerFactory Education License

Рисунок В.2 - Расчетная модель ОЭСММ, состоящей из трех ЛИЭС (Вариант 3) в ПВК PowerFactory

ПРИЛОЖЕНИЕ «Г» Визуальное обследование Южно-Курильской ДЭС и распределительных сетей



Рисунок Г.1 - Диспетчерское наименование Южно-Курильской ДЭС



Рисунок Г.2 - Внешний вид блочно-модульных дизельных электростанций типа ЭД520-Т6300-2РН (ДЭ80 (4x520 кВт))

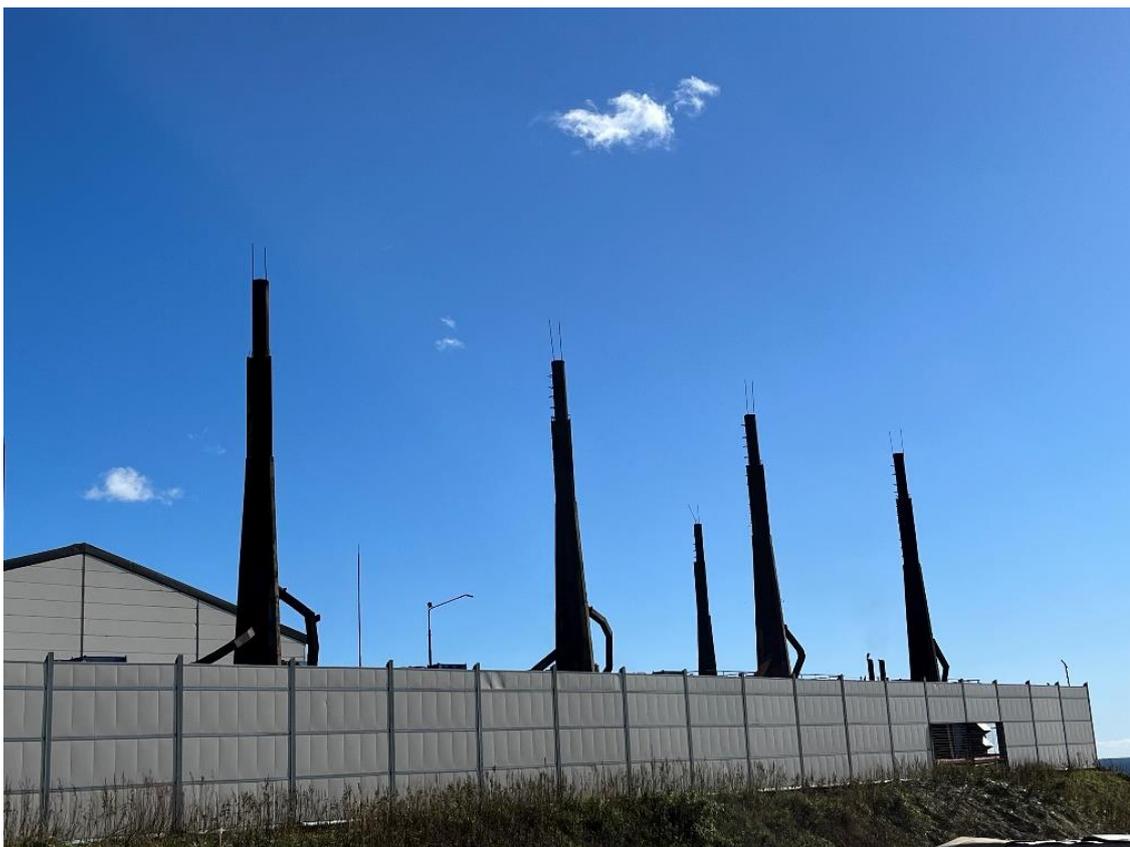


Рисунок Г.3 - Трубы для отвода продуктов сгорания



Рисунок Г.4 - Распределительный пункт 6 кВ существующих городских электрических сетей



Рисунок Г.6 - Заходы ЛЭП-35 кВ и ЛЭП6 кВ на ПС 35/6 кВ



Рисунок Г.7 - ЗРУ-35 кВ, открытая установка трансформаторов на распределительной подстанции 35/6 кВ

ПРИЛОЖЕНИЕ «Д» Акт внедрения в учебный процесс НГТУ результатов диссертационной работы

УТВЕРЖДАЮ:



Профессор по научной работе
и инновациям

К.Т.Н.

Отто А. И.

04 2024 г.

АКТ

о внедрении в учебный процесс Новосибирского государственного
технического университета результатов диссертационной работы
Какоши Юрия Васильевича «Свойства и режимы объединенных
энергосистем малой мощности, создаваемых на основе локальных систем
энергоснабжения»

Настоящим актом подтверждается внедрение результатов диссертационного исследования Какоши Юрия Васильевича «Свойства и режимы объединенных энергосистем малой мощности, создаваемых на основе локальных систем энергоснабжения» в учебный процесс кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы» Новосибирского государственного технического университета.

Предмет внедрения:

- Способ адаптивного участия генераторов малой мощности в первичном регулировании частоты в энергосистемах;
- Раздел учебного пособия офф лайн курса для магистрантов «Инновационные технологии в электроэнергетике».

Характер внедрения:

1. Способ разработан в рамках проекта 2030 НГТУ (СП 1 «Силовая электроника и интеллектуальная энергетика») и используется при разработке агентов мультиагентной системы управления режимами активных электрических сетей с реализацией на конкретных объектах энергетики.
2. Раздел учебного пособия «Объединенные энергосистемы малой мощности. Создание и управление режимами» используется в учебном процессе по плану обучения магистрантов в 3-м семестре 2 - го года обучения.

Декан факультета энергетики,
д.т.н., доцент

А.Г. Русина