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

На правах рукописи

НЕСТЕРЕНКО ГЛЕБ БОРИСОВИЧ

РАЗРАБОТКА СПОСОБОВ И АЛГОРИТМОВ УПРАВЛЕНИЯ НАКОПИТЕЛЯМИ ЭНЕРГИИ ДЛЯ СТАБИЛИЗАЦИИ ЧАСТОТЫ В АВТОНОМНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Специальность 2.4.3 — Электроэнергетика

Диссертация

на соискание учёной степени кандидата технических наук

Научный руководитель:

Зырянов Вячеслав Михайлович

кандидат технических наук, старший научный сотрудник

Новосибирск – 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 4
ГЛАВА 1 СРЕДСТВА И СПОСОБЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ В
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ
1.1 РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ В ТРАДИЦИОННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ
1.2 ПРОБЛЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ
ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ
1.3 Опыт и перспективы применения систем накопления электрической
ЭНЕРГИИ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ
Выводы по главе 1
ГЛАВА 2 АНАЛИЗ ХАРАКТЕРНОГО ГРАФИКА НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ
АВТОНОМНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ФОРМУЛИРОВАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К
КАЧЕСТВУ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ
2.1 Анализ отклонений частоты в автономной системе электроснабжения
нефтедобывающего предприятия 56
2.2 Определение требований к системе автоматического регулирования
ЧАСТОТЫ
2.3 Определение критериев эффективности системы автоматического
РЕГУЛИРОВАНИЯ
Выводы по главе 2
ГЛАВА З СПОСОБЫ И АЛГОРИТМЫ УПРАВЛЕНИЯ НАКОПИТЕЛЯМИ
ЭНЕРГИИ ДЛЯ СТАБИЛИЗАЦИИ ЧАСТОТЫ В АВТОНОМНЫХ
ЭНЕРГОСИСТЕМАХ С ТРАДИЦИОННЫМИ
ГЕНЕРАТОРНЫМИ АГРЕГАТАМИ
3.1 Математическая модель энергосистемы с дизель-генераторной
УСТАНОВКОЙ И СИСТЕМОЙ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

3.2 Разработка алгоритмов управления системой накопления электрической
ЭНЕРГИИ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ
3.3 Алгоритм поддержания уровня заряда накопителя энергии 100
3.4 Разработка методики выбора параметров алгоритмов управления
СИСТЕМОЙ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ . 104
3.5 Исследование эффективности алгоритмов управления системой
накопления электрической энергии для регулирования частоты 113
Выводы по главе 3 120
ГЛАВА 4 СПОСОБЫ И АЛГОРИТМЫ УПРАВЛЕНИЯ НАКОПИТЕЛЯМИ
ЭНЕРГИИ ДЛЯ СТАБИЛИЗАЦИИ ЧАСТОТЫ В АВТОНОМНЫХ
ЭНЕРГОСИСТЕМАХ С ГИБРИДНЫМИ ЭНЕРГОУСТАНОВКАМИ 122
4.1 Математическая модель энергосистемы с автономной гибридной
ЭНЕРГОУСТАНОВКОЙ 122
4.2 Разработка системы автоматического регулирования частоты в
ЭНЕРГОСИСТЕМЕ С АВТОНОМНОЙ ГИБРИДНОЙ ЭНЕРГОУСТАНОВКОЙ 125
4.3 Исследование эффективности системы автоматического регулирования
ЧАСТОТЫ
Выводы по главе 4
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 153
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ 157
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 158
ПРИЛОЖЕНИЕ «А» ПАТЕНТЫ НА ИЗОБРЕТЕНИЯ 171
ПРИЛОЖЕНИЕ «Б» СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ ПРОГРАММЫ ДЛЯ
ЭВМ 173
ПРИЛОЖЕНИЕ «В» АКТЫ ВНЕДРЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ
ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ 174

введение

В Российской Федерации Актуальность темы исследования. эксплуатируются тысячи изолированных систем электроснабжения с автономными установками (автономных энергосистем), обеспечивающих генераторными электроэнергией населённые пункты и промышленные предприятия топливноэнергетического и минерально-сырьевого комплекса, расположенные, в основном, в удалённых районах Сибири и Дальнего Востока. Такие районы характеризуются не только удалённостью от ЕЭС России, но и дорогостоящей логистикой при снабжении материалами, оборудованием, топливом. Лоставка топлива производится в основном в рамках Северного завоза по «зимникам», функционирующим короткий отрезок времени зимой, или по рекам в ещё более короткий период весеннего половодья. В таких условиях себестоимость электроэнергии достигает 20-237 руб./кВт.ч, что в 5-55 раз выше средней по [1]. Преобладающую России долю В себестоимости имеет топливная составляющая.

особенностей Одна ИЗ характерных автономных энергосистем нефтегазодобывающих и других промышленных предприятий – соизмеримость номинальных мощностей электростанций (как правило, от нескольких сотен кВт до 25 МВт) и наиболее крупных электроприёмников. Их коммутации или изменения режима работы даже при выполнении нормальных технологических операций приводят к значительным, резким изменениям режимных параметров. При частой повторяемости операций такую нагрузку принято относить к резкопеременной. Резкие сбросы и набросы нагрузки более 20-30 % от номинальной мощности электростанции приводят к ударным изменениям частоты (происходящим с большой скоростью), опасным для генераторных агрегатов и двигательной нагрузки, сокращающим моторесурс основного технологического оборудования.

Основу современной автономной энергетики составляют дизельгенераторные установки (ДГУ). При всех достоинствах основным недостатком ДГУ является дороговизна топлива, причём при резкопеременной нагрузке, характерной для систем электроснабжения промышленных объектов, потребление топлива дополнительно возрастает.

Автономные электростанции нефте- и газодобывающих предприятий в десятилетия активно оснащаются газопоршневыми (ГПУ) последние И газотурбинными (ГТУ) установками, работающими на попутном или природном газе, добываемом на месте. Однако из-за инерционности топливного тракта для ГПУ задача поддержания частоты при работе на резкопеременную нагрузку оказывается более сложной, чем для ДГУ. Кроме того, при отклонениях частоты более чем на 1,0–1,5 Гц в течение 0,2 с происходит отключение ГПУ их технологическими защитами [2–5]. Во избежание этого и для поддержания требуемого уровня частоты распространена практика завышения установленной мощности электростанции за счёт дополнительных агрегатов, что приводит к увеличению капитальных затрат и снижению коэффициента использования установленной мощности. Альтернатива такому решению – установка на электростанциях систем накопления электрической энергии (СНЭЭ) [6] для сглаживания бросков мощности нагрузки, уменьшения амплитуды отклонений частоты и скорости её изменения [5].

Востребованными автономными объектами электрогенерации в настоящее время являются автономные гибридные энергоустановки (АГЭУ), включающие в свой состав традиционные генераторы, возобновляемые источники энергии (ВИЭ) и СНЭЭ [7]. Стохастический характер генерации ВИЭ осложняет задачу регулирования частоты в условиях резкопеременной нагрузки и ограничивает область применения АГЭУ. Функции СНЭЭ в составе АГЭУ в настоящее время, как правило, сводятся только к согласованию графиков генерации и потребления активной мощности.

Во всех описанных выше случаях, учитывая многофункциональность и быстродействие СНЭЭ [5, 8, 9], целесообразно использовать их для участия в регулировании частоты, прежде всего, в автономных энергосистемах с резкопеременной нагрузкой. Для этого необходимо разработать систему

автоматического регулирования, реализующую алгоритмы управления, адекватные техническим характеристикам СНЭЭ.

Степень разработанности темы исследования. Вклад в развитие научного направления по применению СНЭЭ для управления режимами и переходными процессами энергосистем внесли такие российские учёные и специалисты, как: Астахов Ю.Н., Воробьёв П.Е., Глускин И.З., Гулиа Н.В., Гусев Ю.П., Деньщиков К.К., Дыбко М.А., Жук А.З., Зырянов В.М., Илюшин П.В., Кучак С.В., Лукутин Б.В., Мисбахов Р.Ш., Новиков Н.Л., Смоленцев Н.И., Суслов К.В., Федотов А.И., Харитонов С.А. и др.

Зарубежные разработки по тематике СНЭЭ представлены большим количеством публикаций. Вопросам применения СНЭЭ для ограничения отклонений частоты посвящены работы авторов: Arrigo F., Baltac S.A., Bompard E., Cohn E., Cui X., Jiang Y., Kathpal P.H., Li J., Liang F., Mallada E., Mazza A., Meng Y., Monti A., Musa A., Shelton C.J., Toma L., Wen Y., Xiong R., Yang Q., Zhang K. и др.

За рубежом СНЭЭ применяются для первичного и вторичного регулирования частоты в крупных энергообъединениях, а также для стабилизации частоты в автономных энергосистемах. Анализ Базы данных Министерства энергетики США показывает, что 55 % проектов СНЭЭ по всему миру связано с участием в регулировании частоты. При этом СНЭЭ многофункциональны и во многих случаях выполняют функцию регулирования частоты в качестве дополнительной.

Имеется множество зарубежных работ по применению СНЭЭ для регулирования частоты, однако в них не предлагается единого устоявшегося подхода к тому, как организовать этот процесс для получения наибольшего эффекта. Открытыми остаются вопросы учёта уровня заряда (относительная величина, показывающая отношение запасенной энергии к значению номинальной энергоемкости подсистемы накопления), состояния каждого источника энергии в автономной энергосистеме, выбора параметров настройки регуляторов СНЭЭ, координирования степени участия в регулировании разнотипных источников энергии и ряд других. Используемые в автономных энергосистемах РФ системы регулирования частоты не предусматривают участие СНЭЭ, даже если она уже установлена в энергосистеме для повышения коэффициента использования установленной мощности ВИЭ или решения других задач. Современные СНЭЭ обладают высоким быстродействием (время отклика около 5 мс), при этом участие в регулировании частоты не требует большого объёма энергии по сравнению с их основной функцией. Поэтому системы накопления электрической энергии могут выступить тем инструментом, который обеспечит поддержание требуемой частоты в условиях резкопеременной нагрузки.

В связи с этим актуальным вопросом является создание технологий, позволяющих привлекать СНЭЭ к регулированию частоты в автономных энергосистемах.

Объект исследования – автономная энергосистема, имеющая в своём составе систему накопления электрической энергии.

Предмет исследования – средства и способы управления активной мощностью источников энергии при регулировании частоты в автономной энергосистеме с накопителем энергии.

Цель работы – исследование и разработка способов и алгоритмов управления, позволяющих использовать систему накопления электрической энергии для стабилизации частоты в автономной энергосистеме.

Для достижения цели поставлены и решены следующие задачи:

1. Анализ результатов мониторинга режимных параметров электростанции в автономной энергосистеме нефтедобывающего предприятия с резкопеременной нагрузкой;

2. Обоснование и формулирование требований к системе автоматического регулирования частоты в автономной энергосистеме со СНЭЭ;

3. Разработка математической модели автономной энергосистемы;

4. Разработка алгоритмов управления СНЭЭ для регулирования частоты;

5. Разработка алгоритма поддержания уровня заряда СНЭЭ;

6. Разработка алгоритмов управления АГЭУ для регулирования частоты;

7. Исследование эффективности алгоритмов управления.

Методология и методы исследования. Для получения данных о режимных параметрах электростанции в автономной энергосистеме проведён пассивный натурный эксперимент. Для разработки, апробации и исследования эффективности алгоритмов управления СНЭЭ и АГЭУ в составе автономной энергосистемы использованы методы математического моделирования в среде MATLAB/Simulink.

В диссертационной работе использовались: теория обработки сигналов, теория мгновенной мощности, теория имитационного моделирования, теория автоматического управления, теория оптимизации, теория нечёткой логики.

Научная новизна диссертации:

1. Предложен новый способ регулирования частоты в автономной энергосистеме с помощью СНЭЭ, сочетающий управление по возмущающему воздействию и по отклонению частоты, который позволяет практически полностью исключить ударные изменения частоты и уменьшить её отклонения до уровня, установленного для ЕЭС России согласно ГОСТ Р 55890-2013 [10];

2. Разработан алгоритм распределения во времени долей участия в регулировании частоты накопителей энергии разных типов в составе гибридной СНЭЭ за счёт динамического изменения коэффициентов усиления, способствующий экономии ресурса аккумулирующих элементов;

3. Предложен новый способ и разработан алгоритм поддержания уровня заряда накопителя энергии в рабочем диапазоне без прерывания выполнения его основной технологической функции за счет коррекции управляющего воздействия в зависимости от фактического уровня заряда;

4. Впервые предложена концепция исполнения системы автоматического регулирования частоты в энергосистеме с АГЭУ с использованием регулировочных возможностей СНЭЭ и традиционной генерации, с привлечением к регулированию солнечной электростанции за счёт создания резерва мощности на ней и динамического перераспределения долей участия в регулировании в зависимости от уровня заряда накопителя.

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретическая значимость работы:

1. Разработанные способы и алгоритмы управления являются основой для проведения научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ на темы, связанные с исследованием эффективности их работы в аварийных режимах, влиянием параметров СНЭЭ на качество электрической энергии, разработкой подходов к определению оптимального состава источников энергии в автономной энергосистеме и оптимальных параметров накопителей энергии, в том числе в составе гибридных СНЭЭ, а также с разработкой и исследованием способов управления накопителями энергии в ЕЭС России;

2. Разработанные способы и алгоритмы управления обладают потенциалом для дальнейшего развития с точки зрения учёта индивидуальных особенностей различных типов источников энергии и электроприёмников, в частности для разработки систем управления АГЭУ с преобладающей долей солнечной или ветряной генерации, газопоршневой или газотурбинной генерации, со СНЭЭ на основе накопителей электрической энергии разных типов и др.

Практическая значимость и реализация работы:

1. Разработанные алгоритмы управления кардинальным образом уменьшают отклонения частоты в автономных энергосистемах при помощи СНЭЭ и дают возможность применять ВИЭ и генераторные установки, чувствительные к резким и глубоким броскам мощности, в энергосистемах с резкопеременной нагрузкой без завышения установленной мощности электростанции;

2. Предложенный способ регулирования частоты в автономной энергосистеме, включающей систему накопления электрической энергии, защищён патентом РФ на изобретение RU 2783040 (Приложение А);

3. Разработан и зарегистрирован программный продукт для обработки результатов мониторинга режимных параметров энергообъектов (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022667812) (Приложение Б);

4. Представлены акты внедрения результатов работы в промышленность в компании ООО «РЭНЕРА-Энертек» и в учебный процесс Новосибирского государственного технического университета (Приложение В);

5. Исследование выполнено при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 20-38-90182) и Фонда содействия инновациям (договор № 15385ГУ/2020).

Положения, выносимые на защиту:

1. Сочетание управления активной мощностью СНЭЭ по возмущению и по отклонению частоты значительно уменьшает ударные изменения частоты и обеспечивает её стабилизацию в автономных энергосистемах в таких же пределах, как и в ЕЭС России согласно ГОСТ Р 55890-2013 [10], даже в условиях резкопеременной нагрузки;

2. Управление активной мощностью накопителей энергии в составе гибридной СНЭЭ с динамическим изменением коэффициентов усиления обеспечивает рациональное распределение и согласование во времени долей участия в регулировании частоты накопителей энергии разных типов, позволяя экономить их ресурс;

3. Поддержание уровня заряда накопителя энергии за счет коррекции управляющего воздействия в зависимости от фактического уровня заряда позволяет поддерживать его в рабочем диапазоне без прерывания выполнения основной технологической функции СНЭЭ;

4. Создание резерва мощности на солнечной электростанции и динамическое перераспределение долей участия в регулировании между СНЭЭ и СЭС позволяет рационально использовать регулировочные возможности всех источников энергии в составе АГЭУ для поддержания частоты.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Диссертационная работа соответствует следующим пунктам паспорта специальности 2.4.3 – Электроэнергетика:

• пункт 16 – «Разработка методов анализа и синтеза систем автоматического регулирования, противоаварийной автоматики и релейной защиты в электроэнергетике»;

• пункт 19 – «Разработка методов и устройств контроля, анализа и управления качеством электроэнергии».

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность полученных результатов обеспечена корректно выполненными расчётами в промышленном программно-вычислительном комплексе MATLAB/Simulink с использованием математической модели, точность которой подтверждена сопоставлением результатов вычислительных и натурных экспериментов. Расчёт на модели в среде MATLAB/Simulink даёт количественное и качественное совпадение с результатами натурных экспериментов.

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались кафедры И обсуждались на научных семинарах Автоматизированных электроэнергетических систем Новосибирского государственного технического университета, сессиях Международного Совета по большим электрическим системам высокого напряжения СИГРЭ (г. Париж, 28 августа – 2 сентября 2022 г. и 24 августа – 3 сентября 2020 г.) и международных научных конференциях: «IEEE 7th International Energy Conference» (г. Рига, 9–12 мая 2022 г.), «The 4th International Conference on Clean Energy and Electrical Systems» (г. Токио, 2–4 апреля 2022 г.), «EnergyNet.CON» (г. Москва, 16–20 ноября 2020 г.), «Ural Smart Energy Conference» (г. Екатеринбург, 13–15 ноября 2020 г.), «Электроэнергетика глазами молодёжи» (г. Ставрополь, 14-18 сентября 2020 г. и г. Иркутск, 16-20 сентября 2019 г.), «Энергетика XXI века: Устойчивое развитие и интеллектуальное управление» (г. Иркутск, 7-11 сентября 2020 г.), «Aspire to Science» (г. Новосибирск, 18 апреля 2019 г.), «Progress through Innovations» (г. Новосибирск, 28 марта 2019 г.).

Публикации. Основные результаты диссертационного исследования опубликованы в 32 научных работах, в том числе в 5 статьях в изданиях согласно перечню российских рецензируемых научных журналов, в которых должны быть

опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук, в 11 статьях в изданиях, индексируемых в наукометрических базах данных Scopus и Web of Science, и в 16 статьях в прочих изданиях.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, четырёх глав, заключения, списка сокращений, списка литературы, включающего 105 наименований, и трёх приложений. Общий объем работы составляет 175 страниц, включает 98 рисунков и 11 таблиц.

ГЛАВА 1 СРЕДСТВА И СПОСОБЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

1.1 Регулирование частоты в традиционных энергосистемах

Баланс мощности и изменение частоты

Частота является одним из основных режимных параметров энергосистемы. Частота в энергосистеме определяется балансом вырабатываемой и потребляемой активной мощности.

Движение ротора эквивалентного генераторного агрегата, к шинам которого подключена эквивалентная нагрузка, описывается уравнением

$$T_j \frac{d\omega}{dt} = M_{\Pi \mathrm{f}} - M_{\Gamma}, \qquad (1.1)$$

где *Т*_{*j*} – постоянная инерции агрегата;

w – угловая скорость (частота) вращения ротора генератора;

*М*_{пд} – механический вращающий момент первичного двигателя;

*М*_г – электромагнитный тормозящий момент генератора.

Механическому вращающему моменту первичного двигателя M_{nd} противодействует электромагнитный тормозящий момент генератора M_r . В установившемся режиме эти моменты взаимно уравновешиваются, и частота оказывается постоянной.

Электрическая мощность (а значит и момент) эквивалентного генератора определяется нагрузкой и равна ей в любой момент времени.

При резком набросе или сбросе нагрузки небаланс моментов компенсируется кинетической энергией вращающихся машин. Таким образом, баланс моментов существует всегда.

Уравнение (1.1) можно записать в несколько ином виде:

$$T_j \frac{d\omega}{dt} = \frac{P_{\Pi A}}{\omega} - \frac{P_{H}}{\omega}$$
(1.2)

Из такой формы записи видно, что небаланс мощностей приводит к появлению первой производной скорости вращения ротора генератора. Иначе говоря, к изменению частоты [11]. Со временем частота стабилизируется за счёт регулирующего эффекта нагрузки, и наступает новый установившийся режим – баланс мощностей на частоте, отличной от номинальной (если нет регулирования).

Таким образом, когда говорят про баланс мощностей, то, как правило, имеют в виду баланс в установившемся режиме на номинальной (или близкой к ней) частоте. Мгновенный же баланс соблюдается всегда, потому что в нём участвует кинетическая энергия вращающихся масс роторов электрических машин [11].

Рассмотренное выше поведение одного изолированного генератора справедливо и для нескольких агрегатов, если они работают параллельно на общую нагрузку.

Через некоторое время после резкого наброса или сброса нагрузки частота в энергосистеме стабилизируется, и наступает установившийся режим – благодаря тому, что мощность нагрузки зависит от частоты. Активная и реактивная мощности являются функциями не только частоты, но и напряжения. Обобщенные статические характеристики потребления активной P_{Π} и реактивной мощности Q_{Π} показаны на рисунке 1.1 [11].



Рисунок 1.1 – Обобщенные статические характеристики потребления активной и реактивной мощности по частоте

Если мощность первичных двигателей генераторных агрегатов оказалась больше потребляемой мощности в энергосистеме, то частота начинает расти, вследствие чего увеличивается потребляемая мощность – до тех пор, пока эти мощности не уравновешиваются. Аналогичным образом, если мощность первичных двигателей оказывается меньше потребляемой, то частота начинает снижаться, в результате чего потребляемая мощность будет уменьшаться до наступления нового баланса [11].

Автоматические регуляторы скорости

Нагрузка в энергосистеме постоянно меняется, поэтому для поддержания частоты необходимо менять мощности первичных двигателей так, чтобы сохранялся баланс вырабатываемой и потребляемой мощностей [12]. Это должно выполняться автоматически.

Медленные изменения нагрузки можно прогнозировать, и на основании этого планировать режим электростанции. На медленные изменения накладываются резкие, быстрые изменения, носящие, как правило, случайный характер. Такие изменения способны увести частоту из допустимого диапазона, вследствие чего и требуется автоматическое регулирование. Для этих целей энергоблоки оснащают автоматическими регуляторами скорости (APC). В некоторых источниках вместо термина «автоматический регулятор скорости» используется термин «автоматический регулятор частоты вращения» [13–15].

Принцип работы APC основан на отрицательной обратной связи системы регулирования: при повышении значения регулируемого параметра система уменьшает подачу энергоносителя, а при снижении – увеличивает [11].

Под действием АРС либо восстанавливается прежняя скорость (астатическое регулирование), либо устанавливается новая скорость, близкая к прежней (статическое регулирование).

По способу действия различают регуляторы косвенного и прямого действия. Регуляторами косвенного действия называются такие, у которых для перемещения регулирующего органа используется энергия, подводимая извне. По виду

подводимой энергии регуляторы подразделяются на пневматические, электрические и гидравлические. Регуляторами прямого действия называются такие, в которых для перемещения регулирующего органа используется энергия, взятая у самого регулируемого органа. Регуляторы прямого действия отличаются простотой конструкции, они дешевы и несложны в обслуживании, надежны в работе. Однако малая мощность, пониженная чувствительность и невысокая точность ограничивают область их применения [16].

АРС, как правило, выполняются как регуляторы косвенного действия с гидравлическими усилителями и, несмотря на значимые конструктивные отличия, имеют одну функциональную схему [12]. Она представлена на рисунке 1.2.



Рисунок 1.2 – Функциональная схема регулятора косвенного действия с гидравлическим усилителем

Схема содержит следующие элементы:

- Первичный двигатель (например, турбина) и генератор (ПД+Г) генераторный агрегат, объект управления;
- Измерительный элемент (ИЭ) датчик отклонения частоты вращения агрегата, ускорения или других параметров регулирования;
- Усилительно-преобразовательное устройство (У) магнитные или гидравлические усилители;

- Гидравлический исполнительный механизм (ГИМ), воздействующий на впуск энергоносителя;
- Обратная связь (ОС) устройство коррекции с обратными связями по положению главного или вспомогательного ГИМ;
- Механизм изменения частоты вращения (МИЧВ) задающее устройство (другие варианты: механизм управления турбиной, механизм изменения скорости вращения, механизм изменения числа оборотов, механизм регулирования оборотов).

Рассмотрим схему регулятора, изображённую на рисунке 1.3 [11]. Данная схема учитывает возможность задания некоторой уставки мощности, которую должен вырабатывать генератор.



Рисунок 1.3 – Функциональная схема регулятора с возможностью задания мощности уставки (КПТ/НА – клапан паровой турбины / направляющий аппарат или аналогичное устройство, K_y – коэффициент усиления, P_{yct} – уставка по мощности, K_c – коэффициент статизма)

После некоторых преобразований схему можно привести к виду, представленному на рисунке 1.4. Интегратор (ГИМ), охваченный обратной связью, соответствует апериодическому звену [11].



Рисунок 1.4 – Функциональная схема регулятора с возможностью задания мощности уставки после преобразования ($T_{APC} = (K_y K_c)^{-1}$ – постоянная времени APC)

Статизм характеристики регулятора *K*_c есть величина, обратная коэффициенту крутизны (*K*_r):

$$K_{\rm c} = \frac{\Delta\omega}{\Delta P} = \frac{1}{K_{\rm r}} \tag{1.3}$$

Коэффициент K_{r} , равный тангенсу угла наклона характеристики APC к оси абсцисс (рисунок 1.5), называется крутизной характеристики регулирования. Астатическому регулированию отвечает значение $K_{r} = \infty$.



Рисунок 1.5 – Астатическая и статическая характеристики АРС

При конечном значении коэффициента крутизны $K_r \neq 0$:

$$\frac{\Delta f}{f_0} + \frac{1}{K_{\Gamma}} \frac{\Delta P_{\Gamma}}{P_{\Gamma \text{ HOM}}} = 0 \tag{1.4}$$

Закон регулирования для параметров в относительных единицах:

$$\Delta P_{\Gamma} = -\Delta f \cdot K_{\Gamma} \tag{1.5}$$

При уменьшении частоты ($\Delta f < 0$) мощность генератора под действием регулятора будет расти ($\Delta P_r > 0$), что поддержит частоту, и наоборот.

На рисунке 1.6 приведён пример изменения частоты при резком увеличении нагрузки в автономной энергосистеме с эквивалентным генератором без регулятора и с регулятором, соответствующем регулятору на рисунке 1.4 [11].



Рисунок 1.6 – Изменение частоты при резком увеличении нагрузки в автономной энергосистеме с эквивалентным генератором и статическим АРС

Распределение мощности между агрегатами

При регулировании частоты несколькими агрегатами возникает задача распределения нагрузки между агрегатами [12].

Если регуляторы всех агрегатов имеют астатическую характеристику, возникают затруднения в определении загрузки генераторов. Кроме того, иногда регуляторы агрегатов начинают «бороться» друг с другом, что проявляется, например, в виде незатухающих колебаний мощности генераторов.

АРС со статическими характеристиками лишены этого недостатка. На рисунке 1.7 представлена ситуация, когда в работу включается дополнительный агрегат. Он берёт на себя часть нагрузки, в то время как работающий до этого агрегат разгружается [17].



Рисунок 1.7 – Распределение нагрузки между агрегатами со статическими характеристиками АРС

Статические регуляторы делают распределение нагрузки определённым: насколько второй агрегат нагрузился (с 0 до P_{г2}), настолько же первый разгрузился (с P_{г∑} до P_{г1}), суммарная генерируемая мощность осталась неизменной [17].

Методы распределения нагрузки между генераторными агрегатами при регулировании частоты можно разделить на два вида: регулирование по мгновенному и интегральному отклонению частоты. В случае однозначность

распределения определяется тем, что сигнал заданного значения мощности вводится в закон регулирования в явном виде. Во втором – сигнал заданного значения определяется косвенным путем по интегральному отклонению частоты [12].

Метод ведущего агрегата. Один из генераторных агрегатов (ведущий) настраивается по астатической характеристике, а остальные – по статической. Основным недостатком такого подхода является то, что мощности одного генераторного агрегата, как правило, мало для покрытия неплановых нагрузок [12].

Метод ведущей станции. Для увеличения регулировочного диапазона к астатическому регулированию привлекают не один генераторный агрегат, а целую ведущую электростанцию (как правило, гидроэлектростанцию).

При астатической настройке нескольких генераторных агрегатов ведущей станции распределение мощности между ними получается произвольным. Для устранения этой проблемы в закон регулирования вводится заданная мощность, которую должен брать на себя генераторный агрегат в процессе регулирования.

Так как все неплановые изменения нагрузки воспринимаются ведущей электрической станцией, то её режим, как и режим всей системы, оказывается неэкономичным [12].

Метод мнимостатических характеристик. К регулированию привлекаются генераторные агрегаты нескольких станций системы. Для реализации такого подхода необходимы связи между электростанциями и диспетчерским пунктом системы. По прямому каналу от станции до пункта необходимо передавать сигнал, пропорциональный фактической мощности регулирующих генераторных агрегатов станции. При получении этих сигналов со всех станций на диспетчерском пункте производятся определение заданного значения мощности для каждой электростанции. Коэффициент участия устанавливается диспетчером из условия экономически наиболее выгодного распределения. Сигналы, пропорциональные заданным значениям мощности, передаются на станции.

По этому методу трудно выполнить астатическое регулирование из-за погрешности измерительных трансформаторов, телеканалов связи и др. Кроме

того, наличие телеканалов связи делает этот метод дорогим, сложным, ненадёжным [12].

Метод интегрального регулирования. В закон регулирования вводится воздействие, пропорциональное интегралу отклонения частоты по времени. Для этого необходимо подавать сигнал, пропорциональный эталонной частоте (*f*₀).

Воздействие регулятора пропорционально углу расхождения векторов напряжений, имеющих частоты f_0 и f, либо отклонению синхронного времени (рассчитывается по частоте напряжения) от астрономического.

Регулирование может быть астатическим или статическим. Астатическая настройка не обеспечивает заданного распределения нагрузок между регулирующими генераторными агрегатами.

Распределение нагрузок между регулирующими электростанциями можно осуществлять с учетом их экономических характеристик. Одновременно решается задача обеспечения выгодного распределения нагрузок между регулирующими станциями.

Для осуществления интегрального регулирования на каждой регулирующей электрической станции необходимо иметь эталонную частоту. Для этого предусматривается установка эталонного источника на диспетчерском пункте системы и передача сигналов на регулирующие станции по телеканалам, либо на каждой регулирующей станции устанавливается собственный датчик эталонной частоты. Точность эталонов должна быть крайне высокой, что создаёт трудности [12].

Регулирование частоты в ЕЭС России

Единая энергетическая система России (ЕЭС России) состоит из 71 региональных энергосистем, которые образуют 7 объединенных энергетических систем. ЕЭС России подразделяется на две синхронные зоны:

1 синхронная зона – часть ЕЭС России, нормально работающая параллельно с энергосистемами стран Содружества Независимых Государств и Балтии,

включающая в себя все объединённые энергетические системы, кроме объединённой энергосистемы Востока;

2 синхронная зона – часть ЕЭС России, включающая в себя объединённую энергетическую систему Востока, нормально работающая изолированно от первой синхронной зоны ЕЭС России [10].

Параллельно с 1 синхронной зоной работают энергосистемы Азербайджана, Белоруссии, Грузии, Казахстана, Киргизии, Латвии, Литвы, Монголии, Узбекистана [18].

Помимо ЕЭС России, на территории нашей страны находится ряд крупных территориально изолированных энергосистем – энергосистемы Магаданской области, Норильско-Таймырского и Николаевского энергорайонов, Камчатского края, Сахалинской области, северной части Республики Саха (Якутия), Чукотского автономного округа – а также множество малых автономных энергосистем [19].

Перечень основной нормативно-технической документации, регламентирующей регулирование частоты в ЕЭС России, включает в себя [20]:

• Межгосударственный стандарт ГОСТ 34184-2017 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в энергообъединении. Общие требования»;

• Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 55890-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативнодиспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования»;

• Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран Содружества Независимых Государств и Балтии. Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков активной мощности, утверждены 23.10.2015;

• Стандарт ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27.100.003-2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования»; • Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка, Приложение № 13 Регламент определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности, раздел 3;

• Требования к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты, утверждены приказом Минэнерго России от 09.01.2019 N 2.

Технические требования к энергоблокам электростанций различных типов для участия в регулировании частоты устанавливаются в отдельных стандартах, например: СТО 59012820.27.100.002-2013 – для энергоблоков тепловых электростанций, СТО 59012820.27.100.004-2016 – для парогазовых и газотурбинных установок.

Согласно ГОСТ Р 55890-2013 [10] устанавливаются требования к значению частоты:

• В 1 синхронной зоне должно быть обеспечено поддержание квазиустановившихся значений частоты в пределах (50,00±0,05) Гц при допустимости нахождения значений частоты в пределах (50,0±0,2) Гц с восстановлением частоты до уровня (50,00±0,05) Гц за время не более 15 мин;

• Во 2 синхронной зоне ЕЭС России, а также в 1 синхронной зоне при ее работе в вынужденном режиме, 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;

• В нормальном режиме энергосистемы при регулировании частоты посредством автоматического вторичного регулирования должно обеспечиваться поддержание средней величины частоты за любой час суток в пределах (50,00±0,01) Гц в 1 и 2 синхронных зонах ЕЭС России.

Значительные отклонения частоты приводят к недопустимым режимам работы генераторных агрегатов (преимущественно турбин тепловых и атомных электрических станций), недопустимому снижению производительности собственных нужды, угрозе «лавины частоты» и «развала» энергосистемы, к аварийным режимам, когда начинает работать противоаварийная автоматика [21]. Регулирование электроэнергетического режима по частоте и перетокам активной мощности должно осуществляться посредством первичного, вторичного и третичного регулирования [10].

Первичное регулирование частоты осуществляется с целью ограничения отклонений частоты от номинального значения для безопасной эксплуатации оборудования электростанций и минимизации риска отключения потребителей электрической энергии действием противоаварийной автоматики и включает в себя:

- общее первичное регулирование частоты на всех электростанциях;
- нормированное первичное регулирование частоты на электростанциях (энергоблоках), отобранных для оказания системных услуг.

Вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности осуществляется для восстановления номинальной частоты, резервов первичного регулирования, восстановления заданных (плановых) значений внешних перетоков областей регулирования, а также для ограничения перетоков активной мощности в контролируемых сечениях.

Структура автоматического вторичного регулирования в ЕЭС России включает в себя [10]:

- Центральную координирующую систему уровня ЕЭС России;
- Централизованные системы уровня объединенных энергосистем;
- Централизованные системы уровня территориальных энергосистем.

Третичное регулирование мощности осуществляется с целью восстановления резервов вторичного регулирования [22].

Особенности регулирования частоты в автономных энергосистемах

65 % территории России находится в зоне, не охваченной централизованным энергоснабжением (ЕЭС России и крупными территориально изолированными энергосистемами). На этой территории (рисунок 1.8 [1]) проживает около 20 млн человек и находится множество промышленных объектов минерально-сырьевого комплекса [23].



Рисунок 1.8 – Районы централизованного и автономного электроснабжения в России

Преобладающим типом источников энергии в автономных энергосистемах являются дизельные электростанции. Также используются газодизельные, газопоршневые, газотурбинные электростанции [24].

Согласно ГОСТ 32144-2013 [25], отклонение частоты в изолированных системах электроснабжения с автономными генераторными установками не должно превышать ± 1 Гц в течение 95 % времени интервала в одну неделю и ± 5 Гц в течение 100 % времени. Такие «мягкие» требования (по сравнению с синхронизированными системами электроснабжения) объясняются технической сложностью обеспечения более высокого качества электроэнергии для автономных обусловлено соизмеримостью номинальных энергосистем, ЧТО мощностей электростанции и наиболее крупных потребителей электроэнергии. При наличии электроприёмников, чувствительных К отклонениям частоты, могут устанавливаться более жесткие договорные требования к качеству электроэнергии.

Общие рассуждения, представленные выше, относятся и к автономным энергосистемам. При резком набросе или сбросе нагрузки небаланс моментов компенсируется инерцией вращающихся машин. Небаланс мощностей приводит к изменению частоты. Со временем частота стабилизируется за счёт действия регуляторов и регулирующего эффекта нагрузки. При этом нужно отметить, что в рассматриваемых в настоящем разделе энергосистемах потребители часто имеют резкопеременную нагрузку, мощность которой соизмерима с мощностью электростанций [26], что может приводить к значительным отклонениям частоты и к отключению генераторных агрегатов технологическими защитами [2–5].

Как правило, каждый традиционный генераторный агрегат электростанции в автономной энергосистеме имеет АРС, структура которого в общем случае соответствует описанной ранее. На рисунке 1.9 представлена функциональная схема модели генератора, автономно работающего на эквивалентную нагрузку, с автоматическим регулятором скорости [11].



Рисунок 1.9 – Модель генератора с АРС, автономно работающего на эквивалентную нагрузку

Среди подходов к организации регулирования частоты и распределения мощности между генераторными агрегатами электростанции в автономной энергосистеме в качестве основных можно выделить следующие.

Традиционный метод ведущего агрегата. В соответствии с методом ведущего агрегата, описанным в [12], выбирается один агрегат (ведущий), регулятор которого обеспечивает астатическое регулирование (в схеме регулятора имеется интегральное звено с заданным ненулевым коэффициентом усиления). АРС остальных агрегатов настроены на статическое регулирование.

Таким образом, в первый момент времени наброс нагрузки принимают на себя все агрегаты, снижая отклонение частоты, а в дальнейшем ведущий агрегат

возвращает частоту к 50 Гц, перенимая мощность на себя и несколько разгружая остальные агрегаты.

Метод «мастер-слейв» с задействованием одного регулятора. На электростанции есть несколько агрегатов с регуляторами одного типа, каждый из которых способен обеспечить астатическое регулирование. При запуске электростанции первый из запущенных агрегатов становится «мастером»: его регулятор отслеживает изменения частоты и в каждый момент времени задаёт генерируемую мощность не только для данного агрегата, но и для всех остальных агрегатов.

Как правило, при таком регулировании загрузка в процентах от номинальной мощности каждого агрегата остаётся (задаётся) равной друг другу. При отключении «мастера» его роль переходит к другому агрегату.

Построение системы регулирования частоты верхнего уровня. Агрегаты имеют статические APC, выполняющие первичное регулирование частоты. Для обеспечения вторичного регулирования (астатического) используется система управления верхнего уровня. Она может задействовать несколько агрегатов для вторичного регулирования и определяет долю их участия в регулировании согласно методу мнимостатических характеристик, методу интегрального регулирования [12] или другому подходу, в том числе специально разработанному для данной энергосистемы.

В отличие от крупных энергообъединений, в автономных энергосистемах не требуются протяжённые каналы связи, что облегчает создание системы регулирования частоты верхнего уровня. Положительной стороной системы регулирования верхнего уровня является и то, что в таком случае возможно обеспечить эффективное управление источниками энергии различных типов, в том числе традиционными генераторными агрегатами на сжигаемом органическом топливе, генераторными установками на основе возобновляемых источников энергии и системами накопления электрической энергии в составе автономных гибридных энергоустановок [27].

1.2 Проблемы регулирования частоты в энергосистемах с возобновляемыми источниками энергии

Общие положения

Интерес к ВИЭ приводит к тому, что появляются электростанции ВИЭ, сопоставимые по мощности с традиционными электростанциями и способные оказывать значительное влияние на энергосистему в целом [28]. Особенности, присущие ВИЭ-генерации, создают сложности в плане регулирования частоты в энергосистеме, которые усиливаются с ростом доли мощности ВИЭ в системе [29–31]. В докладе [32] описываются четыре стадии интеграции ВИЭ в энергосистему.

На 1 стадии интеграции доля ВИЭ в структуре годовой выработки электроэнергии не превышает 3 % и практически не оказывает влияния на энергосистему. Нестабильная выработка ВИЭ рассматривается как изменение спроса на электроэнергию. Примеры стран, находящихся на первой стадии интеграции ВИЭ: Индонезия, Мексика, Южная Африка, Россия.

На 2 стадии интеграции доля ВИЭ составляет 3–15 % и начинает влиять на энергосистему, однако данное влияние достаточно легко компенсируется с помощью совершенствования методов управления энергосистемой. К таким методам можно отнести прогнозирование выработки энергии, увеличение эксплуатационных резервов. Примеры стран, которые находятся на второй стадии интеграции ВИЭ: Австралия, Австрия, Бельгия, Бразилия Чили, Индия, Канада.

На 3 стадии, когда доля ВИЭ составляет 15–25 %, влияние ВИЭ-генерации сказывается работе традиционных электростанций и энергосистемы в целом. Ключевую роль начинает играть гибкость [33, 34] – способность реагировать на неопределенность и изменчивость баланса спроса и предложения. Гибкость поддерживается за счет маневренных электростанций, управления спросом, накопления энергии, расширения энергообмена между смежными энергосистемами. К тому же, по мере увеличения числа СЭС и ВЭС в системе, краткосрочные колебания генерации установок, расположенных в разных местах, компенсируют друг друга. Это означает, что переменчивость генерации начинает

оказывать меньшее влияние на систему, и серьезные изменения в выработке происходят в масштабе часа, а не секунд. Увеличение площади распространения СЭС позволяет системным операторам получить доступ к большему резерву, уменьшая пропорциональные затраты на управление изменчивостью. Примеры стран на третьей стадии интеграции ВИЭ: Великобритания, Германия, Испания, Италия, Португалия.

На 4 стадии доля ВИЭ в годовой выработке электроэнергии составляет 25-50 %, при этом наблюдается покрытие почти 100 % спроса на электроэнергию за счет ВИЭ в определенные часы. На этой стадии необходима ещё большая гибкость системы и способность к самовосстановлению после резких колебаний выработки электроэнергии. Одной из основных задач является повышение общей эквивалентной постоянной инерции энергосистемы [35, 36]. Использование краткосрочного прогнозирования выработки СЭС и корректировка графиков выработки в режиме реального времени также являются эффективными инструментами для уменьшения воздействия переменчивой ВИЭ-генерации. Примерами стран, которые, в настоящее время находятся на четвертой стадии интеграции ВИЭ, являются Ирландия и Дания.

В таблице 1.1 представлена краткая характеристика каждого этапа интеграции ВИЭ в традиционную энергосистему, а также перечислены необходимые технические требования к системе, связанные с ростом доли ВИЭ.

ЕЭС России находится на 1 стадии по внедрению ВИЭ. Доли ВЭС и СЭС в структуре установленной мощности электростанций ЕЭС России на 01.01.2022 г. составляют 0,83 и 0,79 % соответственно. Доли ВЭС и СЭС в структуре выработки электроэнергии – 0,32 и 0,20 % соответственно [18]. При этом в автономных энергосистемах, расположенных на территории РФ, доля ВИЭ может составлять 30–50 % [37]. В разной стадии реализации находятся проекты ГК «Хевел» по строительству автономных гибридных установок в 42 населенных пунктах на территории Сибири и Дальнего Востока суммарной установленной мощностью АГЭУ 83,3 МВт, включая мощность ВИЭ 13,5 МВт (16,2 %) [38]. Такие значения можно отнести к 3–4 стадии внедрения ВИЭ.

	Первый этап	Второй этап	Третий этап	Четвертый этап
Характеристика с точки	Объем ВИЭ не влияет на	Объем ВИЭ-генерации	При больших колебаниях баланса	Необходимо увеличение
зрения системы	систему	становится заметным для	спроса и предложения необходимо	устойчивости системы.
		системного оператора	увеличение гибкости системы	Объем выработки ВИЭ
				покрывает почти 100%
				спроса в определенные часы
Влияние на	Отсутствие заметной	Нет существенного	Большая изменчивость нагрузки на	Электростанции не
традиционные	разницы между общей	повышения неопределенности	традиционные электростанции.	работают круглосуточно;
электростанции	нагрузкой и нагрузкой на	и изменчивости нагрузки на	Существенные различия в схемах	все станции регулируют
	традиционные	традиционные	работы; сокращение числа	выходную мощность в
	электростанции	электростанции, но есть	электростанций, работающих	соответствии с выработкой
		небольшие изменения в	непрерывно	ВИЭ
		рабочих режимах		
		существующих генераторов		
		при введении ВИЭ		
Влияние на сеть	Влияние на локальную	Есть высокая вероятность	Значительные изменения	Требуется улучшение
	сеть вблизи точек	влияния на локальную сеть.	перетоков электроэнергии по всей	способности сети
	подключения ВИЭ, если	Возможна перегрузка сети,	сети, обусловленные погодными	самовосстанавливаться
	они есть	обусловленная изменением	условиями в различных местах;	после возмущений
		направления потоков	увеличение перетоков мощности	
		мощности	между высоковольтными и	
			низковольтными сетями	

Таблица 1.1 – Этапы интеграции ВИЭ в традиционную энергосистему

Продолжение таблицы 1.1

	Первый этап	Второй этап	Третий этап	Четвертый этап		
Факторы,	Локальные свойства сети	Согласованность спроса и	Доступность ресурсов	Устойчивость системы к		
определяющие		генерации ВИЭ	энергетической гибкости	возмущениям		
проблему						
Технические	Наличие систем защиты; обеспечение качества электроэнергии; поддержание частоты и напряжения в требуемых диапазонах;					
требования к	наблюдение и управление мощными генераторами, наличие систем передачи информации для них					
внедрению ВИЭ	Снижение выходной	Возможность работы	Регулирование частоты/ активной	Интеграция общих схем		
	мощности при	небольших (распределенных)	мощности;	регулирования частоты и		
	повышении частоты	генераторов ВИЭ при	возможность работы с пониженной	напряжения;		
	системы;	пониженном напряжении;	мощностью для обеспечения	наличие синтетической		
	регулирование	наличие контроля	резерва	(искусственной) инерции;		
	напряжения;	производительности ВИЭ в		возможность автономного		
	возможность работы	режиме реального времени и		регулирования частоты и		
	мощных генераторов	возможности автоматического		напряжения		
	ВИЭ при пониженном	управления ВИЭ;				
	напряжении в сети	наличие инструментов				
		прогнозирования ВИЭ				

Можно выделить следующие проблемы, связанные с ростом доли ВИЭ и влияющие на регулирование частоты в энергосистемах:

Стохастический характер генерации. Наиболее «безболезненно» интеграция ВИЭ происходит в энергосистемы с мощностью, значительно превышающей мощность ВИЭ. Это связано с тем, что дополнительная изменчивость от ВИЭ-установок будет небольшой по сравнению с изменчивостью потребления. Стохастический характер генерации ВИЭ приводит к необходимости иметь в составе энергосистемы маневренные электростанции, способные уменьшить дисбаланс между генерацией и нагрузкой [32, 39].

В крупной энергосистеме возможна установка большого количества сетевых электростанций на базе ВИЭ, расположенных в разных географических точках, что позволит сгладить суммарный график выдаваемой мощности от ВИЭ. Данный эффект рассматривался [40] примере данных мониторинга 100 В на фотоэлектрических систем в Германии. Географическое распределение объектов ВИЭ-генерации значительно облегчает задачу системного оператора, уменьшая объем резерва, необходимого для покрытия внезапных изменений мощности ВИЭ. В случае с солнечной энергией прогнозирование мощности СЭС становится довольно простым. В случае ветроустановок ошибка прогноза уменьшается, и задача диспетчеризации других электростанций в системе с учетом изменения погоды станет значительно проще [32].

Снижение инерции энергосистемы. При увеличении доли ВИЭ в составе энергосистемы, в частности солнечных и ветроэнергетических установок, общая инерция энергосистемы уменьшается [28, 41]. Это связано с тем, что солнечные установки и большинство ветроэлектрических установок (на базе синхронного генератора на постоянных магнитах) связаны с энергосистемой через силовой преобразователь, т.е. обладают практически безынерционным откликом [28, 42]. Снижение суммарной инерции энергосистемы по мере постепенного увеличения доли ВИЭ может приводить к увеличению колебаний частоты и напряжения в

нормальных режимах и к более глубокому падению частоты и напряжения при аварийных ситуациях [43, 44].

Сложность настройки релейной защиты и автоматики в энергосистемах с ВИЭ-генерацией. С увеличением доли ВИЭ генерации и снижением инерции энергосистемы возникает вопрос о применимости традиционных методов нарушения устойчивости, быстродействующие предотвращения таких как регуляторы возбуждения, импульсная турбин, автоматические разгрузка отключение части генераторов или нагрузки, поскольку неизвестно, насколько они будут эффективны в условиях изменившихся динамических характеристик энергосистем [41].

При повышении частоты в энергосистеме до определенного уровня объекты ВИЭ-генерации зачастую отключают для снижения объема генерируемой мощности в энергосистеме. Например, в Германии в электросетевых стандартах для солнечных фотоэлектрических электростанций указано, что все станции должны отключаться от системы, если частота поднимается выше уровня 50,2 Гц. Хотя такое правило обеспечивает безопасную работу системы при малой доле солнечной генерации, оно может представлять угрозу при большей мощности СЭС в энергосистеме. Если все солнечные фотоэлектрические электростанции отключатся от сети в один и тот же момент, потеря генерирующих мощностей может поставить под угрозу безопасность системы [32].

Кроме того, увеличение количества ВИЭ, подключенных к сети через силовые преобразователи, создаёт проблемы с обеспечением селективности релейной защиты. Это вызвано тем, что ток подпитки короткого замыкания от инверторов ВИЭ значительно меньше, чем от традиционных синхронных генераторов [45, 46].

Примеры

Пример 1. В [28, 47] описана системная авария, произошедшая 4 ноября 2006 г. в Германии. Блэкаут в энергосистеме случился из-за погодных условий, приведших к увеличению выработки ветроэлектрических станций на севере страны

на величину 10 ГВт в течение суток. В результате плановое отключение линии вызвало системную аварию с разделением энергообъединения европейских стран на три синхронные зоны, только в одной из которых был соблюден баланс генерации и потребления активной мощности, а в двух других изменение частоты привело к срабатыванию автоматики и отключению потребителей и генераторов.

Пример 2. В [48] описываются результаты исследований энергетического баланса энергосистемы населённого пункта Олд-Кроу в Канаде (рисунок 1.10).



Рисунок 1.10 – Однолинейная схема энергосистемы Old Crow

Энергосистема Олд-Кроу представляет собой радиально сконфигурированную воздушную распределительную систему с первичным напряжением 2,4 кВ. Электроэнергия вырабатывается от пяти дизельэлектрических генераторов (G1, G2, G3O, G3N и G4) и трех фотоэлектрических установок (R1E, R2E и R3E). Средняя годовая нагрузка системы составляет 255 кВт, а пиковая нагрузка 555 кВт. Рассматривается установка дополнительной СЭС (R1N) и СНЭЭ (B1N).

Резкое снижение мощности СЭС приводит к отклонениям частоты до нескольких Гц. На рисунке 1.11 показано изменение частоты после потери 256 кВт солнечной генерации, максимальное отклонение частоты составляет 2 Гц. На рисунке 1.12 изображён график напряжения на шинах станции.



Рисунок 1.11 – Частота в автономной энергосистеме после возмущения



Рисунок 1.12 – Напряжение на шинах станции после возмущения
Пример 3. В источнике [49] анализируется влияние частичного солнечного затмения на долгосрочную стабильность частоты синхронной зоны континентальной Европы. Частичное солнечное затмение произошло утром 20 марта 2015 года. Затмение переместилось с запада на восток с наибольшим затемнением Солнца в северных частях континентальной Европы. Наибольшее затемнение, 69 % и 74 %, было в 9:45 в Праге и в 9:47 в Берлине соответственно.

Для анализа влияния затмения на частоту сети в синхронной зоне континентальной Европы на упрощённой модели энергосистемы были исследованы три случая: облачный день, ясный день, ясный день с затмением. Для каждого случая было проведено моделирование динамического поведения энергосистемы с 07.00 до 12.00. На рисунке 1.13 показаны формы сигналов частоты для рассмотренных случаев.



Рисунок 1.13 – Частота в системе в ясный день, облачный день и ясный день при солнечном затмении для трех рассмотренных случаев

Частота поддерживалась в безопасном диапазоне ±50 мГц с достаточным запасом от предельного значения ±200 мГц. Наибольшие отклонения частоты произошли после 10:00 (когда тень Луны открыла Солнечный диск).

Рассмотрены дополнительно два сценария (рисунок 1.14):

- ясный день с затмением с недостаточным резервом третичного регулирования (случай 4);
- ясный день с затмением с недостаточным резервом вторичного регулирования (случай 5).



В случае 4 недостаточная мощность регулирования приводит к более высоким отклонениям частоты, ставящим под угрозу стабильность частоты. В 11:26 частота достигла порога 50,2 Гц и часть солнечной генерации была отключена защитой от перегрузки по частоте.

В результате частота очень быстро упала ниже 49 Гц, далее было отключено примерно 5% нагрузки во всем соединении. Частота вернулась к 50 Гц после сброса нагрузки, но с превышением предела 50,5 Гц, что привело к отключению модуля PVFRS5 с помощью защиты от перегрузки по частоте.

Для случая 5 кривая частоты сходна со случаем 4. В 10:46 фотоэлектрические модули были отключены с помощью защиты от перегрузки по частоте. Впоследствии часть нагрузки была отключена при снижении частоты.

Солнечное затмение, произошедшее 20 марта 2015 года, создало риск для стабильности частоты синхронной зоны Европы. В случае ясного дня произойдет быстрое снижение фотоэлектрической генерации, за которым последует ее быстрое

увеличение. Согласно оценке, во время затмения градиенты мощности фотоэлектрических элементов могут в два раза превышать градиенты нагрузки во время утренних пиков и во время падения до ночного минимума.

Если такие изменения мощности не будут компенсированы достаточной плановой подачей электроэнергии и резервами, они могут привести к большим отклонениям частоты.

Эти отклонения могут поставить под угрозу безопасную работу энергосистемы. Большая часть фотоэлектрических систем имеет защиту от пониженной частоты. Следовательно, существует риск крупномасштабного отключения фотоэлектрических систем с последующим более сильным снижением частоты.

Пример 4. В [50] анализируются последствия подключения крупной фотоэлектрической установки к существующей электросети с использованием MATLAB.

На рисунке 1.15 показано изменение частоты системы без фотоэлектрической установки при трехфазном коротком замыкании на шинах нагрузки. На рисунке 1.16 – при аналогичном возмущении в случае подключения солнечной электростанции.

При возникновении неисправности частота резко возрастает и становится нестабильной. В случае без СЭС по истечении времени частота стабилизируется на величине 1 о.е. Это связано с инерцией синхронных генераторов, используемых в энергосистеме. Система с СЭС поддерживает частоту не так хорошо, как стандартная система.

При возникновении неисправности частоты резко возрастают и становятся нестабильными, как и в традиционной системе, однако система с фотоэлектрической установкой стабилизируется на более низкой частоте.



Рисунок 1.15 – Частота в энергосистеме при коротком замыкании без СЭС



Рисунок 1.16 – Частота в энергосистеме при коротком замыкании при наличии СЭС

1.3 Опыт и перспективы применения систем накопления электрической энергии для регулирования частоты

Применение накопителей энергии для регулирования частоты за рубежом

Применение систем накопления электрической энергии является одним из самых быстроразвивающихся направлений в энергетике. Одной из наиболее важных причин повышения интереса к нему стал превзошедший прогнозы рост доли ВИЭ в современной энергетике [51, 52]. В настоящее время СНЭЭ используются для решения большого набора задач, многие из которых (но не все) прямо или косвенно связаны с ВИЭ. Например, спрос на быстродействующий резерв мощности вызван проблемой быстрого изменения мощности ВИЭ в реальном времени [9].

Согласно докладу аналитического агентства BloombergNEF [53], за 2022 г. установленная мощность СНЭЭ в мире выросла на 16 ГВт (энергоёмкость – на 35 ГВт·ч), что на 68 % больше, чем за 2021 г. С учётом того, что в конце 2021 г. суммарные установленные параметры систем накопления энергии составляли 27 ГВт, 56 ГВт·ч [54], по состоянию на 2023 г. в мире установлены СНЭЭ мощностью 43 ГВт и энергоёмкостью 91 ГВт·ч. Кроме того, если все страны выполнят принятые ими планы по установке накопителей энергии, то к 2030 г. совокупные параметры достигнут 508 ГВт, 1 432 ГВт·ч [53].

Анализ Базы данных Министерства энергетики США о проектах в области СНЭЭ по всему миру [55], проведённый АО «Фонд «Форсайт», говорит о том, что 55 % проектов СНЭЭ направлено на участие в регулировании частоты (рисунок 1.17 [9]). При этом необходимо отметить важную особенность СНЭЭ: возможность одновременно участвовать в решении нескольких задач. Так, среди исследованных 4 тыс. проектов в базе всего 14 % проектов были ориентированы на решение одной задачи.



Рисунок 1.17 – Структура целевого использования СНЭЭ в мире

В общем и целом, регулирование в области СНЭЭ находится в стадии становления в большинстве стран мира. Единственным более-менее устоявшимся рыночным механизмом для коммерциализации СНЭЭ является участие в рынке системных услуг. Он стал главным катализатором инвестиций в СНЭЭ в прошедшие несколько лет.

В настоящее время регуляторы США и Великобритании несколько снизили привлекательность рынка системных услуг для СНЭЭ, рост перемещается в другие секторы. Наибольший рост ожидается на рынке «за счетчиком» (у потребителей).

Среди вновь вводимых проектов СНЭЭ задача регулирования частоты имеет меньшую, но по-прежнему достаточно высокую долю: 16 %. Условия для участия в регулировании частоты СНЭЭ прежде других стран были созданы в США, Великобритании и Германии. В настоящее время лидеров догоняют всё новые страны: Япония, Южная Корея, Австралия и другие [9].

Ниже представлена более детальная информация о применении СНЭЭ для регулирования частоты в ряде стран.

США. В США для СНЭЭ был предоставлен специальный сегмент рынка системных услуг быстрореагирующего оборудования. 1 МВт быстро реагирующего резерва, которым является электрохимическая СНЭЭ, может заместить 1,72 МВт резерва мощности гидроэлектростанций или 29 МВт мощностей паросиловых станций [9].

Правила оплаты услуг по регулированию частоты в энергосистеме разделяют оплату на две части: постоянная плата за мощность и переменная – за выполнение команд системного оператора по поддержанию частоты с учётом скорости и точности выполнения. Это создает преимущества для наиболее маневренных источников мощности, например, СНЭЭ.

Ряд мер, на федеральном уровне стимулирующих применение ВИЭ, были также распространены на СНЭЭ: инвестиционный налоговый вычет и ускоренная амортизация.

Крупнейшим рынком энергии, мощности и системных услуг является рынок PJM, объединяющий 13 штатов. Мощность генерирующих объектов в нём, превышает 165 ГВт. Минимальная величина установленной мощности для допуска к участию в рынках PJM составляет 100 кВт. Текущие правила PJM предусматривают только специальную модель для работы гидроаккумулирующих электростанций, а иные СНЭЭ могут участвовать в рынках в соответствии с общими правилами. В секторе регулирования частоты работает основная масса СНЭЭ рынка PJM (около 700 МВт).

Ярким и в то же время нетиповым примером накопителя энергии, используемого для регулирования частоты, является маховиковая СНЭЭ в Нью-Йорке мощностью 20 МВт энергоёмкостью 5 МВт·ч. Данная система вышла на рынок в конце 2014 года. В системе установлено 200 маховиков Beacon BP-400 Flywheel. Общий вид СНЭЭ представлен на рисунке 1.18 [56]. За прошедшее время с момента ввода в эксплуатацию, станция была доступна в течение 98 % времени.

Саморазряд составил 0,02–0,03 МВт·ч на 1 МВт мощности в час [57]. С июня 2014 по май 2015 года заработала около 6 млн. долларов за участие в регулировании частоты, а также в сглаживании пиков нагрузки [58].



Рисунок 1.18 – Маховиковая станция Beacon Power Plant 20 MBт

Другим примером электромеханического накопителя энергии, используемого для регулирования частоты, является система мощностью 500 кВт энергоёмкостью 125 кВт·ч в Бостоне (штат Массачусетс). При этом около 20 % всех СНЭЭ в Массачусетсе участвуют в регулировании частоты [55].

Более распространены, в том числе на рынке регулирования частоты, электрохимические накопители энергии. Примером может служить СНЭЭ мощностью 20 МВт энергоемкостью 10 МВт·ч на основе литий-ионных аккумуляторов (рисунок 1.19), работающая совместно с СЭС мощностью 570 МВт в пустыне Мохаве.

Система обеспечивает регулирование частоты, поддержу напряжения в заданных параметрах, а также сглаживание графика нагрузки [59].



Рисунок 1.19 – СНЭЭ в пустыне Мохаве

Наряду с вышеуказанным объектом, в регулировании частоты участвуют и другие накопители энергии в штате Калифорния. Например, две установки на основе электрохимических накопителей в Лос-Анджелесе: СНЭЭ 2000 кВт 960 кВт·ч (Glendale) и СНЭЭ 4000 кВт 1680 кВт·ч (Westminster) [55].

Великобритания. Для СНЭЭ на рынках Великобритании не разработано специальных условий участия. Системы накопления относятся к генерации и могут участвовать в рынках на общих основаниях. Однако в 2016 году была запущена процедура анализа необходимости внесения изменений и реализации этих изменений для обеспечения перехода энергосистемы к более гибкой структуре. Был разработан план изменения законодательства и правил рынков для эффективной интеграции гибких энергоресурсов, в том числе СНЭЭ. Ожидается, что мероприятия плана будут выполнены в течение 2022 года [9]. Также в 2016 году британская компания National Grid закупила 201 МВт систем накопления для регулирования частоты [60].

В настоящее время на уровне оптового рынка СНЭЭ участвуют в рынках мощности и на балансирующем рынке, который включает в себя рынок системных услуг. Недавними изменениями правил рынка мощности было разрешено накопителям энергии участвовать одновременно в рынке мощности и на балансирующем рынке.

Системы накопления электрической энергии участвуют на балансирующем рынке в рынках регулирования частоты: «расширенное» регулирование частоты, «твердое» регулирование частоты, быстрый резерв.

«Расширенное» регулирование выполняется в непрерывном режиме. Мощность для этого механизма может быть в пределах от 1 до 50 МВт, при этом допускается агрегация блоков меньшей мощности. При этом участники «расширенного» регулирования должны быть способны реагировать на изменение частоты за 1 с.

«Твердое» регулирование частоты подразделяется на первичное регулирование (реакция в течение 10 с, удержание мощности в течение 20 с); вторичное регулирование (реакция в течение 30 с, удержание мощности в течение 30 мин); «высокое» регулирование (реакция в течение 10 с, удержание мощности в течение неопределенного периода). Минимальная мощность источника энергии 1 МВт. Реагирование выполняется в автоматическом режиме по команде системного оператора.

Минимальный порог для предоставления быстрого резерва составляет 50 МВт, скорость набора нагрузки – не менее 25 МВт/мин, минимальная длительность – 15 мин. Осуществляется по команде системного оператора [9].

Важным примером системы накопления, участвующем в регулировании частоты, является крупнейшая СНЭЭ Лондона мощностью 6 МВт и энергоёмкостью 10 МВт·ч (рисунок 1.20) на подстанции Лейтон Баззард. Помимо регулирования частоты и напряжения, эта система используется в качестве аварийного источника энергии, а также для увеличения пропускной способности линии электропередачи [61].



Рисунок 1.20 – Внешний вид СНЭЭ на подстанции в Лейтон Баззард

Австралия. На рынке энергии Австралии СНЭЭ действуют в рамках существующих категорий участников, причём регистрация накопителей энергии раздельно как генератора и как потребителя приводит к необходимости оплаты всех сборов и услуг обеих групп.

Выполняется разработка изменений в правила, которые позволят участвовать в оказании системных услуг агрегированными распределенными источниками. На оптовом рынке представлены следующие системные услуги: регулирующий подъем, регулирующее снижение, быстрый подъем, быстрое снижение, медленный подъем, медленное снижение, отложенный подъем, отложенное снижение.

Регулирующий подъем и снижение – удержание частоты в пределах нормальных значений. Быстрый, медленный и отложенный подъём и снижение – это регулирование частоты при ее выходе за пределы нормальных значений. Быстрые подъем и снижение осуществляются в течение 6 секунд с момента выхода значения частоты за пределы нормальных значений. Медленный подъём и снижение – от 6 до 60 секунд. Отложенный подъём и снижение выполняются в период от 1 до 5 мин [9].

На рынке регулирования частоты оказалось наиболее выраженным влияние СНЭЭ Hornsdale Power Reserve мощностью 100 МВт энергоёмкостью 129 МВт·ч,

установленной компанией Tesla (рисунок 1.21) [62]. Данная система успешно оказывает все 8 услуг по регулированию частоты. Начало её работы привело к снижению цен на системные услуги на рынке: в декабре 2016 г. совокупные затраты на оказание услуг по регулированию частоты составили более 500 тыс. долларов США, в декабре 2017 г. – менее 40 тыс. долларов США [9]. Из 100 МВт установленной мощности СНЭЭ 70 МВт используются на рынке системных услуг, 30 МВт используются для арбитража на оптовом рынке. За первые четыре месяца работы Hornsdale Power Reserve забрал 55 % доходов рынка системных услуг и снизил цены на нём на 90 %, при том что мощность этой СНЭЭ составляет лишь 2 % установленной мощности энергосистемы Южной Австралии. За четыре месяца СНЭЭ сэкономила потребителям на рынке системных услуг порядка \$35 млн, а Южная Австралия стала единственным штатом Австралии, где цены на этом рынке снизились [62].



Рисунок 1.21 – СНЭЭ Hornsdale Power Reserve возле Джеймстауна

Перспективы применения накопителей энергии для регулирования частоты в ЕЭС России

СНЭЭ со временем отклика 1–3 с и ниже могут эффективно применяться для первичного и вторичного регулирования частоты. ЕЭС России характеризуется наличием слабых межсистемных связей. Размещение вторичных резервов активной мощности и их суммарный объем в основном определяются сохранением существующего уровня максимально допустимых перетоков при ослаблении контролируемых сечений, а не покрытием аварийных дефицитов. Распределение резерва регулирования на системах накопления, размещённых по узлам энергообъединения, будет способствовать снижению аварийных перетоков при небалансах активной мощности и повышению максимально допустимых перетоков [63]. Предполагается, что в регулировании частоты в ЕЭС России смогут участвовать крупные накопители энергии, работающие с возможностью выдачи мощности в магистральные сети или сети высокого напряжения. Их экономические показатели определяются конкуренцией с крупными электростанциями [9].

Исследование Инфраструктурного центра «Энерджинет» [9] говорит о перспективности применения СНЭЭ для регулирования частоты в ЕЭС России. Потенциальный объём рынка систем накопления энергии для нормированного первичного регулирования частоты составляет 1-1,5 ГВт × 0,2 ч, применение СНЭЭ для такого регулирования позволяет получать от 50 до 75 % дохода, необходимого для возврата капитальных вложений за 10 лет. Объём рынка для автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности – 1–1,5 ГВт × 1,0 ч, применение накопителей энергии для вторичного регулирования позволяет получать от 75 до 100 % дохода, необходимого для вложений 10 лет. Если СНЭЭ возврата капитальных за будет иметь дополнительную энергоемкость (для обеспечения необходимой скорости заряда и разряда), то она может быть задействована в решении других задач и обеспечить итоговую окупаемость проекта. Исследование [9] оценивает рентабельность

применения СНЭЭ для нормированного первичного регулирования частоты как среднюю, а для вторичного – как высокую.

При этом системы накопления электрической энергии в ЕЭС России в настоящее время не участвуют в регулировании частоты. Системный оператор продолжает испытания СНЭЭ как перспективного механизма интеграции ВИЭ в ЕЭС России: продолжаются испытания СНЭЭ 250 кВА 580 кВт·ч на площадке Кош-Агачской СЭС и СНЭЭ 4 000 кВА 8 000 кВт·ч на площадке Бурзянской СЭС. Планируемые испытания, помимо прочего, включают определение возможности совместного участия СЭС и системы накопления в общем первичном регулировании частоты в ЕЭС России, а также возможностей СНЭЭ по поддержанию частоты в изолированном режиме [64, 65].

Необходимо отметить, что согласно Правилам [66] нормированное регулирование первичное автоматическое вторичное частоты могут И осуществляться с использованием накопителей энергии, но в настоящее время отсутствует нормативно-техническая документация, регламентирующая требования к СНЭЭ для регулирования частоты. В связи с этим для фактического оказания таких услуг при помощи накопителей энергии потребуется согласование индивидуальных требований или ожидание утверждения общих требований. Дополнительные экономические эффекты при участии СНЭЭ в нормированном первичном и вторичном регулировании частоты, а именно эффект от оплаты в конкурентном отборе мощности, участвующей в регулировании частоты, и эффект компенсации недополученной выручки на рынке от на сутки вперед, рассмотренные в [23], также могут быть получены только при условии внесения изменений в действующую нормативно-техническую документацию.

Перспективы применения накопителей энергии для регулирования частоты в автономных энергосистемах России

Применение СНЭЭ для повышения эффективности работы автономных энергосистем и распределённой генерации в настоящее время является одним из

наиболее рентабельных направлений использования накопителей энергии в российской электроэнергетике [8, 60, 67].

В удалённых районах находится немало автономных энергосистем, большая часть которых построена на основе дизель-генераторных установок (более 47 тысяч электростанций) [24]. Значительная доля автономных энергосистем обслуживает предприятия нефтегазовой отрасли, которые целесообразно оснащать газопоршневыми или газотурбинными установками, работающими на местном топливе. Однако из-за инерционности топливного тракта их работа в условиях характерной добывающих резкопеременной нагрузки, лля предприятий, существенно ограничена [2–5, 68]. В частности, для предотвращения отключений газопоршневых установок при резких изменениях нагрузки и поддержания требуемого уровня частоты распространена практика завышения установленной мощности электростанции за счёт дополнительных агрегатов. Таким образом снижается относительная величина сброса/наброса мощности и обеспечивается надёжная работа ГПУ, но это требует серьёзного увеличения капитальных и эксплуатационных затрат. Альтернативой увеличению установленной мощности электростанции является установка СНЭЭ для сглаживания бросков мощности нагрузки, уменьшения амплитуды отклонений частоты и скорости её изменения.

Для снижения расхода дизельного топлива и уменьшения объёма вредных выбросов в окружающую среду применяют также автономные гибридные энергоустановки, включающие в свой состав ДГУ, ВИЭ и СНЭЭ. Одним из факторов, ограничивающих распространение АГЭУ, как и в случае с ГПУ, является наличие резкопеременной нагрузки, которая в совокупности со стохастическим характером генерации ВИЭ осложняет задачу регулирования частоты, приводит к нарушениям работы электроприёмников, повышенному расходу топлива и моторесурса генераторов. Функции СНЭЭ в составе АГЭУ в настоящее время, как правило, сводятся к согласованию графиков генерации и потребления активной мощности либо к выполнению роли ИБП. Учитывая многофункциональность и быстродействие СНЭЭ, целесообразно привлекать их и к регулированию частоты.

Система накопления электрической энергии может использоваться для снижения отклонений частоты в автономных энергосистемах на основе различных подходов:

- Непосредственное участие в регулировании частоты. Регулятор СНЭЭ (или система управления верхнего уровня) отслеживает отклонение частоты и для его минимизации выдаёт сигнал на выдачу или потребление СНЭЭ активной мощности;
- Сглаживание резкопеременной нагрузки, которая приводит к отклонениям частоты (косвенное участие в регулировании частоты). Регулятор СНЭЭ (или система управления верхнего уровня) отслеживает мощность нагрузки, и для сглаживания её резких изменений выдаёт сигнал на выдачу или потребление СНЭЭ активной мощности [4].
- Совмещение двух подходов, описанных выше.

В России реализован ряд проектов АГЭУ, включающих в свой состав системы накопления: в Якутии (п. Тикси, с. Батамай, Ючюгей, Тойон-Ары, Верхняя Амга), Забайкальском крае (с. Менза), Республике Тыва (с. Мугур-Аксы, Кызыл-Хая, Тоора-Хем), Красноярском крае (п. Тура), Магаданской области (месторождение Кубака) и на Чукотке (с. Канчалан, Снежное, Марково). Но во всех этих проектах СНЭЭ не участвуют в регулировании частоты, оно осуществляется только АРС ДГУ [26].

В то же время реализовано несколько проектов, где СНЭЭ участвует в регулировании частоты косвенным образом, сглаживая резкопеременную нагрузку в энергосистеме с ГПУ: в Тюменской области и Ханты-Мансийском автономном округе – Югра. Один проект находится на стадии реализации (испытания работы СНЭЭ с ГПУ были проведены в Новосибирской области) [5].

СНЭЭ может применяться для решения широкого спектра задач, в том числе нескольких задач одновременно, однако в пилотных проектах, реализуемых в России, весь потенциал систем накопления всё ещё не используется [26]. Это приводит к пониженным технико-экономическим показателям реализуемых проектов. Как следствие, вместо потенциально более эффективных решений с использованием накопителей энергии продолжают применять традиционные технологии.

Для реализации проектов, в которых СНЭЭ будет участвовать в регулировании В автономных энергосистемах, требуются частоты соответствующие алгоритмы управления. Потенциальные заказчики проектов в области СНЭЭ подтверждают свой интерес к их применению для регулирования частоты. Разработка соответствующих алгоритмов управления проводится рядом авторов в России и за рубежом. СНЭЭ, способная регулировать частоту, может выступить ключевым элементом в планах по модернизации неэффективных электростанций, способна дизельных так как такая система повысить эффективность как АГЭУ, так и вариантов модернизации на основе традиционных генераторных агрегатов.

Аналитическим центром при Правительстве РФ, собрана база данных по объектам генерации на изолированных и труднодоступных территориях по состоянию на 2018 г. [69]. В базу вошли объекты генерации в 23 регионах РФ суммарной установленной мощностью 840,3 МВт. Около 63 % (525 МВт) установленной мощности сосредоточено в четырех регионах: Якутия, Камчатский край, Красноярский край, Ямало-Ненецкий автономный округ.

Для себестоимостью компенсации разницы между производства электроэнергии и устанавливаемым тарифом производителям электроэнергии предоставляются субсидии на компенсацию выпадающих доходов. Размер этих субсидий в 2018 г. составил 20 млрд руб. Самая большая часть от общего объема субсидий пришлась на Якутию: 42,5 % (8,5 млрд руб.). Самые высокие средние выработку электроэнергии удельные расходы на на изолированных И труднодоступных территориях также имеют место в Якутии: 42,7 руб./кВт·ч.

Наиболее высокий потенциал для модернизации объектов генерации изолированных и труднодоступных территорий выявлен в Якутии, Камчатском крае, Сахалинской области и Красноярском крае [70]. Суммарная установленная

мощность объектов генерации в автономных энергосистемах в указанных выше регионах составляет 480,4 МВт. Общий размер субсидий – 14,863 млрд руб. Часть этих субсидий можно было бы направить на модернизацию энергоустановок с использованием СНЭЭ.

Выводы по главе 1

Частота является ключевым параметром режима энергосистемы. Для поддержания необходимого значения частоты генераторные агрегаты оснащаются автоматическими регуляторами скорости. В ЕЭС России организовано первичное, вторичное и третичное регулирование частоты. Первичное регулирование частоты является статическим и осуществляется с целью ограничения отклонений частоты от номинального значения. Вторичное регулирование осуществляется для восстановления номинальной частоты, резервов первичного регулирования. Третичное – для восстановления резервов вторичного регулирования.

Системы накопления электрической энергии являются одним из самых быстроразвивающихся направлений электроэнергетики. Анализ Базы данных Министерства энергетики США о проектах в области СНЭЭ по всему миру показывает, что более половины таких проектов нацелено на участие в регулирования частоты. При этом системы накопления способны одновременно участвовать в решении нескольких задач. Во многих странах мира рынок регулирования частоты стал главным катализатором инвестиций в СНЭЭ в прошедшие несколько лет. Среди вновь вводимых проектов задача регулирования частоты имеет меньшую, но по-прежнему достаточно высокую долю (16 %).

Исследование Инфраструктурного центра «Энерджинет» говорит о потенциально высокой рентабельности применения СНЭЭ для вторичного регулирования частоты в ЕЭС России и средней – для нормированного первичного регулирования.

Прежде всего, системы накопления являются перспективным решением для регулирования частоты в автономных энергосистемах: как при построении АГЭУ

на основе ВИЭ, так и в составе традиционных автономных электростанций на основе газопоршневых установок, чувствительных к резким изменениям нагрузки.

СНЭЭ может применяться для решения широкого спектра задач, в том числе нескольких задач одновременно, однако в проектах, реализуемых в России, весь потенциал СНЭЭ не используется. Это приводит к пониженным техникоэкономическим показателям реализуемых проектов.

В настоящее время в России реализован ряд проектов СНЭЭ в автономных энергосистемах, однако во всех этих проектах системы накопления не участвуют в регулировании частоты, оно осуществляется традиционными генераторами. Для реализации проектов, где СНЭЭ будет участвовать в регулировании частоты в системах электроснабжения с автономными электростанциями, требуются соответствующие алгоритмы управления.

Необходимо отметить, что мировой опыт показывает, что регулирование частоты в большинстве случаев является дополнительной функцией СНЭЭ, которая не требует большого объёма энергии по сравнению с их основной функцией (повышение коэффициента использования установленной мощности ВИЭ, ограничение пиковой мощности нагрузки для снижения требований к установленной мощности электростанции или др.). Таким образом, возложив на СНЭЭ, предназначенную для решения какой-либо задачи, дополнительную стабилизации без увеличения функцию частоты, можно серьёзного капиталовложений значительно повысить качество электрической энергии и требования потребителей, удовлетворить индивидуальные имеюших высокотехнологичное оборудование, чувствительное к отклонениям частоты, в особенности её ударным изменениям, происходящим с высокой скоростью.

ГЛАВА 2 АНАЛИЗ ХАРАКТЕРНОГО ГРАФИКА НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ АВТОНОМНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ФОРМУЛИРОВАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К КАЧЕСТВУ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ

2.1 Анализ отклонений частоты в автономной системе электроснабжения нефтедобывающего предприятия

Описание исследуемой энергосистемы

В литературе мало публикаций с результатами мониторинга режимных параметров в автономных энергосистемах. В настоящей работе выполнено исследование и анализ параметров режима дизель-генераторной электростанции нефтяного месторождения. Приведены результаты анализа отклонений частоты и графика нагрузки (нагрузочной диаграммы) по активной мощности. Прочие параметры режима не рассматриваются. Это обусловлено ключевой практической целью исследования – оценка возможности применения ГПУ вместо ДГУ на предприятиях подобного профиля. Кроме того, нагрузочная диаграмма даёт исходную информацию для расчёта параметров СНЭЭ, необходимой для обеспечения нормальной безаварийной работы буровой установки в случае использования на электростанции ГПУ вместо ДГУ.

На одном из северных нефтяных месторождений Сибирского федерального округа РФ проведён мониторинг режимных параметров дизель-генераторной электростанции, обеспечивающей электроснабжение кустовых площадок и буровых установок нефтедобывающего предприятия.

Регистрация параметров режима проводилась в процессе выполнения всех предусмотренных технологических операций на буровой установке на шинах 6 кВ станции в течение 96 ч (без перерывов) на высокочастотном цифровом осциллографе-регистраторе YOKOGAWA DL850 с частотой опроса 10 кГц. Регистрировались фазные напряжения A, B, C во вторичных цепях измерительного трансформатора напряжения, подключенного к шинам 6 кВ электростанции, и токи

фаз А, В, С во вторичных цепях измерительного трансформатора тока ячейки буровой установки.

Мониторинг проводился на дизель-генераторной электростанции мощностью 3000 кВт, имеющей в своём составе три ДГУ Cummins номинальной мощностью 1000 кВт (1250 кВА) и номинальным напряжением 6,3 кВ, обеспечивающей электроэнергией кустовую площадку, где основным потребителем электроэнергии является буровая установка (рисунок 2.1). Комплектная буровая установка БУ 4500/270 ЭК-БМ с электроприводами постоянного и переменного тока с частотным регулированием предназначена для бурения разведочных и эксплуатационных скважин на нефть и газ роторным способом и забойными двигателями в неэлектрифицированных районах. Основные параметры системы электроснабжения буровой установки представлены в таблице 2.1.

Процесс бурения скважин состоит из многократно повторяющихся операций: спуск бурильных труб с долотом в скважину, разрушение породы долотом и буровым раствором, бурение, наращивание колонны труб, подъём труб для замены изношенного долота [71]. Удаление разрушенной породы из скважины происходит в результате вымывания её на поверхность буровым раствором, который нагнетается в скважину буровым насосом. Кроме того, в ряде случаев проводятся вспомогательные работы по проработке пробуренного интервала, расширению и промывке скважины, геофизические исследования и испытания. Основной нагрузкой при бурении скважин являются электроприводы различных агрегатов буровой установки.

Во время работы происходит частое периодическое включение и отключение различных двигателей. Установившиеся режимы работы оборудования относительно кратковременны, значительную долю времени занимают переходные режимы.



Рисунок 2.1 – Принципиальная схема системы электроснабжения буровой установки (TH*, TT* – точки подключения измерительных трансформаторов)

Таблица 2.1 – Основные параметры системы электроснабжения буровой установки

Наименование параметра	Значение	
Режим работы	круглосуточный	
Характер нагрузки	резко-переменный, от 100кВт до полной мощности	
Состав двигателей	два асинхронных двигателя 30 и 600 кВт, пять	
	двигателей постоянного тока по 1000 кВт каждый,	
	один двигатель постоянного тока 90 кВт	

Продолжение таблицы 2.1

Наименование параметра	Значение		
Установленная мощность	5,9 MBT		
потребителей буровой установки			
Питание главных приводов	от сети 6 кВ через масляный трехобмоточный		
	преобразовательный трансформатор ТРМП 3200/6		
	БУХЛ1, 2440кВА, 6/0,69-0,69кВ		
Фильтрокомпенсирующее устройство	ФКУ-1350 квар, подключено на шинах 6 кВ		
Максимальная потребляемая	2410 кВт		
мощность потребителей БУ, с учетом			
жилого городка			
Используемые системы	«тиристорный преобразователь – ЭД постоянного		
электроприводов	тока», «частотный преобразователь – ЭД переменного		
	тока»		
Система верхнего привода	потребляемая мощность 750 кВт, питание от сети 6 кВ		
Аварийное электроснабжение	от ДГУ мощностью 315 кВт		
Наличие рекуперативного режима	кратковременный рекуперативный режим при спуско-		
	подъёмных операциях и в тормозных режимах работы		
	буровой лебедки		

Процедура обработки первичной информации

Обработка результатов мониторинга, выполненная с привлечением теории мгновенной мощности Х. Акаги [72], которая предоставляет математический аппарат для расчёта составляющих полной мощности и других параметров режима, позволила получить полную картину процессов в энергосистеме на протяжении всего времени регистрации.

Полная мгновенная мощность рассчитывается по формуле

$$p = u_a i_a + u_b i_b + u_c i_c, (2.1)$$

где u_a , u_b , u_c – мгновенные значения фазных напряжений;

 i_{a}, i_{b}, i_{c} – мгновенные фазные значения токов.

Выражение (2.1) не даёт полной информации, необходимой для построения графиков активной и реактивной мощности. При учёте нелинейности и несимметрии элементов энергосистемы полная мощность включает в себя активную и неактивную мощности. Неактивная мощность, в свою очередь, включает реактивную мощность, мощность искажения, мощность несимметрии.

В основе теории мгновенной мощности лежит матричное уравнение

$$\begin{bmatrix} p_0 \\ p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_0 & 0 & 0 \\ 0 & u_d & u_q \\ 0 & u_q & -u_d \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} i_0 \\ i_d \\ i_q \end{bmatrix},$$
(2.2)

где p_0 , p и q – нулевая, активная и реактивная составляющие мгновенной мощности; u_0 , u_d , u_q , i_0 , i_d , i_q – мгновенные значения напряжений и токов в координатах dq0, полученные из фазных мгновенных значений токов и напряжений с помощью преобразования Парка.

Для трёхфазных сетей с изолированной нейтралью нулевая координата исключается, и формула (2.2) принимает следующий вид:

Переход от системы координат *abc* к системе *dq* выполняется в соответствии с выражениями

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \omega t & \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \\ \sin \omega t & \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix},$$
(2.4)

$$\begin{bmatrix} u_d \\ u_q \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \omega t & \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \\ \sin \omega t & \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix},$$
(2.5)

где ω – угловая частота переменного тока.

Рассчитанные по формуле (2.3) мгновенные значения мощности (p, q) преобразуются в традиционный для электроэнергетических задач вид – усредненные за период промышленной частоты значения активной и реактивной мощности (P, Q):

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T p(t) dt, \qquad (2.6)$$

$$Q = \frac{1}{T} \int_0^T q(t) dt, \qquad (2.7)$$

где *T* – период напряжения, рассчитанный из анализа мгновенных значений напряжения.

На рисунке 2.2 представлены фрагменты осциллограмм исходных режимных параметров, зарегистрированных при проведении мониторинга: мгновенные значения токов (а) и фазных напряжений (б).

На рисунке 2.3 представлены осциллограммы рассчитанных параметров режима: мгновенное значение трёхфазной мощности (а), рассчитанное по выражению (2.1); значения активной и реактивной мощности (б), рассчитанные по выражениям (2.6) и (2.7); частота (в), рассчитанная из анализа мгновенных значений напряжения.

На рисунке 2.4 представлены график изменения активной мощности нагрузки электростанции и частота напряжения в течение 96 ч мониторинга. Мощность нагрузки электростанции за этот период времени изменялась в диапазоне от 50 кВт до 2,3 МВт, при этом буровая установка выполняла все предусмотренные технологические операции, сопровождающие бурение, и собственно бурение скважины.



Рисунок 2.2 – Мгновенные значения тока (а) и фазного напряжения (b)



Рисунок 2.3 – Мгновенная мощность (а); значения активной и реактивной

мощности, усреднённые на периоде (б); частота (в)



Рисунок 2.4 – Нагрузочная диаграмма электростанции (а) и частота (б)

Анализ нагрузочной диаграммы и отклонений частоты

неравномерности графика нагрузки при Степень его очевидном резкопеременном характере очень велика. В течение приведённого на рисунке отрезка времени зарегистрировано более 100 бросков мощности, превышающих 30 % номинальной мощности электростанции. Во многих случаях эти броски превышают 70 % предшествующей моменту коммутации нагрузки, причём, броски мощности происходят с очень высокой скоростью изменения. Такой режим работы приемлем для ДГУ, но недопустим для ГПУ. Поэтому электростанция, укомплектованная ГПУ и работающая по идентичному графику нагрузки, должна иметь в своём составе увеличенное количество генераторных агрегатов (со значительным увеличением установленной мощности электростанции).

Обобщённые интегральные параметры результатов мониторинга по частоте на интервале времени 96 ч представлены в таблице 2.2. Среднеквадратичное отклонение (СКО) частоты σ_f , СКО скорости изменения частоты $\sigma_{df/dt}$ и среднее значение частоты \overline{f} рассчитаны по формулам

$$\sigma_f = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (f_i - f_0)^2},$$
(2.8)

$$\sigma_{df/dt} = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=2}^{n} (\dot{f}_i - \overline{\dot{f}_i})^2},$$
(2.9)

$$\overline{f} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} f_i, \qquad (2.10)$$

где *n* – число измеренных значений частоты;

*f*₀ – номинальная частота;

 \dot{f} – первая производная частоты по времени.

Анализ результатов показывает, что среднеквадратичное отклонение частоты равно 0,0435. То есть регуляторы скорости ДГУ в целом успешно справляются с задачей поддержания частоты на уровне номинального значения – среднее значение частоты на протяжении 96 ч наблюдения только на 0,031 % отличается от номинального значения.

Наименование параметра	Ед. изм.	Значение
Среднее значение частоты	Гц	50,0155
Минимальное значение частоты	Гц	47,3200
Максимальное значение частоты	Гц	53,4060
СКО частоты	Гц	0,0435
СКО скорости изменения частоты	Гц/с	0,1579

Таблица 2.2 – Обобщённые интегральные параметры результатов мониторинга по частоте

Наибольшее зарегистрированное отклонение частоты превышает 3,4 Гц (причём размах отклонений частоты выше и ниже номинального значения в этом экстремальном случае составил 6,086 Гц). Однако, даже такое отклонение частоты не превышает предельно допустимое значение, определённое ГОСТ 32144 [25]: ±5 Гц. Многократно за время мониторинга отклонение частоты превышало величину 1 Гц, но общее время такого превышения с учётом экстраполяции на недельный период укладывается в допустимый интервал времени менее 5 %, что также соответствует требованиям ГОСТ.

Выполненный анализ результатов мониторинга показывает, что отклонения частоты кратковременно превышают допустимые значения, укладываясь, тем не менее, в допустимый интервал по продолжительности этих превышений. Это приводит к ускоренному износу оборудования генераторных агрегатов, электроприводов и оборудования буровой установки. Однако, несмотря на это, отклонение частоты не выходит за значения, допустимые стандартом.

Анализ результатов показывает, что при полученной в результате мониторинга нагрузочной диаграмме, применение ГПУ вместо ДГУ возможно лишь при увеличении установленной мощности генераторных агрегатов.

При той же самой установленной мощности при использовании ГПУ вместо ДГУ необходимо оснастить электростанцию СНЭЭ номинальной мощностью не менее 1200 кВт и обменной энергоёмкостью не менее 1,5 кВт·ч, что следует из анализа нагрузочной диаграммы. Основной функций СНЭЭ в этом случае будет «сглаживание» резких бросков мощности для обеспечения безаварийной (без отключения) работы ГПУ. Дополнительный эффект от применения СНЭЭ для «сглаживания» бросков мощности проявится и в уменьшении отклонения частоты.

Применение на станции СНЭЭ не только позволит заменить ДГУ на значительно более экономичные ГПУ, рентабельные для предприятий нефте- и газодобычи, но и улучшит качество электроэнергии, что положительно скажется на ресурсе оборудования и уменьшит расход топлива. Кроме того, применение СНЭЭ позволяет снизить установленную мощность электростанции.

2.2 Определение требований к системе автоматического регулирования частоты

Требования с точки зрения обеспечения эффективной работы электроприёмников

Как было сказано выше, согласно ГОСТ 32144 [25], в изолированных системах электроснабжения отклонение частоты не должно превышать ± 1 Гц в течение 95 % времени и ± 5 Гц – в течение 100 % времени. Для синхронизированных систем электроснабжения требования более жесткие: $\pm 0,2$ Гц в течение 95 % времени, $\pm 0,4$ Гц в течение 100 % времени.

При обеспечении электроснабжения чувствительных электроприёмников целесообразно учитывать не только требования к отклонениям частоты в автономных энергосистемах, но и более жёсткие требования, действующие в ЕЭС России. ГОСТ Р 55890-2013 [10], регламентирующий регулирование частоты в ЕЭС России, устанавливает следующие показатели: в 1 синхронной зоне отклонение $\pm 0,05$ Гц, кратковременно $\pm 0,2$ Гц с возвращением в допустимые границы не более, чем за 15 минут. В вынужденном режиме работы (когда загрузка контролируемых сечений превышает максимально допустимое значение, но не превосходит аварийно допустимое) требования менее жесткие: $\pm 0,2$ Гц в течение 95 % времени на суточном интервале, недопустимость выхода за пределы $\pm 0,4$ Гц. В нормальном режиме энергосистемы при регулировании частоты посредством

автоматического вторичного регулирования должно обеспечиваться поддержание средней величины частоты за любой час суток в пределах (50,00±0,01) Гц в 1 и 2 синхронных зонах.

В ГОСТ Р 55006-2012 [73] приводятся требования к стационарным дизельным и газопоршневым электростанциям, в частности допустимые значения сброса-наброса нагрузки, переходные отклонения частоты тока, время её восстановления для электрических станций мощностью 200 кВт и менее. Согласно этому стандарту, при сбросе-набросе нагрузки 100 % номинальной мощности отклонение частоты должно составлять не более 6 %, а время восстановления не более 3 с. Для станций без корректора напряжения требования более мягкие: отклонение до 8 %, время восстановления до 5 с. Допустимые значения сброса-наброса нагрузки, переходные отклонения частоты, времени её восстановления для станций мощностью свыше 200 кВт устанавливают в стандартах или технических условиях на электрические станции конкретных типов.

Согласно ГОСТ 33105-2014 [74], электроагрегаты и электростанции по классу применения подразделяются на классы G1, G2, G3, G4. Классы применения устанавливаются исходя из требований к качеству электроэнергии со стороны потребителей. Для классов G1–G3: при сбросе 100 % симметричной нагрузки переходное отклонение частоты должно быть не более 6-10 %, время восстановления не более 3-6 с (в зависимости от класса применения: меньшее значение соответствует классу G3, большее – G1). При набросе 100 % симметричной нагрузки переходное отклонение частоты должно быть не более 6-25 %, время восстановления не более 3-9 с (в зависимости от класса применения и типа двигателя). При этом сказано, что для генераторных установок со ступенчатым включением нагрузки значения отклонений частоты и времени восстановления должны указываться в стандартах или технических условиях на конкретные установки.

Класс G4 рассчитан на потребителей, которые предъявляют особо жесткие требования к качеству электроэнергии. Нормы качества электрической энергии, в

том числе установившееся и переходное отклонение частоты, для класса G4 устанавливаются по соглашению между изготовителем и потребителем.

В целом в автономных энергосистемах предъявляются более мягкие требования ограничению отклонений частоты по сравнению к С синхронизированными системами электроснабжения. Тем не менее, при необходимости могут устанавливаться более жесткие договорные требования к качеству электроэнергии, определяемые для каждой системы в индивидуальном порядке. В последние годы появился запрос от предприятий добывающей отрасли РФ на приближение показателей качества электроэнергии в автономных энергосистемах к показателям ЕЭС России.

Для электродвигателей нагрузки важны не только значения отклонений частоты, но и скорость её изменения. Ударные изменения частоты, происходящие с высокой скоростью, приводят к ударным изменениям вращающих моментов, которые, в свою очередь разрушают муфты и подшипники исполнительных механизмов потребителей. При этом возмущение распространяется по всей системе электроснабжения, и даже преобразователь частоты не является барьером для передачи возмущения к двигателю исполнительного механизма. Следствием этого являются снижение производительности, ускоренное старение оборудования, дополнительные расходы на ремонт и запасные части.

Для возможности применения системы автоматического регулирования частоты в энергосистемах с чувствительными электроприёмниками установим требование, аналогичное действующему в 1 синхронной зоне ЕЭС России: максимальное отклонение частоты не должно превышать ±0,2 Гц, когда СНЭЭ находится в работе и способна участвовать в регулировании. Если в каком-либо режиме в работе остаётся только ДГУ, то необходимо руководствоваться требованиями ГОСТ 32144. Кроме того, система регулирования должна минимизировать ударные изменения частоты.

Требования с точки зрения допустимых режимов работы традиционных генераторов

Основными типами традиционных генераторных установок, используемыми в автономных энергосистемах, являются: дизель-генераторные установки (ДГУ), газопоршневые установки (ГПУ), газотурбинные установки (ГТУ). Каждый тип оборудования имеет свои достоинства и недостатки, свои требования к условиям работы и ограничения по эксплуатации.

В случае работы с ГПУ нужно учитывать следующие обстоятельства: резкие сбросы/набросы нагрузки (более 20–30 % мощности установки) приводят к срабатыванию технологических защит на отключение; комфортная скорость изменения нагрузки с точки зрения сохранения ресурса ГПУ составляет 1 % мощности установки в секунду [2–5].

Для ГТУ подобные сбросы и набросы нагрузки, сопровождаемые ударными изменениями частоты (происходящими с высокой скоростью), также являются нежелательными [68]. Наиболее уязвимыми местами ГТУ являются лопатки турбины и редуктор.

ДГУ более устойчивы к резкими сбросам и набросам нагрузки и, как правило, не отключаются технологическими защитами. Тем не менее, значительные отклонения частоты и её ударные изменения приводят к повышенному расходу дизельного топлива и моторесурса генераторного агрегата [4].

Кроме того, резкопеременная нагрузка и вызываемые ей ударные изменения частоты опасны для генераторных агрегатов из-за появления вибраций (особенно в случае резонансных явлений), скручивающих моментов на муфтах (соединяющих валы генератора и приводного двигателя), ускоренного старения изоляции (из-за электромеханических и электродинамических воздействий, прежде всего, на лобовые части статорных обмоток генераторов).

По характеру воздействия на генераторный агрегат резкопеременная нагрузка близка к несинхронному включению, при котором возникает бросок

электромагнитного момента на валу генератора, который имеет негативные последствия для самого генератора и приводного двигателя.

При этом включение и синхронизация генератора – операция относительно редкая, а резкопеременная нагрузка – это обычный режим работы для многих автономных энергосистем, который даёт регулярные возмущения, эффект от которых накапливается. Это особенно ярко проявляется при периодических глубоких бросках нагрузки с крутым фронтом, которые приводят к ударным изменениям частоты.

Особенно опасна для генераторных агрегатов (всех типов) вибрация, появляющаяся при резкопеременной нагрузке и способная привести к повреждению генератора. На рисунке 2.5 приведён пример последствий подобной аварии, произошедшей на газотурбинной электростанции.



Рисунок 2.5 – Повреждения газотурбинного генераторного агрегата ГТГ-4 из-за вибрации (фотография предоставлена А.К. Баракиным)

В связи с описанными особенностями ГПУ и ГТУ, дополним сформулированное выше требование: система автоматического регулирования должна обеспечивать поддержание частоты с отклонением в диапазоне ±0,2 Гц от номинального значения и минимизировать ударные изменения частоты при расчетных внезапных небалансах нагрузки величиной 20 % от текущей мощности. Таким образом система автоматического регулирования частоты сможет эффективно работать не только в энергосистемах с ДГУ, но и с генераторными агрегатами, более чувствительными к резким изменениям нагрузки, например, с ГПУ и ГТУ.

Также с учетом технических требований со стороны генерирующего оборудования к отклонению частоты желательно не допускать условий, при которых вступает в работу автоматика частотной разгрузки.

Самыми критически требовательными к уровню частоты в автономных энергосистемах оказываются электродвигатели в агрегатах и системах собственных нужд традиционного генерирующего оборудования. Эти требования удовлетворяются требованиями, зафиксированными выше. Они оказываются вполне достаточными с точки зрения осуществления нормальных режимов работы традиционных генераторов.

Требования с точки зрения допустимых режимов работы возобновляемых источников энергии

ВИЭ могут быть представлены широким спектром вариантов исполнения генерирующих установок. Наиболее широко распространёнными как в России, так и в мировой практике являются ветровые и солнечные электростанции (если не принимать в расчёт гидроэлектростанции) [75, 76]. В данной работе в качестве возобновляемого источника энергии рассматривается солнечная электростанция (СЭС). Электростанции такого типа являются лидером по установленной мощности среди ВИЭ. По состоянию на конец 2022 года всего в мире установлено 1 053 ГВт СЭС, а ветровых электростанций – 899 ГВ. В автономных

энергосистемах мира установленная мощность СЭС составляет 5,1 ГВт, а мощность всех прочих типов ВИЭ (не считая гидроэлектростанции) – 5,6 ГВт [77].

По способу организации выработки электроэнергии на базе солнечной радиации выделяют следующие типы станций [78]:

1. Солнечные станции башенного типа.

- 2. Тарельчатые солнечные станции.
- 3. Параболические солнечные станции.
- 4. Фотоэлектрические солнечные станции.
- 5. Комбинированные солнечные станции.
- 6. Аэростатные солнечные станции.
- 7. Солнечно-вакуумные станции.

В настоящей работе рассмотрена фотоэлектрическая солнечная станция. Это наиболее распространенный тип станций в настоящий период времени [79].

Принцип работы такой СЭС основан на эффекте преобразования солнечной радиации в электроэнергию в полупроводниковых элементах (которые представлены в основном кремниевой пластиной поликристаллической или монокристаллической). Поглощенные фотоны передают энергию полупроводнику в результате образуются носители заряда, разделенные р-п переходом. Такое разделение зарядов приводит к появлению напряжённости электрического поля, которое побуждает заряды к циркулированию во внешнем электрическом контуре. Связь фотоэлектрических панелей с сетью переменного тока осуществляется с помощью ведомых сетью силовых инверторов на основе транзисторов.

Отклонение частоты от номинального значения в сети переменного тока может оказывать влияние на режим работы инвертора. Большинство инверторов имеют симметричные ограничения на рабочие пределы частоты сети ±3–5 Гц [80–82].

Силовые транзисторы снижают допустимую нагрузку при увеличении частоты коммутации, о чем свидетельствуют характеристики, приводимые в паспортах транзисторов. Пример зависимости максимального коммутируемого

тока от частоты переключений транзисторов приведён на рисунке 2.6 [83]. Фактически условия работы транзисторов при отклонениях частоты, наблюдаемых в энергосистемах (величиной в несколько Гц), остаются практически неизменными, при решении поставленной задачи этот фактор можно не учитывать.



Рисунок 2.6 – Пример зависимости максимального коммутируемого тока транзисторами от частоты переключений

Дополнительно изменение частот оказывает влияние на согласованную работу других элементов силовой части преобразователя, таких как дроссели, конденсаторы в составе силовых фильтров и т.п.

Тем не менее, требования к допустимому отклонению частоты, зафиксированное выше, вполне удовлетворяют нормальным условиям работы типовых инверторов.

Требования с точки зрения допустимых режимов работы систем накопления электрической энергии

Существует множество типов СНЭЭ. Некоторые из них могут включаться в электрическую сеть посредством электрических машин традиционной конструкции, как, например, это происходит в случае гидроаккумулирующих
станций. Однако более распространённые СНЭЭ на основе литий-ионных аккумуляторов, суперконденсаторов и других электрохимических накопителей энергии [26] включаются в сеть через систему преобразования рода тока, как и фотоэлектрические солнечные станции. Основная разница в том, что преобразователь СНЭЭ может работать в двунаправленном режиме: при накоплении энергии – как выпрямитель, а при выдаче – как инвертор.

В данной работе рассматриваются СНЭЭ на основе электрохимических накопителей, имеющие в своём составе двунаправленный преобразователь [84–86], который по условиям работы не отличается от инверторов СЭС, рассмотренных выше (допустимое отклонение частоты ±3–5 Гц). Это означает, что новых требований к ограничению отклонений частоты с точки зрения допустимых режимов работы систем накопления электрической энергии не возникает.

Требования к алгоритму поддержания уровня заряда накопителя энергии

Для обеспечения возможности участия СНЭЭ в регулировании частоты и функций, выполнения иных уровень заряда (относительная величина, показывающая отношение запасенной энергии к значению номинальной накопления) необходимо энергоемкости подсистемы поддерживать в определённых рамках. СНЭЭ, выполненная на основе литий-железо-фосфатных аккумуляторов, способна полностью разрядиться приблизительно за 20 минут, так как ток разряда таких аккумуляторов, как правило, составляет 3С [87, 88].

Кроме того, при рассмотрении автономной гибридной энергоустановки, нужно отметить, что присутствие СНЭЭ в её составе необходимо по нескольким причинам, главная из которых состоит в том, что инвертор СЭС работает в «ведомом» электрической сетью режиме. Это значит, что без СНЭЭ, даже при наличии достаточной солнечной радиации, работа СЭС без традиционных синхронных генераторов невозможна. Наличие СНЭЭ позволяет обеспечить работу инвертора СЭС без синхронных генераторов, при этом СНЭЭ должен работать в «ведущем» режиме (в режиме автономного инвертора), задающем частоту тока и другие режимные параметры.

Уровень заряда накопителя энергии определяет возможности участия СНЭЭ в процессе энергообмена с сетью переменного тока. Использование ресурсов системы накопления для регулирования частоты окажется невозможным, если накопитель энергии окажется либо полностью заряжен в режиме, когда необходимо потреблять, либо разряжен, когда необходимо выдавать энергию в сеть. Это обстоятельство и тот факт, что перезаряд и переразряд основных типов накопителей энергии приводят к их деградации, накладывают дополнительное требование к ведению режима СНЭЭ.

В работе рассмотрены литий-ионные аккумуляторы (ЛИА) как наиболее широко применяемые в электроэнергетике [26], в том числе в автономных энергосистемах. Чем больше глубина разряда (величина, показывающая долю энергии от номинальной энергоемкости подсистемы накопления, которая задействована в энергообмене между СНЭЭ и энергосистемой), тем меньше циклов заряда-разряда способен выдержать литий-ионный аккумулятор до момента деградации его структуры. То есть глубина разряда определяет срок службы ЛИА (рисунок 2.7) [89].



Рисунок 2.7 – Зависимость количества циклов заряда-разряда от глубины разряда (кривая Вёлера) литий-ионного аккумулятора

На рисунке 2.8 показана зависимость располагаемой мощности ЛИА от уровня заряда [90]. В диапазоне 10–90 % располагаемая мощность остается условно-постоянной. Уровень заряда не должен выходить за пределы этого диапазона, иначе ЛИА будет быстро деградировать [91].



Рисунок 2.8 – Зависимость располагаемой мощности ЛИА от уровня заряда

Фактически требования ЛИА возможные co стороны могут все удовлетворяться с помощью алгоритма управления самой СНЭЭ. Однако удовлетворение этих дополнительных требований будет влиять на процесс регулирования частоты тока в сети негативно. Таким образом, основной задачей здесь становится поиск компромисса в алгоритме управления СНЭЭ, который позволит достигать поставленной задачи регулирования частоты при сбережении ресурса СНЭЭ. На основное требование к системе регулирования (ограничение максимального отклонения частоты значением $\pm 0.2 \Gamma_{II}$) указанные обстоятельства не влияют.

Требования к системе автоматического регулирования с точки зрения реализуемости на микропроцессорном контроллере

Разрабатываемые алгоритмы управления должны успешно реализовываться на микроконтроллерах, применяемых для управления источниками энергии в автономных энергосистемах, со следующими характеристиками: максимальная тактовая частота 216 МГц, размер программной памяти 2 Мбайт, размер оперативной памяти 532 Кбайт, разрешение АЦП 12 бит. А также на других микроконтроллерах, имеющих технические характеристики не хуже вышеуказанных, например, STM32F769BIT6 [92].

2.3 Определение критериев эффективности системы автоматического регулирования

Качество переходного процесса оценивается по различным критериям. В установившемся режиме показатель качества — это величина статической ошибки. В переходном процессе часто выделяют несколько критериев [93]:

- время регулирования время, за которое регулируемый параметр окажется в зоне 5 % погрешности от желаемого значения;
- число колебаний за время регулирования;
- перерегулирование превышение максимального значения регулируемого параметра над значением параметра в установившемся режиме.

Условный переходный процесс параметра *h* показан на рисунке 2.9 с указанием описанных показателей:

 h_{max} – максимальное значение параметра h(t) в переходном процессе;

 h_{yct} – значение параметра h(t) в установившемся режиме;

 δ – 5 % погрешность от желаемого значения;

*t*_p – время регулирования.



Рисунок 2.9 – Переходный процесс параметра h

Очевидно, что любой регулятор при настройке стремятся сделать более быстрым, точным, с апериодической характеристикой регулирования либо с малым числом колебаний за время регулирования.

Также критериями оценки могут служить:

- надир частоты наибольшее по модулю отрицательное отклонение частоты;
- среднеквадратичное отклонение (СКО) частоты σ_f ;
- СКО скорости изменения частоты $\sigma_{df/dt}$ [94, 95].

Алгоритм управления должен способствовать минимизации указанных выше показателей.

Минимизация σ_f и $\sigma_{df/dt}$ позволит улучшить технико-экономические показатели электростанции, т.к. значение частоты влияет на производительность оборудования, а скорость изменения частоты – на его срок службы [96].

Дополнительным критерием при осуществлении регулирования частоты выбрано сохранение целевого уровня заряда СНЭЭ. Критериями эффективности в этом отношении являются: максимальная длительность работы на резкопеременную нагрузку, исключение низкого и избыточного уровня заряда (при достижении которых СНЭЭ не сможет в полном объёме выполнять свою функцию по регулированию частоты), исключение полного разряда и перезаряда, ведущих к деградации аккумулирующих элементов (например, ЛИА). Особенностью такого подхода является дополнительный критерий: допустимая степень неточности в регулировании частоты от СНЭЭ.

Выводы по главе 2

Автономные энергообъекты характеризуются удалённостью от ЕЭС России и дорогостоящей логистикой при их снабжении топливом. Основу автономной энергетики составляют ДГУ. Электроснабжение нефте- и газодобывающих предприятий может быть переведено на ГПУ или ГТУ, топливо для которых не требуется поставлять издалека.

Одна из характерных особенностей автономных энергосистем промышленных предприятий – резкопеременная нагрузка. Работа ГПУ и ГТУ на резкопеременную нагрузку имеет существенные ограничения, что приводит к необходимости завышения установленной мощности генераторных агрегатов по сравнению с расчётной мощностью. Альтернативный вариант – применение СНЭЭ, сглаживающей резкие изменения нагрузки и стабилизирующей частоту. Для выбора параметров СНЭЭ и разработки соответствующих алгоритмов управления необходимо изучение нагрузочных диаграмм, однако в открытом доступе крайне мало информации о результатах анализа графиков нагрузки и качества электроэнергии в автономных энергосистемах промышленных объектов.

В рамках настоящей работы проведено исследование результатов мониторинга режимных параметров дизель-генераторной электростанции в системе электроснабжения буровой установки БУ–4500/270 ЭКБМ с целью анализа нагрузочной диаграммы и отклонений частоты в условиях выполнения нормальных технологических операций.

Выполненный анализ показывает, что отклонение частоты соответствует требованиям ГОСТ 32144 к изолированным системам электроснабжения с автономными генераторными установками. В то же время максимальное отклонение достигает 3,4 Гц, за время мониторинга отклонение частоты многократно превышало величину 1 Гц. График нагрузки имеет ярко выраженный

резкопеременный характер. Зарегистрировано более 100 бросков мощности, превышающих 30 % номинальной мощности электростанции, во многих случаях эти броски превышают 70 %, что приводит к появлению ударных изменений частоты, что, в свою очередь, ведёт к ускоренному износу оборудования генераторных агрегатов, электроприводов и оборудования буровой установки.

Анализ показывает, что при полученной в результате мониторинга нагрузочной диаграмме, применение ГПУ вместо ДГУ возможно только при соответствующем увеличении числа генераторных агрегатов или при установке на электростанции СНЭЭ мощностью не менее 1200 кВт и обменной энергоёмкостью не менее 1,5 кВт·ч. Применение на станции СНЭЭ не только позволит заменить ДГУ на значительно более экономичные ГПУ, но и улучшит качество электроэнергии.

B соответствии предназначением разрабатываемой с системы автоматического регулирования частоты сформулированы требования к ней в части ограничения отклонений частоты с точки зрения обеспечения эффективной электроприёмников; допустимых режимов работы работы традиционных генераторов, ВИЭ, СНЭЭ. Определены требования к алгоритму поддержания заряда СНЭЭ и требования с точки зрения реализуемости уровня на микропроцессорном контроллере.

Для возможности применения системы автоматического регулирования в энергосистемах с чувствительными электроприёмниками и генераторными агрегатами в работе установлено требование: максимальное отклонение частоты не должно превышать $\pm 0,2$ Гц (что соответствует 1 синхронной зоне ЕЭС России), когда СНЭЭ находится в работе и способна участвовать в регулировании. Если в каком-либо режиме в работе остаётся только традиционный генераторный агрегат, то необходимо руководствоваться требованиями ГОСТ 32144-2013. Кроме того, система регулирования должна минимизировать ударные изменения частоты, особенно опасные для двигательной нагрузки и генераторных агрегатов.

79

Реализация подобной системы автоматического регулирования, использующей ресурсы накопителя энергии для стабилизации частоты без ущерба для основной функции СНЭЭ (благодаря алгоритму поддержания уровня заряда и малому значению обменной энергоёмкости для поддержания частоты) не требует значительной величины дополнительных капитальных вложений, но даёт очевидный технико-экономический эффект.

ГЛАВА З СПОСОБЫ И АЛГОРИТМЫ УПРАВЛЕНИЯ НАКОПИТЕЛЯМИ ЭНЕРГИИ ДЛЯ СТАБИЛИЗАЦИИ ЧАСТОТЫ В АВТОНОМНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ С ТРАДИЦИОННЫМИ ГЕНЕРАТОРНЫМИ АГРЕГАТАМИ

3.1 Математическая модель энергосистемы с дизель-генераторной установкой и системой накопления электрической энергии

предварительного тестирования разрабатываемых алгоритмов Для В MATLAB/Simulink программно-вычислительном комплексе построена В автономной энергосистемы. математическая модель состав модели энергосистемы входят:

- ДГУ;
- CHЭЭ;
- Блок задания графика нагрузки;
- Система измерения и обмена информацией между элементами.

Общий вид электрической принципиальной схемы автономной энергосистемы приведен на рисунке 3.1. Структура модели в MATLAB/Simulink – на рисунке 3.2.



Рисунок 3.1 – Общий вид электрической принципиальной схемы автономной энергосистемы



Рисунок 3.2 – Структура модели автономной энергосистемы, реализованной в MATLAB/Simulink

Модели отдельных элементов энергосистемы, показанных на рисунке 3.2, описаны ниже.

Настоящая работа направлена на разработку и исследование способов регулирования частоты в автономных энергосистемах. Следует отметить, что в подобных энергосистемах в большинстве случаев нагрузка подключена к шинам электростанции (на генераторном напряжении) или через короткую линию на среднем напряжении (6–35 кВ). При исследовании работы систем регулирования частоты с нагрузочными диаграммами с реальных энергообъектов рассматривают переходные процессы на длительных интервалах времени (до нескольких десятков минут). Эти условия накладывают ограничения на возможность рассчитывать процессы с применением полных моделей генераторов, например, электрической модели синхронной машины с демпферными обмотками, описываемой системой уравнений Парка-Горева.

Для значительного снижения требований к вычислительной мощности и обеспечения технической возможности исследования работы алгоритмов на длительных промежутках времени в основе расчета электромеханических переходных процессов используются модели, базирующиеся на статических

характеристиках. При этом модели ДГУ, СНЭЭ и нагрузки дополняются уравнением движения ротора

$$T_j \cdot \frac{d\omega}{dt} = M_{\Pi \not\square} - M_{\Im M}, \qquad (3.1)$$

где *ω* – угловая скорость;

T_j – механическая инерционная постоянная;

*М*_{ПД} – механический момент первичного двигателя (разгоняющий момент);

 $M_{\rm ЭМ}$ – электромагнитный момент генератора (момент сопротивления).

При этом электромагнитный момент генератора в разработанной модели с учётом практически полной безынерционности СНЭЭ определяется выражением

$$M_{\rm \Im M} = M_{\rm Harp} - M_{\rm CH\Im\Im}, \tag{3.2}$$

где *М*_{нагр} – электромагнитный момент сопротивления нагрузки;

*М*_{СНЭЭ} – электромагнитный момент, создаваемый СНЭЭ.

Принятые допущения не оказывают значительного влияния на результаты исследования, но при этом позволяют в полной мере отработать разрабатываемые алгоритмы управления СНЭЭ для поддержания частоты.

Модель системы накопления электрической энергии

В составе модели энергосистемы используется математическая модель СНЭЭ, разработанная для расчёта электромеханических переходных процессов (патент № 2736701 приведён в Приложении А), верификация которой проводилась посредством сравнения с результатами натурных испытаний СНЭЭ при совместной работе с ДГУ и ГПУ в автономных энергосистемах [97, 98]. Способ моделирования, учитывающий взаимосвязь уровня заряда СНЭЭ и её располагаемой мощности, обеспечивает единство расчета переходных процессов в энергосистеме и в СНЭЭ.

Структурная схема СНЭЭ в составе энергосистемы представлена на рисунке 3.3. Блок-схема разработанной модели СНЭЭ с учётом алгоритма поддержания уровня заряда (будет подробно описан далее) показана на рисунке 3.4. Общий вид модели СНЭЭ, реализованной в MATLAB/Simulink приведен на рисунке 3.5.



Рисунок 3.3 – Структурная схема СНЭЭ в энергосистеме



Рисунок 3.4 – Блок-схема модели СНЭЭ



Рисунок 3.5 – Общий вид модели СНЭЭ, реализованной в MATLAB/Simulink

Динамические свойства дизельного двигателя моделировались посредством введения звена запаздывания с определённой постоянной времени. Значения коэффициентов АРС ДГУ подобраны таким образом, чтобы результаты моделирования совпадали с результатами натурного эксперимента, описанного в [4].

Модель АРС дизельного двигателя [99] также дополнена положением исполнительного органа (дроссельной заслонки). Общий вид модели ДГУ, реализованной в MATLAB/Simulink, приведен на рисунке 3.6.



Рисунок 3.6 – Общий вид модели ДГУ, реализованной в MATLAB/Simulink

Модель нагрузки

Модель энергосистемы включает модель нагрузки («Нагрузка из файла») с возможностью задавать произвольный график нагрузки. Это позволяет разрабатывать и апробировать алгоритмы управления с использованием натурных нагрузочных диаграмм, полученных в результате мониторинга энергообъектов.

Общий вид модели нагрузки, позволяющей задавать произвольный график энергопотребления, реализованной в MATLAB/Simulink, приведен на рисунке 3.7.



Рисунок 3.7 – Общий вид модели нагрузки, реализованной в MATLAB/Simulink

Для верификации модели проведен расчет по эксперименту, описанному в [4]. В эксперименте отклонение частоты при набросе и сбросе 75 % полной нагрузки (67,4 кВт от 89 кВт) без участия СНЭЭ в регулировании частоты составило 3,8 и 3,3 Гц соответственно (рисунок 3.8). Расчёт на модели в MATLAB/Simulink (рисунок 3.9) даёт количественное и качественное совпадение с результатами эксперимента.



Рисунок 3.8 – График частоты, полученный в натурном эксперименте



Рисунок 3.9 – График частоты, полученный при расчёте на модели

3.2 Разработка алгоритмов управления системой накопления электрической энергии для регулирования частоты

Алгоритм на основе управления по возмущению

Алгоритм управления СНЭЭ по возмущению (далее – алгоритм № 1) предназначен для сглаживания набросов и сбросов нагрузки. Структурная схема алгоритма представлена на рисунке 3.10.



Рисунок 3.10 – Структурная схема алгоритма управления № 1

Алгоритм обеспечивает компенсацию небаланса мощности по факту его возникновения, пока частота ещё не успела отклониться. Входной сигнал – мощность нагрузки. Он проходит через апериодическое звено первого порядка. На выходе апериодического звена получается сигнал сглаженной нагрузки. При вычитании сигнала сглаженной нагрузки из исходного сигнала нагрузки получается сигнал требуемой мощности от СНЭЭ (которую СНЭЭ должна выдать или поглотить), причём этот сигнал может быть положительным или отрицательным. Положительное значение соответствует выдаче мощности, отрицательное – потреблению мощности. Зона нечувствительности позволяет сохранить ресурс СНЭЭ.

В качестве тестового принимается возмущение, при котором происходит скачкообразное изменение нагрузки со значения 0,2 до 1,0 о.е. и обратно через 13 с. На рисунке 3.11 представлен переходный процесс при традиционном подходе к регулированию частоты, когда СНЭЭ не участвует в регулировании частоты, оно выполняется только средствами ДГУ, которая имеет автоматический регулятор скорости со следующими параметрами: коэффициент усиления пропорциональной

составляющей Кп = 30, коэффициент усиления интегрирующей составляющей Ки = 25, коэффициент усиления дифференцирующей составляющей Кд = 2,5.

На рисунке 3.12 представлен переходный процесс при участии в регулировании СНЭЭ с алгоритмом N_{2} 1 (ДГУ также участвует в регулировании, но к ней присоединяется СНЭЭ). Постоянная времени апериодического звена T = 5 с (выбрана опытным путем из серии расчетных экспериментов).



Рисунок 3.11 – Переходный процесс без участия СНЭЭ в регулировании



Рисунок 3.12 – Переходный процесс при регулировании по алгоритму № 1

СНЭЭ компенсирует бросок мощности в первый момент времени и экспоненциально с постоянной времени *T* передаёт нагрузку на генераторный агрегат. При этом обеспечивается уменьшение отклонения частоты и плавное её изменение, существенно ограничиваются ударные процессы в ДГУ и механизмах потребителей. Кратковременный бросок частоты в начале переходного процесса обусловлен наличием времени отклика СНЭЭ (5 мс).

Алгоритм на основе управления по отклонению частоты

Алгоритм управления СНЭЭ по отклонению частоты (далее – алгоритм № 2) построен по принципу ПД-регулирования. Структурная схема алгоритма представлена на рисунке 3.13.



Рисунок 3.13 – Структурная схема алгоритма управления № 2

На рисунке 3.14 представлен переходный процесс при участии в регулировании СНЭЭ с алгоритмом № 2. Параметры регулятора: Кп = 200; Кд = 3,01.

Отмечается меньшее отклонение частоты, чем при работе по алгоритму № 1, но при этом допускается ударное изменение частоты сразу после возмущения.

Управление активной мощностью СНЭЭ посредством ПД-регулятора частоты в ряде зарубежных источников носит название «виртуальная инерция СНЭЭ» [100–102].



Рисунок 3.14 – Переходный процесс при регулировании по алгоритму № 2

Алгоритм, совмещающий управление по возмущению и по отклонению частоты

Предлагается алгоритм управления СНЭЭ, совмещающий управление по возмущению и по отклонению частоты (далее – алгоритм № 3). Управляющие воздействия, определённые по возмущению и по отклонению частоты, суммируются. Структурная схема алгоритма представлена на рисунке 3.15.



Рисунок 3.15 – Структурная схема алгоритма управления № 3

На рисунке 3.16 представлен переходный процесс при участии в регулировании СНЭЭ с алгоритмом № 3. Принятые параметры: $K\pi = 200$; $K\pi = 3,01$; T = 5 с.



Рисунок 3.16 – Переходный процесс при регулировании по алгоритму № 3

Предложенный способ комбинирования двух алгоритмов управления, вопервых, ещё больше уменьшает отклонения частоты, а во-вторых, исключает ударные изменения частоты, что критически важно для чувствительных механизмов потребителей и некоторых генераторных агрегатов (например, ГПУ) [2–5]. Алгоритм №3 даёт тем больший эффект, чем меньше время отклика СНЭЭ.

Этот алгоритм подходит и для управления гибридной СНЭЭ, имеющей в составе накопители энергии разных типов. В этом случае управление по возмущению рационально применять для накопителя с бо́льшим ресурсом по циклам заряда-разряда и меньшей энергоёмкостью, например, суперконденсатора (СК), а управление по отклонению частоты – для накопителя с меньшим ресурсом и большей энергоёмкостью, например, литий-ионного аккумулятора (ЛИА). Структурная схема алгоритма № 3 для управления гибридной СНЭЭ представлена на рисунке 3.17.



Рисунок 3.17 – Структурная схема алгоритма № 3 для управления гибридной СНЭЭ

Алгоритм с динамическим изменением коэффициентов усиления

При использовании гибридной СНЭЭ для регулирования частоты актуальным является вопрос распределения доли участия между различными типами накопителей энергии.

Как правило, гибридные СНЭЭ имеют в своем составе накопители с разными разрядными характеристикам: например, накопитель на основе СК и накопитель на основе ЛИА. Первый – с бо́льшим ресурсом циклов заряда-разряда и небольшой энергоемкостью, второй – с большей энергоемкостью, но с меньшим ресурсом.

Для учёта этих особенностей предназначен алгоритм динамического изменения участия в регулировании СК и ЛИА для гибридных СНЭЭ (далее – алгоритм № 4).

Мощности, потребляемые или выдаваемые СК и ЛИА для регулирования частоты, в каждый момент времени определяются двумя коэффициентами статизма (рисунок 3.18).



Рисунок 3.18 – Структурная схема управления СК и ЛИА

На рисунке 3.19 представлены зависимости коэффициентов статизма СК (К_{ск}) и ЛИА (К_{лиа}), предложенные в [103], обеспечивающие динамическое изменение коэффициентов статизма СК и ЛИА и, таким образом, перераспределение долей их участия в регулировании во времени.

Входными данными, необходимыми для построения зависимостей К_{ск}(t) и К_{лиа}(t), являются следующие переменные:

Кск макс – максимальное значение коэффициента статизма СК;

К_{ск мин} – минимальное значение коэффициента статизма СК;

Клиа макс – максимальное значение коэффициента статизма ЛИА;

Клиа мин – минимальное значение коэффициента статизма ЛИА;

t₁ – время начала снижения коэффициента статизма СК;

t₂ – время окончания снижения коэффициента статизма СК;

t₃ – время окончания роста коэффициента статизма ЛИА.

Алгоритм управления несколькими накопителями с различными характеристиками, входящими в состав гибридной СНЭЭ, позволяет рационально распределять доли участия в процессе регулирования частоты для предотвращения ускоренного расхода ресурса без ущерба для точности регулирования.



Рисунок 3.19 – Качественные зависимости коэффициентов статизма от времени

Алгоритм в начальный момент наброса/сброса мощности устанавливает коэффициент участия СК на максимум для обеспечения его наибольшего участия в процессе сглаживании мощности. Затем, по истечении некоторого интервала времени, уменьшает этот коэффициент (до некоторого заданного уровня). В то же время ЛИА, наоборот, в начальный момент времени имеет минимальное значение коэффициента, который со временем линейно растет. Таким образом обеспечивается интенсивное участие СК в начале процесса, которое впоследствии замещается действием ЛИА.

На рисунке 3.20 изображены графики, демонстрирующие работу энергосистемы с резкопеременной нагрузкой при участии СНЭЭ в регулировании частоты с использованием предложенного выше алгоритма. Алгоритм вступает в работу при резком изменении нагрузки.

Мощности СК и ЛИА (рисунок 3.20, второй график) определяются согласно построенным зависимостям коэффициентов от времени K_{ск}(t) и K_{лиа}(t) (рисунок 3.20, третий график).



Рисунок 3.20 – Переходный процесс в энергосистеме с применением алгоритма динамического изменения коэффициентов статизма с t₁ = 1 c; t₂ = 10 c; t₃=10 c; K_{ск мин} = 0; K_{ск макс} = 10; K_{лиа мин} = 0; K_{лиа макс} = 30

Алгоритм выполнен в виде блока в Simulink (рисунок 3.21), на вход которого подается отклонение частоты. На выходе блока получаются K_{ск}(t) и K_{лиа}(t) после каждого возмущения, превышающего уставку в 0,002 о.е. Внутри блока реализован алгоритм формирования K_{ск}(t) и K_{лиа}(t) (рисунок 3.22).



Рисунок 3.21 – Блок формирования коэффициентов статизма,

изменяющихся во времени

97



Рисунок 3.22 – Алгоритм формирования $K_{c\kappa}(t)$ и $K_{\pi\mu a}(t)$

Однако отклонение частоты остаётся значительным (на рисунке 3.20 – превышает 1,5 Гц).

Для повышения качества регулирования (снижения перерегулирования и уменьшения отклонения частоты) вместо пропорционального регулятора, который был описан в [103], предлагается использовать ПД-регулятор. Для этого в структурную схему, изображённую на рисунке 3.18, для СК вводим дифференцирующее звено с коэффициентом К_{дск} (рисунок 3.23), который также изменяется во времени.

В результате ресурсы СК оказываются задействованы в начальный момент наброса мощности интенсивнее (рисунок 3.24), чем при использовании пропорционального регулятора (рисунок 3.20).



Рисунок 3.23 – Структурная схема алгоритма управления № 4

Таким образом, на основании расчетов по алгоритмам динамического изменения коэффициентов регулятора можно сделать вывод: дифференциальное звено целесообразно добавить в регулятор, управляющий накопителем с большим ресурсом (например, суперконденсатором), чтобы в первый момент наброса/сброса мощности он вступал в работу быстрее накопителя с меньшим ресурсом (например, ЛИА), сокращая использование последнего и продлевая его срок службы.



Рисунок 3.24 – Переходный процесс в энергосистеме с применением алгоритма динамического изменения коэффициентов статизма с t₁ = 1 c; t₂ = 10 c; t₃ = 10 c; K_{ск мин} = 0; K_{ск макс} = 160; K_{лиа мин} = 0; K_{лиа макс} = 30; K_{Дск мин} = 0; K_{Дск макс} = 3.2

3.3 Алгоритм поддержания уровня заряда накопителя энергии

При регулировании частоты СНЭЭ накапливает электроэнергию, когда частота в сети выше номинального значения, и выдает ее в сеть, когда частота ниже номинального значения. Недостатком СНЭЭ является «исчерпаемость» ресурса управления: полностью заряженная СНЭЭ теряет возможность потреблять

100

мощность, а значит способствовать снижению частоты, а полностью разряженная СНЭЭ не может вырабатывать мощность, а значит способствовать повышению частоты. Кроме того, выход за пределы рекомендуемого уровня заряда приводит к деградации аккумулирующего элемента СНЭЭ. Для повышения готовности СНЭЭ к участию в процессе управления разработан алгоритм поддержания уровня заряда накопителя энергии (рисунок 3.25).

Для работы алгоритма задаются:

- уставка по уровню заряда накопителя («уставка»);
- граничные значения по уровням заряда k1, k2, k3 выше и ниже уставки;
- поправочные коэффициенты a, b, c, определяющие величину изменения мощности СНЭЭ при выходе уровня заряда за границы k1, k2, k3.



Рисунок 3.25 – Алгоритм поддержания заряда (Р1' – значение мощности, требуемое от СНЭЭ регулятором частоты; Р1 – значение мощности, скорректированное алгоритмом поддержания заряда)

При выходе модуля разности уставки по уровню заряда и текущего уровня заряда за пределы границ k1, k2, k3 сигнал требуемой от СНЭЭ мощности P1' уменьшается (если ниже границы) или увеличивается (если выше границы) на поправочный коэффициент a, b, c. Таким образом, за счет преднамеренного ослабления участия СНЭЭ в регулировании частоты предпринимается попытка сохранить уровень заряда.

Другими словами, если текущий уровень заряда накопителя вышел за допустимый диапазон, требуемая от накопителя мощность будет скорректирована.

На рисунке 3.26 показан пример с конкретными значениями: уставка 70 %, граничные значения $\pm 10, \pm 15$ и $\pm 18\%$.



Рисунок 3.26 – Пример уставки и граничных значений по уровням заряда

Рассмотрим детальнее работу алгоритма при заданных на рисунке 3.26 уставках. Например, если задана уставка 70 %, а текущий заряд равен 76 %, то Р1' не изменится, т. к. |76 - 70| = 6 %, что меньше k1 = 10 %.

Если текущий заряд 82 %, значит превышение границы k1, требуется повысить выдачу мощности на а процентов.

Если 86 %: превышение k2, требуется повысить выдачу на b процентов.

Если 95 %: превышение k3, требуется повысить выдачу на с процентов.

Если 58 %: превышение k1, требуется снизить выдачу на а процентов.

Если 54 %: превышение k2, требуется снизить выдачу на b процентов.

Если 45 %: превышение k3, требуется снизить выдачу на с процентов.

За коррекцию величины, на которую необходимо снизить/повысить выдачу/потребление мощности накопителя, отвечают поправочные коэффициенты а, b, c. Их значения выбираются в ходе ручной настройки, либо другими известными способами, например, с помощью оптимизационных методов.

На рисунке 3.27 изображены графики, демонстрирующие работу энергосистемы с резкопеременной нагрузкой при участии СНЭЭ в регулировании частоты со включенным и отключенным алгоритмом поддержания уровня заряда.



Рисунок 3.27 – Переходный процесс в энергосистеме с применением алгоритма поддержания уровня заряда СНЭЭ и без него

Допустимый диапазон уровня заряда для литий-железо-фосфатного аккумулятора обычно составляет 10–90 %. Контроль заряда вступает в работу, когда его уровень оказывается вне желаемого диапазона (здесь принят 52–88 %). Принятые уставки: k1 = 0,10; k2 = 0,15; k3 = 0,18; a = 1; b = 1,5; c = 2.

На рисунке видно, что алгоритм поддерживает уровень заряда СНЭЭ с небольшим ущербом для качества регулирования: максимальное отклонение частоты, как и график отклонения частоты вообще, практически не изменяется. При этом средняя величина уровня заряда остается практически неизменной (и в допустимых границах) на всем интервале управления, в то время как при отсутствии алгоритма в приведённом примере уровень заряда постоянно снижается и к концу расчетного интервала времени оказывается на 20 % ниже, чем при наличии алгоритма.

Таким образом, разработанный алгоритм управления зарядом позволяет уменьшить энергоёмкость СНЭЭ, требуемую для решения поставленной задачи, а также предотвратить глубокий разряд, а значит, снизить затраты на подсистему накопления и продлить её срок службы. Это увеличивает коммерческую привлекательность СНЭЭ для проектов с задачей регулирования частоты.

В случае выхода уровня заряда на недопустимые значения, препятствующие выполнению СНЭЭ функции управления частотой, алгоритм должен переключиться на режим восстановления допустимого уровня заряда. В этом случае регулирование частотой обеспечивается только штатными (заводскими) автоматическими регуляторами скорости генераторных агрегатов (ДГУ).

3.4 Разработка методики выбора параметров алгоритмов управления системой накопления электрической энергии для регулирования частоты

Выбор параметров алгоритма, основанного на управлении по возмущению

Для получения требуемого уровня отклонения частоты при сбросах и набросах нагрузки необходимо корректно выбрать настроечные параметры алгоритмов управления.

При их выборе следует отталкиваться от заданных предельно допустимых значений отклонения частоты, стандартного отклонения частоты и времени переходного процесса.

Для получения зависимостей максимального отклонения частоты от постоянной времени апериодического звена *T* были смоделированы сбросы/набросы нагрузки (ступенями в диапазоне 20...100 % от номинальной мощности генератора).

Зависимости при апробации на основе управления по возмущению (алгоритма № 1) для управления СНЭЭ для регулирования частоты в автономной энергосистеме представлены на рисунках 3.28–3.31.



Рисунок 3.28 – Зависимости максимального отклонения частоты от постоянной времени апериодического звена

Как видно из рисунка 3.28, чем больше постоянная времени апериодического звена, тем меньше максимальное отклонение частоты при набросе нагрузки.



Рисунок 3.29 – Зависимость длительности переходного процесса от

постоянной времени апериодического звена

Как видно из рисунка 3.29, чем больше постоянная времени апериодического звена, тем больше время переходного процесса, то есть время от наброса нагрузки до полного восстановления частоты до 50 Гц с допустимой погрешностью.

Таким образом, исходя из рисунков 3.28 и 3.29, выбор значения постоянной времени сводится к нахождению желаемого соотношения между максимальным отклонением частоты и временем переходного процесса (при учёте доступной энергоёмкости СНЭЭ).

На рисунке 3.30 представлены зависимости максимальной скорости изменения частоты от постоянной времени апериодического звена алгоритма № 1.



Рисунок 3.30 – Зависимости максимальной скорости изменения частоты от постоянной времени апериодического звена

Как видно из рисунка 3.30, увеличение постоянной времени апериодического звена практически не влияет на значение максимальной скорости изменения частоты.

На рисунке 3.31 представлены зависимости среднеквадратического отклонения частоты от постоянной времени апериодического звена алгоритма № 1.



Рисунок 3.31 – Зависимости среднеквадратического отклонения частоты от постоянной времени апериодического звена

Как видно из рисунка 3.31, чем выше постоянная времени апериодического звена алгоритма управления № 1, тем меньше среднеквадратическое отклонение частоты (σ_f) при набросе нагрузки.

Итак, для выбора коэффициентов алгоритма управления № 1 необходимо проделать следующую последовательность действий на модели энергосистемы:

- 1. Включить в работу генераторный агрегат со штатным APC без нагрузки и убедиться, что генераторный агрегат работает с номинальной частотой;
- 2. Установить нулевое (или минимально допустимое) значение зоны нечувствительности СНЭЭ, обеспечив тем самым реакцию алгоритма даже на незначительные изменения нагрузки, что необходимо при настройке;
- 3. Установить минимальное значение постоянной времени *T* апериодического звена, например 0,001 с;
- Произвести наброс нагрузки 20...100 % от номинальной мощности генератора. По осциллограмме частоты зафиксировать максимальное отклонение частоты и длительность переходного процесса (время регулирования).

5. Если результат не соответствует заданным предельно допустимым значениям отклонения частоты и длительности переходного процесса, то следует установить новое значение *T*: если требуется снизить максимальное отклонение частоты, значение *T* следует увеличить; если требуется сократить длительность переходного процесса, значение *T* следует уменьшить. Повторяя пункты 4 и 5, необходимо добиться требуемой реакции СНЭЭ.

Выбор параметров алгоритма, основанного на управлении по отклонению частоты

Аналогичным образом получены зависимости максимального отклонения частоты от параметров алгоритма № 2 (К_П и К_Д) при различных сбросах/набросах нагрузки ступенями в диапазоне 20...100% от номинальной мощности генератора (рисунки 3.32, 3.33).



Рисунок 3.32 – Зависимость максимального отклонения частоты от К_П при различных К_Д

Как видно из рисунка 3.32, чем выше К_П алгоритма управления № 2, тем меньше максимальное отклонение частоты при набросе нагрузки.


Рисунок 3.33 – Зависимость максимального отклонения частоты от К_Д при различных К_П

Как видно из рисунка 3.33, чем выше К_Д алгоритма управления № 2, тем меньше максимальное отклонение частоты при набросе нагрузки.

Для выбора настроечных параметров алгоритма управления № 2 необходимо проделать следующую последовательность действий на модели энергосистемы:

- 1. Включить в работу генераторный агрегат со штатным APC без нагрузки и убедиться, что генераторный агрегат работает с номинальной частотой;
- Установить нулевое (или минимально допустимое) значение зоны нечувствительности СНЭЭ, обеспечив тем самым реакцию алгоритма даже на незначительные изменения нагрузки, что необходимо при настройке;
- 3. Установить минимальное значение К_Д и К_П, например 0,001;
- Произвести наброс нагрузки 20...100 % от номинальной мощности генератора. По осциллограмме частоты зафиксировать максимальное отклонение частоты и длительность переходного процесса;
- 5. Если результат не соответствует заданным предельно допустимым значениям отклонения частоты или длительности переходного процесса, то следует установить новое значение К_П, не меняя значение К_Д. По

осциллограмме частоты зафиксировать максимальное отклонение частоты и длительность переходного процесса. Выбрать значение К_П, при котором переходный процесс соответствует заданным требованиям;

 Если результат не соответствует заданным предельно допустимым значениям отклонения частоты, то следует установить новое значение Кд, не меняя значение Кп.

Повторяя пункты 5 и 6, добиваются требуемой реакции СНЭЭ и вида переходного процесса.

Оптимизация на основе численных методов для выбора параметров алгоритмов

Так как алгоритмы управления СНЭЭ имеют множество параметров, влияющих на качество регулирования частоты, то требуется способ для их настройки. Для использования разработанных алгоритмов на практике необходимо, чтобы они функционировали наилучшим образом в отношении некоторого выбранного критерия эффективности.

В среде MATLAB/Simulink есть возможность использовать алгоритм автоматической настройки коэффициентов с применением дополнительного приложения PID Tuner. Однако такой способ подходит только для моделей энергосистем, собранных на простых передаточных функциях. Более универсальным инструментом является Response Optimazer, который позволяет на основе серии автоматизированных расчетов выбрать наилучший процесс в соответствии с заданным критерием.

Например, стоит задача подобрать коэффициенты алгоритма № 1 таким образом, чтобы при ступенчатом набросе нагрузки с 21,6 до 89 кВт максимальное отклонение частоты составляло не более 0,2 Гц. Применив инструменты оптимизации, получаем значение постоянной времени апериодического звена (рисунок 3.10) T = 7,7 с. Переходный процесс при такой настройке регулятора представлен на рисунке 3.34. Максимальное отклонение частоты не превышает 0,2 Гц.



Рисунок 3.34 – Переходный процесс в энергосистеме с выбранным значением постоянной времени апериодического звена для алгоритма № 1

Также может стоять другая задача: подобрать коэффициенты алгоритма № 3 (рисунок 3.13) таким образом, чтобы при ступенчатом набросе нагрузки максимальное отклонение частоты не превышало бы 0,5 Гц.

При этом распределение затраченной энергии на регулирование между СК и ЛИА было бы в отношении 10/90. То есть 10 % от общей энергии затратит СК, а 90 % ЛИА. Применив инструменты оптимизации, получаем следующие параметры ПД-регулятора: $K_{\Pi} = 10,3447$; $K_{Д} = 0,9855$. Постоянная времени T = 0,177 с. Переходный процесс показан на рисунке 3.35.

Проведя ряд экспериментов при заданном максимальном отклонении частоты 0,5 Гц, получаем значения настроечных параметров (таблица 3.1).

Таким образом, предложена процедура для подбора настроечных параметров алгоритмов управления СНЭЭ, основанная на численной оптимизации параметров регуляторов по заданным критериям.



Рисунок 3.35 – Переходный процесс в энергосистеме с подобранными параметрами алгоритма № 3

Таблица 3.1 – Параметры алгоритма № 3 в зависимости от заданного соотношении энергии, затраченной на регулирование частоты накопителями энергии разных типов

Максимальное	Процентное соотношение энергии СК к	Значения	
отклонение частоты,	ЛИА, затраченной на регулирование при	параметров	
Гц	единичном набросе нагрузки	алгоритма № 3	
0,5	30/70	Кп = 7,3231	
		T = 0,5047	
		Кд = 0,9834	
	20/80	$K_{\Pi} = 8,6634$	
		T = 0,3424	
		Кд = 0,9843	
	10/90	$K_{\Pi} = 10,3447$	
		T = 0,1770	
		Кд = 0,9855	

Процедура для подбора параметров алгоритмов управления СНЭЭ с одним накопителем выглядит следующим образом:

- Задать желаемое (требуемое) значение максимального отклонения частоты и/или среднеквадратического отклонения (СКО) частоты на расчетном интервале времени;
- 2. Применить оптимизацию для подбора параметров регуляторов.

Процедура для гибридной СНЭЭ из-за наличия двух типов накопителей несколько отличается от предыдущей:

- Задать желаемое (требуемое) значение максимального отклонения частоты и/или СКО частоты на расчетном интервале времени;
- 2. Задать долевое участие в регулировании между СК и ЛИА (либо для любых других типов накопителей, входящих в состав гибридной СНЭЭ);
- 3. Применить оптимизацию для подбора параметров регуляторов.

3.5 Исследование эффективности алгоритмов управления системой накопления электрической энергии для регулирования частоты

Формирование нагрузочных диаграмм

Первый набор нагрузочных диаграмм соответствует «типовой» нагрузке, моделирующей режимы электродвигателей S1–S10 по ГОСТ IEC 60034-1-2014 [104].

Для исследования эффективности алгоритмов управления СНЭЭ наиболее тяжелыми являются режимы, представленные на рисунке 3.36:

- повторно-кратковременный периодический режим с пусками (S4);
- повторно-кратковременный периодический режим с электрическим торможением (S5);
- непрерывный периодический режим с электрическим торможением (S7).

В модели они задаются в блоке динамической нагрузки (рисунок 3.7).



Рисунок 3.36 – Нагрузочные диаграммы режимов работы электропривода, рассматриваемые при исследовании эффективности алгоритмов управления

СНЭЭ

Помимо «типовой» нагрузки, используется нагрузочная диаграмма реального энергообъекта – дизельной электростанции в автономной энергосистеме, основными потребителями которой являются электроприводы механизмов подъёмного крана.

Данный тип нагрузки выбран для исследования, так как подъёмные механизмы циклического действия (в частности, подъёмные краны) характеризуются одной из самых высоких степеней неравномерности графика энергопотребления среди всех потребителей в автономных энергосистемах. Таким образом, алгоритмы управления СНЭЭ для стабилизации частоты испытываются в наиболее жёстких условиях.

Электроснабжение рассматриваемого подъёмного крана КПЛ 18-82 осуществлялось от ДГУ типа ДГР 1А 300/750 мощностью 300 кВт с дизельным двигателем типа 8Ч1А 23/30 ОМ4 мощностью 330 кВт и генератором МСС 375/280-750 мощностью 300 кВт. Основными потребителями электроэнергии в автономной

энергосистеме подъёмного крана являются электродвигатели механизмов подъёма, поворота, изменения вылета стрелы, успокоителя и разворота груза, а также бытовая нагрузка (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Мощность нагрузки автономной электростанции подъёмного крана

№	Вид нагрузки	Мощность, кВт	Количество
1	Электродвигатель грузовых лебедок	100	2
2	Электродвигатель механизма поворота	23,5	2
3	Электродвигатель механизма изменения вылета стрелы	10	2
4	Электродвигатель успокоителя и разворота груза	1,5	1
5	Бытовая нагрузка	1,5	1

На рисунке 3.37 приведен фрагмент нагрузочной диаграммы электростанции, обеспечивающей электроснабжение подъёмного крана при перегрузке сыпучего груза. Один цикл работы составляет 50–80 с. Установленная мощность ДГУ составляет 300 кВт, при этом средняя мощность нагрузки – лишь 86 кВт.

На рисунке 3.38 приведён график нагрузки длительностью в 3 рабочих цикла.



Рисунок 3.37 – Фрагмент нагрузочной диаграммы автономной электростанции подъёмного крана



Рисунок 3.38 – Фрагмент нагрузочной диаграммы автономной электростанции подъёмного крана длительностью 3 рабочих цикла

Подобный характер нагрузки является традиционным для подъёмнотранспортных механизмов циклического действия промышленных площадок, а также предприятий нефтегазовой отрасли (станки-качалки), машиностроения и металлургии (кузнечно-штамповочные машины, прокатные станы).

Такой режим работы допустим не для всех типов генераторных агрегатов. Например, ГПУ не способны принимать резкие наборы и сбросы нагрузки и отключаются технологическими защитами [2–5].

Гармонический анализ графика нагрузки по методу быстрого преобразования Фурье для непериодической функции, даёт бесконечный ряд гармоник (рисунок 3.39).



Рисунок 3.39 – Амплитудно-частотная характеристика нагрузочной диаграммы ДГУ подъёмного крана в диапазоне от 0 до 7 Гц

Наиболее значимые гармоники этого ряда располагаются в частотном диапазоне 0–0,8 Гц (рисунок 3.40). Гармоники выше 2 Гц не оказывают существенного влияния на генерирующий агрегат в силу его инерционности.



Рисунок 3.40 – Амплитудно-частотная характеристика нагрузочной диаграммы ДГУ подъёмного крана в диапазоне от 0 до 2 Гц

Наличие в нагрузочных диаграммах мощности гармоник в промежутке от 0,1 до 2 Гц способствует появлению и усилению низкочастотных колебаний режимных параметров энергосистемы. Это происходит при совпадении вынужденной частоты собственной возмущения, которая определяется нагрузкой, И частоты агрегата, которая определяется параметрами генерирующего генератора, приводного двигателя и автоматических регуляторов возбуждения и частоты.

При скачкообразном изменении нагрузки частота возмущения может совпасть с собственной частотой генератора. В этом случае возможно возникновение режима работы генератора со значительными колебаниями режимных параметров системы, прежде всего частоты и напряжения.

Такого рода резкопеременная нагрузка вызывает объективную необходимость в разработке точной и быстродействующей системы регулирования частоты с использованием ресурсов всех источников энергии в автономной

энергосистеме, особенно в случае соизмеримости их мощностей, что соответствует цели настоящей работы.

Для дальнейших расчётов параметры нагрузочной диаграммы приведены к относительным единицам и заданы в блоке нагрузки (рисунок 3.7).

Исследование эффективности алгоритмов управления системой накопления энергии на модели энергосистемы

Для исследования эффективности предложенных алгоритмов проведены расчеты на математической модели энергосистемы с типовой нагрузкой S4, S5, S7 и нагрузкой реального энергообъекта – подъёмного крана. Мощность нагрузки из относительных единиц приведена к номинальной мощности ДГУ (1 о.е. ~ 100 кВт). Эффективность алгоритмов оценивается по СКО частоты σ_f и СКО скорости изменения частоты σ_{df/dt}.

Исследование эффективности алгоритмов № 1, 2, 3 для СНЭЭ на базе ЛИА. Методом численной оптимизации подобраны параметры алгоритмов для СНЭЭ с одним накопителем (на основе ЛИА) так, чтобы при ступенчатом набросе мощности нагрузки с 21,6 до 89 кВт (по аналогии с [4]) максимальное отклонение частоты составляло не более 0,2 Гц. Постоянная времени Т апериодического звена составляет 2,7 с. Значения параметров ПД-регулятора: Кд = 0,92; Кп = 15,9. Результаты исследования приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчетов на модели энергосистемы со СНЭЭ с одним накопителем

	Алгоритм № 1		Алгорит	гм № 2	Алгоритм № 3	
Вид нагрузки	σ _f , Γц	σ _{df/dt} , Γц/c	σ _f , Гц	σ _{df/dt} , Γц/c	σ _f , Γц	σ _{df/dt} , Гц/с
S4	0,08	0,06	0,08	0,06	0,08	0,06
S5	0,09	0,08	0,09	0,07	0,09	0,07
S7	0,08	0,07	0,07	0,05	0,07	0,05
Подъёмный кран	0,09	0,12	0,08	0,12	0,08	0,11

По результатам моделирования можно сделать вывод, что численная оптимизация позволяет подобрать настроечные параметры алгоритмов таким образом, что алгоритмы обеспечивают практически одинаковые значения интегральных показателей качества регулирования σ_f и $\sigma_{df/dt}$. Тем не менее, алгоритм № 3 позволяет добиться несколько более благоприятных значений σ_f и $\sigma_{df/dt}$, чем алгоритмы № 1 и 2. Главным преимуществом алгоритма № 3 остаётся значительное уменьшение ударных изменений частоты (рисунок 3.16).

Исследование эффективности алгоритмов № 3 и № 4 для гибридной СНЭЭ на базе ЛИА и СК. В соответствии с подходом, описанным выше, для алгоритма № 3 для гибридной СНЭЭ (рисунок 3.17) на базе ЛИА и СК подобраны параметры таким образом, чтобы максимальное отклонение частоты при ступенчатом набросе нагрузки с 21.6 до 89 кВт составляло 0,2 Гц, а распределение затраченной энергии между ЛИА и СК находилось в отношении 80/20. Выбранные параметры: Кд = 1,04; Кп = 11,4; Т = 0,39.

Для алгоритма № 4 (рисунок 3.23) параметры подобраны аналогичным образом (распределение по затраченной на управление энергии также 80/20). В результате: К_{лиа макс} = 6,7; К_{лиа мин} = 2,6; К_{ск макс} = 65,3; К_{ск мин} = 3.

Результаты исследования приведены в таблице 3.4.

Режим нагрузки	Алгоритм № 3		Алгоритм № 4	
	σ _f , Гц	σ _{df/dt} , Γц/c	σ _f , Гц	σ _{df/dt} , Γц/c
S4	0,08	0,06	0,09	0,23
S5	0,09	0,07	0,1	0,25
S7	0,08	0,05	0,09	0,16
Подъёмный кран	0,08	0,12	0,08	0,12

Таблица 3.4 – Результаты расчетов на модели энергосистемы с гибридной СНЭЭ

Из результатов, сведенных в таблицу 3.4, видно, что для нагрузки реальной энергосистемы (подъёмного крана) показатели оказались одинаковыми. Однако для каждого режима типовой нагрузки (S4, S5, S7) алгоритм № 3 дает лучшие

результаты, ограничивая отклонение частоты и скорость ее изменения. По этим причинам для гибридной СНЭЭ лучшим следует признать также алгоритм № 3.

Выводы по главе 3

Привлечение к управлению частотой и активной мощностью быстродействующих СНЭЭ является перспективным направлением развития энергосистем, в том числе автономных. СНЭЭ способны предотвратить отклонения частоты при резких изменениях нагрузки, обеспечить надёжную и эффективную работу традиционных генераторных установок и электроприёмников. В настоящей работе выполнена разработка алгоритма управления СНЭЭ, позволяющего использовать её в качестве устройства, поддерживающего уровень частоты в автономной энергосистеме в автоматическом режиме не хуже, чем в 1 синхронной зоне ЕЭС России.

Представлена модель энергосистемы с возможностью моделирования нагрузочной диаграммы типовой нагрузки для апробации алгоритмов управления Matlab/Simulink. Модель включает СНЭЭ; дизель-генераторную СНЭЭ в установку; коммутируемую нагрузку; динамическую нагрузку с возможностью задавать произвольную нагрузочную диаграмму. Созданная модель позволила реализовать несколько ключевых для исследования режимов: повторнократковременный периодический режим с пусками И с электрическим торможением, непрерывный периодический режим с электрическим торможением. Также приведена модель автономной энергосистемы, включающей нагрузку реального энергообъекта: подъёмного крана с грейферным грузозахватным механизмом. Его график нагрузки является характерным примером нагрузки подъёмно-транспортных действия, механизмов циклического имеющей выраженный резкопеременный характер.

Предложено четыре алгоритма управления СНЭЭ для регулирования частоты: алгоритм № 1 на основе управления по возмущению (сглаживания набросов/сбросов нагрузки); алгоритм № 2 на основе управления по отклонению

частоты (по принципу ПД-регулирования); алгоритм № 3, сочетающий алгоритмы № 1 и № 2; алгоритм № 4 для управления гибридной СНЭЭ на основе динамического изменения коэффициентов ПД-регулятора.

Разработан алгоритм автоматического поддержания уровня заряда СНЭЭ с целью преодоления проблемы «исчерпаемости» её ресурса, и выполнено моделирование поведения автономной энергосистемы с его участием. Достижение желаемого эффекта оказалось возможным за счет преднамеренного ослабления участия СНЭЭ в регулировании частоты в необходимых случаях. Таким образом, достигается увеличение надежности и безотказности СНЭЭ. Возникает возможность уменьшить проектную энергоёмкость СНЭЭ, а значит, снизить затраты на подсистему накопления и продлить её срок службы, что, в свою очередь, повышает коммерческую привлекательность решения.

Так как алгоритмы управления СНЭЭ имеют несколько настроечных параметров, влияющих на качество регулирования частоты, предложена процедура для их выбора.

Представлены результаты исследования эффективности алгоритмов на типовой и реальной нагрузке. Исследование эффективности алгоритмов № 1 и № 2 для СНЭЭ на базе ЛИА показало, что оба алгоритма обеспечивают одинаковое отклонение частоты при набросах/сбросах мощности, но разную скорость её изменения (момент времени, при котором частота достигает минимальное значение, по алгоритму № 1 отмечается позже, чем по алгоритму № 2). При совмещении управления по возмущению и по отклонению частоты (алгоритм № 3) обеспечивается наилучшее качество регулирования. Исследование эффективности алгоритмов № 3 и № 4 для гибридной СНЭЭ на базе ЛИА и СК показало, что алгоритм № 3 также дает лучшие результаты, ограничивая отклонение частоты и скорость ее изменения. С учётом вышеизложенного, этот алгоритм представляется лучшим вариантом среди рассмотренных для решения задач настоящей работы.

ГЛАВА 4 СПОСОБЫ И АЛГОРИТМЫ УПРАВЛЕНИЯ НАКОПИТЕЛЯМИ ЭНЕРГИИ ДЛЯ СТАБИЛИЗАЦИИ ЧАСТОТЫ В АВТОНОМНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ С ГИБРИДНЫМИ ЭНЕРГОУСТАНОВКАМИ

4.1 Математическая модель энергосистемы с автономной гибридной энергоустановкой

Для предварительного тестирования разрабатываемых алгоритмов управления АГЭУ, включающей в свой состав ДГУ, СЭС и СНЭЭ, в MATLAB/Simulink построена математическая модель автономной энергосистемы с АГЭУ. Для этого модель, описанная в п. 3.1, дополнена моделью СЭС и нечётким контроллером (он используется в разрабатываемой системе автоматического регулирования частоты).

Общий вид электрической принципиальной схемы автономной энергосистемы с АГЭУ приведен на рисунке 4.1. Структура модели в MATLAB/Simulink – на рисунке 4.2.



Рисунок 4.1 – Общий вид электрической принципиальной схемы автономной энергосистемы с АГЭУ



Рисунок 4.2 – Структура модели автономной энергосистемы с АГЭУ, реализованной в MATLAB/Simulink

Как и СНЭЭ, СЭС практически безынерционна. При наличии СЭС уравнение (3.2) принимает вид

$$M_{\rm \Im M} = M_{\rm Harp} - M_{\rm CH\Im \Im} - M_{\rm C\Im C}, \qquad (4.1)$$

где *М*_{ЭМ} – электромагнитный момент генератора;

*М*_{нагр} – электромагнитный момент нагрузки;

*М*_{СНЭЭ} – электромагнитный момент, создаваемый СНЭЭ;

*M*_{СЭС} – электромагнитный момент, создаваемый СЭС.

Модель СЭС представлена блоком с задаваемыми статическими характеристиками, а также контроллером и ограничителем, определяющими выходную мощность СЭС на основе входных сигналов, среди которых: располагаемая мощность, коэффициент участия в регулировании частоты, тип участия в регулировании частоты, отклонение частоты. Общий вид модели СЭС, реализованной в MATLAB/Simulink, приведен на рисунке 4.3.



Рисунок 4.3 – Общий вид модели СЭС, реализованной в MATLAB/Simulink

4.2 Разработка системы автоматического регулирования частоты в энергосистеме с автономной гибридной энергоустановкой

Общая архитектура системы автоматического регулирования

В составе АГЭУ три принципиально разных источника энергии: ДГУ, СЭС и СНЭЭ. Предлагаемая система автоматического регулирования (САР) частоты в автономной энергосистеме использует ресурсы всех перечисленных источников энергии.

ДГУ является основным средством регулирования частоты и всегда участвует в нёс (когда находится в работе).

СЭС, в общем случае, может участвовать в регулировании только в сторону снижения выдаваемой мощности, однако при создании резерва (в некоторые периоды времени) в виде доли от текущей располагаемой мощности, которая определяется уровнем инсоляции, СЭС может участвовать в регулировании в обе стороны (как снижать, так и повышать генерируемую мощность).

СНЭЭ является мощным, быстродействующим и наиболее гибким средством регулирования частоты, однако всегда имеет ограничение по количеству запасённой энергии.

В работе предлагается введение дополнительного механизма динамического перераспределения доли участия источников энергии в регулировании частоты в зависимости от текущей схемно-режимной ситуации, которая естественным образом меняется в зависимости от времени суток, предпочтений «пользователя» и других условий или их суперпозиции.

Для реализации предложенного механизма распределения нагрузки между источниками энергии используется контроллер на основе нечёткой логики.

Архитектура разработанной системы автоматического регулирования частоты в автономной энергосистеме с АГЭУ представлена на рисунке 4.4.



Рисунок 4.4 – Архитектура САР частоты

Для реализации предлагаемой САР каждый источник энергии в составе АГЭУ должен иметь собственный регулятор частоты.

В разработанную модель автономной энергосистемы интегрирована САР, в составе которой имеются следующие элементы:

- АРС ДГУ;
- Регулятор частоты СНЭЭ;
- Регулятор частоты СЭС;
- Система автоматического контроля минимальной нагрузки ДГУ, которая в пределах свободной энергоёмкости СНЭЭ поддерживает загрузку ДГУ не ниже заданного минимального значения и исключает переход машины в двигательный режим в случае, когда располагаемая мощность СЭС выше мощности нагрузки;
- Система ограничения мощности СЭС, которая позволяет управлять мощностью СЭС, уменьшая ее выработку ниже уровня располагаемой мощности СЭС;

- Нечёткий контроллер, распределяющий степень участия в регулировании частоты между СЭС и СНЭЭ и определяющий тип участия СЭС в регулировании («не участвует»; «участвует, только снижая мощность»; «участвует в обе стороны»);
- Система измерения и передачи сигналов в регуляторы частоты и нечёткий контроллер.

Выбор настроечных параметров регуляторов частоты источников энергии в составе автономной гибридной энергоустановки

Для каждого источника энергии в составе АГЭУ (ДГУ, СНЭЭ, СЭС) предложен способ расчета настроечных параметров регуляторов частоты.

В основе способа расчета коэффициентов лежит оптимизация (минимизация) целевой функции. Для определения параметров регуляторов частоты каждого типа источников энергии в составе АГЭУ выбрана своя целевая функция. Выбранные целевые функции соответствуют техническим возможностям и назначению разных источников энергии в составе АГЭУ.

В общем виде процедуру определения параметров можно записать следующим образом:

1. Создание расчетной тестовой модели АГЭУ;

2. Ввод начальных условий для коэффициентов регуляторов частоты;

3. Расчет переходного процесса;

4. Расчет значения целевой функции, выбранной для рассматриваемого источника энергии;

5. Повторение пунктов 2–4 до выполнения условия нахождения минимума целевой функции.

В соответствии с описанными далее целевыми функциями выполнен поиск оптимальных параметров регуляторов для каждого источника энергии в составе АГЭУ. Оптимизация (поиск минимального значения целевой функции) выполнялась с использованием автоматизированных средств MATLAB/Simulink, а именно прикладной программы Response Optimization. Этот инструментарий позволяет рассчитывать созданные в Simulink модели с изменяемыми от расчета к расчету параметрами системы для поиска оптимального значения целевой функции. Для решения оптимизационной задачи использован симплекс-метод.

ДГУ. Нередко настроечные параметры АРС ДГУ задаются производителем ДГУ и не доступны для изменения. Однако при наличии возможности их изменения, для их выбора предлагается использовать целевую функцию, описанную ниже.

В качестве минимизируемой целевой функции выбран интеграл взвешенной по времени абсолютной ошибки [105]. Целевая функция записывается следующим образом:

$$C = \int (|(f_0 - f)|^2 \times t) dt, \quad C \to min, \tag{4.2}$$

где f_0 – номинальная частота (50 Гц);

f – текущее значение частоты;

t – время.

Эта целевая функция выбрана потому, что в предложенной иерархии управления для ДГУ наиболее важно обеспечить поддержание минимального значения отклонения частоты на более длительных интервалах времени, чем это позволяет сделать СНЭЭ. Это связано с тем, что время реакции СНЭЭ много меньше (быстродействие выше). Но при этом СНЭЭ имеет ограниченную энергоемкость, что не позволяет ей длительно компенсировать нарушения баланса мощности в энергосистеме.

В свою очередь, выбранная целевая функция подразумевает «взвешивание» по времени: выполняется операция умножения значения отклонения частоты на время (продолжительность отклонения).

Это позволяет в определенной степени снизить влияние ступенчатого возмущения в первый момент времени его возникновения на значение целевой функции.

СНЭЭ. Для СНЭЭ в качестве целевой функции выбрана разность между желаемой обменной энергоёмкостью $E_{\text{жел}}$ и энергоемкостью $E_{\text{обм}}$, использованной

в регулировании. Минимизация такой целевой функции позволяет получить коэффициенты регулятора, которые для расчетного возмущения обеспечивают использование желаемого значения обменной энергоемкости для регулирования частоты. Целевая функция записывается следующим образом:

$$C = |E_{\text{жел}} - E_{\text{обм}}|, \quad C \to min \tag{4.3}$$

Такой подход объясняется тем, что СНЭЭ участвует в регулировании частоты практически постоянно, и ограничение участия СНЭЭ, исходя из требуемой (желаемой) энергоемкости, задействованной в регулировании частоты, позволит сохранить ресурс аккумуляторов. При этом может быть установлено любое значение желаемой энергоемкости, которое обеспечит требуемые параметры по частоте.

СЭС. Регулирование частоты для СЭС не является основной задачей, поэтому СЭС участвует в регулировании частоты не постоянно, а по необходимости. Причём СЭС привлекается к регулированию только в такой степени, чтобы уменьшить отклонение частоты до желаемого (допустимого) значения.

Целевая функция представляет собой модуль разности между максимальным зафиксированным отклонением частоты в расчетной схеме и желаемым отклонением частоты.

Минимизация целевой функции позволяет подобрать такие параметры ПДрегулятора СЭС, которые обеспечивают требуемое максимальное отклонение частоты, при наличии регулировочных возможностей у СЭС. Целевую функцию для оптимизации параметров ПД-регулятора СЭС можно записать в следующем виде:

$$C = \left| \Delta f_{\text{жел}} - \left| (f - f_0) \right| \right|, \quad C \to min, \tag{4.4}$$

где
$$\Delta f_{\text{жел}}$$
 – желаемое максимальное значение отклонения частоты;

 f_0 – номинальная частота;

f – текущее значение частоты.

Координация совместной работы разнородных источников энергии в составе автономной гибридной энергоустановки

Для обеспечения рационального использования ресурсов СНЭЭ, традиционной генерации и СЭС в процессе регулирования частоты разработан алгоритм координации совместной работы разнородных источников энергии в составе АГЭУ, который предполагает перераспределение доли участия источников энергии в регулировании в зависимости от текущей схемно-режимной ситуации.

Принято, что коэффициенты участия источников энергии в регулировании частоты могут меняться в диапазоне от 0 до 1. Однако термин «коэффициент участия» предлагается применять только для управляемых безынерционных источников энергии (в рамках настоящей работы – СНЭЭ и СЭС). Традиционная генерация всегда участвует в регулировании частоты, и к ней не применяется такая характеристика, как коэффициент участия.

Коэффициенты участия СНЭЭ и СЭС в сумме равны 1. Таким образом, зная один коэффициент участия, можно рассчитать другой:

$$K_{\rm CHPP} + K_{\rm CPC} = 1 \tag{4.5}$$

Коэффициент участия СНЭЭ может принимать значения от 0 до 1. Если коэффициент равен 0, СНЭЭ не участвует в регулировании. Максимальный коэффициент участия равен 1 – в случае если в регулировании частоты участвует только СНЭЭ (помимо традиционного генератора). Аналогично, коэффициент участия СЭС изменяется в пределах от 0 до 1.

Выбор долей участия источников энергии в регулировании частоты целесообразно производить на основе информации о том, какие из них включены в работу, с учётом их параметров. То есть на основе данных о:

1. Традиционных генераторных установках, включенных в работу, с учётом их номинальных параметров, а также текущей располагаемой активной мощности, ограничений на режимы работы;

2. ВИЭ, включенных в работу, с учётом их номинальных параметров, а также текущей располагаемой активной мощности, ограничений на режимы

работы, режима участия в регулировании частоты в данный момент времени (участвует/не участвует в регулировании частоты);

3. СНЭЭ, включенных в работу, с учётом их номинальных параметров, включая доступную энергоемкость, ограничения на режимы работы, выбранного в соответствии с текущим случаем режима (участвует/не участвует в регулировании частоты или работает в качестве «источника напряжения»).

Принцип, на котором построен алгоритм распределения нагрузки между СЭС и СНЭЭ на основе нечеткого управления, заключается в автоматическом изменении доли участия СНЭЭ в регулировании: при удалении уровня заряда от желаемого значения и приближении к границам рабочего диапазона доля участия СНЭЭ снижается, и наоборот. Регулирование осуществляется в соответствии с заданными ограничениями и выбранными функциями принадлежности. Такой подход позволяет не допустить разряд или заряд СНЭЭ до значений, при которых СНЭЭ не может принимать участие в регулировании. Коэффициент участия, пропорционально которому происходит изменение доли участия СНЭЭ, динамически изменяется. Если уровень заряда СНЭЭ близок к целевому, то СНЭЭ чтобы снизить необходимость используется интенсивно, изменения вырабатываемой мощности ВИЭ относительно той, что обеспечит лучшие экономические показатели выработки электроэнергии (большее снижение расхода топлива традиционной генерации).

Предлагаемый алгоритм может предусматривать адаптивный запас по располагаемой мощности СЭС, чтобы иметь возможность задействовать её в регулировании частоты в случае необходимости. Коэффициент запаса мощности СЭС увеличивается со снижением инсоляции так, чтобы в именованных абсолютных значениях запас располагаемой мощности оставался неизменным. Изначально этот запас определяется исходя из условий конкретного объекта и экономической целесообразности (чем больше участие СЭС в регулировании частоты, тем меньше ее индивидуальная рентабельность). Такой алгоритм управления позволяет САР обеспечивать рациональное участие СЭС в регулировании частоты и способствует удовлетворению критериев эффективности.

Доля участия источников энергии в управлении рассчитывается автоматически в нечетком контроллере в темпе переходного процесса.

На основе расчёта переходных процессов в работе выполнена настройка параметров нечеткого контроллера, который, опираясь на текущий уровень заряда СНЭЭ, определяет:

- коэффициент участия СНЭЭ в регулировании (Кснээ);
- тип участия СЭС в регулировании (*К*тип сэс).

Коэффициент участия СЭС рассчитывается как

$$K_{\rm C \ni C} = 1 - K_{\rm C H \ni \ni} \tag{4.6}$$

Тип регулирования СЭС предполагает полное участие, частичное участие или неучастие в регулировании частоты. При типе регулирования «0» СЭС не участвует в регулировании. При «1» – СЭС участвует в регулировании.

В последнем случае доля участия СЭС определяется располагаемым диапазоном регулирования на основе сформированного запаса располагаемой мощности СЭС, при этом используется возможность регулирования как на повышение мощности СЭС, так и на понижение. При промежуточных значениях коэффициента участия (при частичном участии) СЭС может только снижать мощность.

При реализации описанного выше алгоритма использованы средства MATLAB для создания нечетких контроллеров: Fuzzy Logic Toolbox.

На рисунке 4.5 приведен общий вид разработанного нечеткого контроллера в среде MATLAB/Simulink. На вход контроллера подается сигнал уровня заряда. Входной сигнал изменяется в пределах от 0 до 100 %, что соответствует максимально и минимально возможным значениям уровня заряда СНЭЭ. Выходные сигналы контроллера представляют собой коэффициент участия СНЭЭ (от 0 до 1) и тип регулирования СЭС (от 0 до 1).



Рисунок 4.5 – Общий вид нечеткого контроллера в среде MATLAB/Simulink

Для успешного функционирования нечеткого контроллера предложены функции принадлежности уровня заряда, функции принадлежности коэффициента типа регулирования частоты СЭС, установлена база правил.

На рисунке 4.6 приведены функции принадлежности для входного сигнала уровня заряда. Рассматривается лингвистическая переменная «Уровень заряда СНЭЭ», которая может принимать следующие значения:

- 1. Normal_SoC нормальное значение уровня заряда;
- 2. UltraLow_SoC низкое значение уровня заряда;



3. UltraHigh_SoC – высокое значение уровня заряда.

Рисунок 4.6 – Функции принадлежности для входного сигнала «Уровень

заряда СНЭЭ»

Для лингвистической переменной «Коэффициент участия СНЭЭ» возможны следующие значения (функции принадлежности приведены на рисунке 4.7):

- 1. Low_kESS низкое значение коэффициента;
- 2. High_kESS высокое значение коэффициента;
- 3. Mid_kESS среднее(промежуточное) значение коэффициента.



Рисунок 4.7 – Функции принадлежности для выходного сигнала «Коэффициент участия СНЭЭ»

Для лингвистической переменной «Тип регулирования СЭС» возможны следующие значения (функции принадлежности приведены на рисунке 4.8):

1. No_reg – СЭС не участвует в регулировании;

2. Semi_reg – СЭС участвует только на понижение мощности;

3. Full_reg – СЭС участвует на понижение и повышение мощности.

Формирование управляющего воздействия для нечеткого контроллера основано на базе правил:

1. If (SoC is Normal_SoC) then (ESS_koef of High_kEES);

- 2. If (SoC is UltraLow_SoC) then (ESS_koef of Low_kEES);
- 3. If (SoC is UltraHigh_SoC) then (ESS_koef of Low_kEES);

- 4. If (SoC is UltraLow_SoC) then (PV_reg_type is Full_reg);
- 5. If (SoC is Normal_SoC) then (PV_reg_type is No_reg);
- 6. If (SoC is UltraHigh_SoC) then (PV_reg_type is Full_reg).

Опираясь на базу правил, приведенные функции принадлежности и выходной сигнал, нечеткий контроллер формирует выходные сигналы.



Рисунок 4.8 – Функции принадлежности для выходного сигнала «Тип регулирования СЭС»

По результатам работы нечеткого контроллера сформированы следующие зависимости:

1. Зависимость «Коэффициента участия СНЭЭ» от «Уровня заряда СНЭЭ» (рисунок 4.9);

2. Зависимость «Типа регулирования СЭС» от «Уровня заряда СНЭЭ» (рисунок 4.10).

На рисунке 4.11 приведён пример, иллюстрирующий перераспределение доли участия в регулировании со СНЭЭ на СЭС при снижении уровня заряда до минимально допустимого (10 %).



Рисунок 4.9 – Зависимость «Коэффициента участия СНЭЭ» от «Уровня

заряда СНЭЭ»



Рисунок 4.10 – Зависимость «Типа регулирования СЭС» от «Уровня заряда СНЭЭ»

Для получения показательного примера рассматривается работа СНЭЭ с искусственно заниженной энергоёмкостью и отключенным алгоритмом поддержания уровня заряда в энергосистеме с ДГУ, СЭС и ступенчато возрастающей нагрузкой. Начальное значение нагрузки 0,5 о.е., оно повышается на 0,1 о.е. каждые 180 с, пока не достигает 1,0 о.е.

По мере исчерпания энергоёмкости СНЭЭ, в момент времени 190 с нечёткий контроллер начинает создавать резерв мощности СЭС для обеспечения возможности её участия в регулировании частоты при набросах нагрузки.

В момент времени 230 с коэффициент участия СНЭЭ в регулировании начинает снижаться и достигает нуля, постепенно передавая СЭС долю участия в регулировании частоты. Коэффициент участия СЭС достигает единицы (на рисунке не показан, т.к. легко определяется как разность единицы и коэффициента участия СНЭЭ). Тип регулирования СЭС также достигает единицы, что обеспечивает создание резерва, то есть работу СЭС на мощности меньше располагаемой.

На рисунке 4.11 видно, что первые 2 наброса мощности ликвидируются посредством ресурсов СНЭЭ, последующие – СЭС. Так как резерв мощности СЭС на увеличение выдачи мощности ограничен (задан не более 0,5 о.е.), СЭС справляется с поддержанием частоты несколько хуже СНЭЭ (имеющей мощность 1 о.е.), но, тем не менее, позволяет снизить отклонение частоты на порядок эффективнее по сравнению со случаем, когда после исчерпания ресурсов СНЭЭ в регулировании участвует только ДГУ (рисунок 4.12). При участии СЭС в регулировании максимальное отклонение частоты составляет 0,04 Гц. Без участия СЭС – 0,70 Гц.

Разработанный алгоритм управления, включающий нечёткий контроллер, позволяет обеспечить распределение участия в регулировании частоты между традиционной генерацией, ВИЭ и СНЭЭ в составе АГЭУ и использовать регулировочные способности источников энергии различных типов в течение переходного процесса в зависимости от его характера и продолжительности.

Такой подход позволяет снизить участие СЭС в регулировании частоты до минимально необходимого, так как разработанные алгоритмы предполагают ее

участие в регулировании частоты, только когда уровень заряда СНЭЭ находится в критической зоне или близок к ней.

СНЭЭ активно участвует в регулировании частоты совместно с ДГУ, при этом разработанные подходы и алгоритмы позволяют минимизировать затрачиваемую СНЭЭ энергию на регулирование и держать уровень заряда в рабочем диапазоне.



Рисунок 4.11 – Перераспределение доли участия в регулировании между СНЭЭ и СЭС при снижении уровня заряда СНЭЭ



Рисунок 4.12 – Переходный процесс без участия СЭС в регулировании частоты (масштаб по частоте изменён)

4.3 Исследование эффективности системы автоматического регулирования частоты

Общий подход к исследованию системы автоматического регулирования частоты на основе моделирования

В рамках исследования эффективности разработанной САР на разработанной модели автономной энергосистемы выполнена серия расчетных экспериментов. Настроечные параметры регуляторов оптимизировались в соответствии с целевыми функциями, описанными выше.

Рассмотрены 4 варианта конфигурации источников энергии и настроек их регуляторов частоты:

- 1. ДГУ регулятор с типовыми настройками (далее вариант 1);
- 2. ДГУ регулятор оптимизирован (далее вариант 2);

3. ДГУ – регулятор с типовыми настройками; СНЭЭ, СЭС – регуляторы оптимизированы (далее – вариант 3);

4. ДГУ, СНЭЭ, СЭС – все регуляторы оптимизированы (далее – вариант 4).

Расчеты выполнены для:

1. Графиков нагрузки, соответствующих режимам работы электродвигателей S4, S5, S7 по ГОСТ IEC 60034-1-2014 [104];

2. Графика энергопотребления грузоподъёмного механизма с циклопериодической резкопеременной нагрузкой (подъёмного крана), характеризующегося крайне высокой степенью неравномерности.

Для оценки эффективности работы алгоритмов регулирования частоты использованы следующие обобщенные интегральные параметры по частоте (в таблицах в тексте исследования приведены параметры 1–4 как наиболее показательные):

1. Среднеквадратичное отклонение частоты (СКО) частоты;

2. СКО скорости изменения частоты;

3. Среднее абсолютное значение отклонения частоты;

4. Максимальное абсолютное значение отклонения частоты;

5. Наибольшее положительное отклонение частоты;

6. Наибольшее отрицательное отклонение частоты (надир).

Анализ результатов моделирования работы автономной гибридной энергоустановки с нагрузкой, соответствующей типовым режимам работы электродвигателей

Среди режимов работы электродвигателей для исследования эффективности алгоритмов управления выбраны наиболее тяжелые с точки зрения поддержания частоты: повторно-кратковременный периодический режим с частыми пусками (S4), повторно-кратковременный периодический режим с электрическим торможением (S5) и непрерывный периодический режим с электрическим торможением (S7).

Типовой режим S4 – повторно-кратковременный периодический режим с частыми пусками. Последовательность одинаковых рабочих циклов, каждый из

которых содержит относительно длинный пуск, время работы с постоянной нагрузкой и время покоя. На рисунках 4.13–4.16 приведены результаты расчетов с типовым нагрузочным режимом S4. На рисунках 4.15 и 4.16 (и последующих) положительному значению мощности СНЭЭ соответствует поглощение мощности из энергосистемы.

В таблице 4.1 сведены обобщенные интегральные параметры по частоте, позволяющие оценить эффективность работы алгоритмов регулирования частоты для режима S4.

№ Конфигурация генерации Параметр п.п. Вариант 1 Вариант 2 Вариант 3 Вариант 4 1 СКО частоты, Гц 0,539 0,231 0,037 0,029 2 2,760 1,246 1,399 СКО скорости 2,831 изменения частоты, Гц/с 3 Среднее значение 0,168 0.067 0,028 0,022 отклонения частоты, Γп 4 3,514 1,741 0,112 0,089 Максимальное значение отклонения частоты, Гц

Таблица 4.1 – Обобщенные интегральные параметры для режима S4



Рисунок 4.13 – Результаты расчета для режима S4 (Вариант 1)



Рисунок 4.14 – Результаты расчета для режима S4 (Вариант 2)



Рисунок 4.15 – Результаты расчета для режима S4 (Вариант 3), масштаб по

частоте изменён



Рисунок 4.16 – Результаты расчета для режима S4 (Вариант 4), масштаб по

частоте изменён

Типовой режим S5 – повторно-кратковременный периодический режим с электрическим торможением. Последовательность одинаковых рабочих циклов, каждый из которых состоит из времени пуска, времени работы с постоянной нагрузкой, времени электрического торможения и времени покоя. На рисунках 4.17–4.20 приведены результаты расчетов с типовым нагрузочным режимом S5 для трех конфигураций источников энергии АГЭУ. В таблице 4.2 сведены обобщенные интегральные параметры по частоте, позволяющие оценить эффективность работы алгоритмов регулирования частоты для режима S5.

№ Параметр Конфигурация генерации Вариант 2 Вариант 4 п.п. Вариант 1 Вариант 3 СКО частоты, Гц 1 0,619 0,250 0,052 0,040 2 СКО 3,034 1,293 скорости 2,721 1,120 изменения частоты, Гц/с 3 0,197 0,070 0,038 0,029 Среднее значение отклонения частоты, Гц 4,342 4 0,127 0.099 2,161 Максимальное значение отклонения



частоты, Гц



Рисунок 4.17 – Результаты расчета для режима S5 (Вариант 1)



Рисунок 4.18 – Результаты расчета для режима S5 (Вариант 2)



Рисунок 4.19 – Результаты расчета для режима S5 (Вариант 3), масштаб по

частоте изменён



Рисунок 4.20 – Результаты расчета для режима S5 (Вариант 4), масштаб по

частоте изменён
Типовой режим S7 – непрерывный периодический режим с электрическим торможением. Последовательность одинаковых рабочих циклов, каждый из которых состоит из времени пуска, времени работы при постоянной нагрузке и времени электрического торможения. На рисунках 4.21–4.24 приведены результаты расчетов с типовым нагрузочным режимом S7 для трех конфигураций источников энергии АГЭУ. В таблице 4.3 сведены обобщенные интегральные параметры по частоте, позволяющие оценить эффективность работы алгоритмов регулирования частоты для режима S7.

Таблица 4.3 – Обобщенные интегральные параметры для режима S7

N⁰	Параметр	Конфигурация генерации			
п.п.		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
1	СКО частоты, Гц	0,423	0,140	0,016	0,015
2	СКО скорости	0,718	0,340	0,005	0,006
	изменения частоты,				
	Гц/с				
3	Среднее значение	0,164	0,054	0,011	0,010
	отклонения частоты, Гц				
4	Максимальное	3,248	1,038	0,050	0,045
	значение отклонения				
	частоты, Гц				



Рисунок 4.21 – Результаты расчета для режима S7 (Вариант 1)



Рисунок 4.22 – Результаты расчета для режима S7 (Вариант 2)



Рисунок 4.23 – Результаты расчета для режима S7 (Вариант 3), масштаб по

частоте изменён



Рисунок 4.24 – Результаты расчета для режима S7 (Вариант 4), масштаб по

частоте изменён

Результаты расчетов показали, что АГЭУ с разработанной системой управления позволяет обеспечить требуемое качество электроэнергии в вышеуказанных режимах работы электропривода как при оптимизации параметров ДГУ (вариант 4), так и без неё (вариант 3). Максимальное отклонение частоты не превышает 0,2 Гц, что соответствует требованию, установленному в 1 синхронной зоне ЕЭС России.

Анализ результатов моделирования работы автономной гибридной энергоустановки с резкопеременной нагрузкой реального энергообъекта

Помимо графиков нагрузки, соответствующих режимам работы по ГОСТ IEC 60034-1-2014, исследована работа АГЭУ по графику нагрузки автономной электростанции, питающей грузоподъёмный механизм (см. п. 3.5). Расчеты с нагрузочной диаграммой реального объекта выполнены на диапазоне времени 40 мин (2400 с). Для наглядности результатов на рисунках пределы по оси ординат сокращены до 180 с. На рисунках 4.25–4.28 приведены результаты расчетов для графика энергопотребления подъёмного крана для трех конфигураций источников энергии АГЭУ. В таблице 4.4 сведены обобщенные интегральные параметры по частоте, позволяющие оценить эффективность алгоритмов регулирования частоты при работе АГЭУ по резкопеременному графику нагрузки.

N⁰	Параметр	Конфигурация генерации			
п.п.		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
1	СКО частоты, Гц	0,757	0,316	0,055	0,035
2	СКО скорости	2,829	1,603	0,052	0,054
	изменения частоты,				
	Гц/с				
3	Среднее значение	0,473	0,254	0,044	0,029
	отклонения частоты, Гц				
4	Максимальное	4,533	1,151	0,137	0,086
	значение отклонения				
	частоты, Гц				

Таблица 4.4 – Обобщенные интегральные параметры при работе с графиком нагрузки подъёмного крана



Рисунок 4.25 – Результаты расчета переходных процессов при работе с графиком нагрузки подъемного крана (Вариант 1)



Рисунок 4.26– Результаты расчета переходных процессов при работе с графиком нагрузки подъемного крана (Вариант 2)

Сравнение первого и второго варианта показывает, что, даже не вводя дополнительных средств регулирования частоты, можно значительно (в расчетном примере до 50 %) улучшить показатели качества электроэнергии по частоте за счёт оптимизации настроечных параметров АРС ДГУ.



Рисунок 4.27 – Результаты расчета переходных процессов при работе с графиком нагрузки подъёмного крана (Вариант 3), масштаб по частоте изменён



Рисунок 4.28 – Результаты расчета переходных процессов при работе с графиком нагрузки подъёмного крана (Вариант 4), масштаб по частоте изменён

Однако привлечение дополнительных источников энергии к регулированию (варианты 3 и 4) улучшает показатели ещё на порядок по сравнению с вариантом 2, что важно при наличии чувствительных к колебаниям частоты электроприёмников или генераторных установок (например, ГПУ), а значит, соответствующих

требований заказчика. Преобразователи в составе СНЭЭ и СЭС выполнены на силовых транзисторах и имеют высокое быстродействие, что делает их практически безынерционными по сравнению с ДГУ (время отклика современных СНЭЭ составляет 5–10 мс). Разработанная САР с соответствующими алгоритмами управления позволяет максимально использовать эти преимущества.

На практике не всегда имеется возможность изменить настроечные параметры АРС ДГУ. По этой причине интересны результаты сравнения вариантов 3 (оптимизированы регуляторы СНЭЭ и СЭС, но не ДГУ) и 4 (оптимизированы все регуляторы). Расчёты показывают, что в последнем случае качество регулирования улучшается «умеренно»: при работе с графиком нагрузки подъёмного крана при оптимизации всех регуляторов максимальное отклонение частоты уменьшается на 37 % по сравнению со случаем, когда оптимизированы только регуляторы СЭС и СНЭЭ. То есть оптимизация параметров АРС ДГУ может быть полезной, но не является обязательной: даже без неё при наличии СЭС и СНЭЭ с оптимизированными регуляторами обеспечивается отклонение частоты, не превышающее 0,2 Гц.

Следует отметить, что при оптимизации параметров регулятора СНЭЭ получено значение обменной энергоемкости, равное 0,5 % от номинальной энергоемкости, определяемой основной функцией СНЭЭ – согласованием стохастических графиков солнечной генерации и нагрузки. Такое малое значение энергоемкости для участия в регулировании частоты практически не влияет на выполнение СНЭЭ своей основной функции и исключает сколь-нибудь заметное влияние участия в регулировании частоты на ресурс аккумуляторных батарей.

При рассмотрении СНЭЭ, основной функцией которой является обеспечение надёжной работы ГПУ при наличии резкопеременной нагрузки, глубина разряда также оказывается невелика, так как энергоёмкость СНЭЭ в этом случае определяется из условия выдачи необходимого значения мощности, связанного с энергоёмкостью через коэффициент *C-rate*, характеризующий допустимую скорость заряда/разряда аккумуляторов, для ЛИА равный от 1 до 3 [87, 88].

150

Например, при *C-rate* = 3, для обеспечения возможности выдачи мощности 1200 кВт энергоёмкость СНЭЭ должна составлять не менее 400 кВт·ч.

Также необходимо отметить, что при увеличении энергоёмкости СНЭЭ, задействованной в стабилизации частоты, можно обеспечить ещё более плавное изменение частоты и ограничить её отклонения значением не 0,2 Гц, а меньшим, соответствующее требование будет установлено собственником если энергообъекта с особенно чувствительными электроприёмниками или генераторными установками.

Выводы по главе 4

Привлечение к управлению частотой и активной мощностью не только традиционных генераторных агрегатов, но и быстродействующих СНЭЭ и ВИЭ является перспективным направлением развития энергосистем, ведущим к повышению управляемости, надёжности, качества электрической энергии. На текущем этапе освоения и внедрения технологий СНЭЭ в РФ, это актуально, прежде всего, для автономных энергосистем. Участие СНЭЭ и ВИЭ, входящих в состав АГЭУ, в регулировании частоты способно предотвратить отклонения частоты при резких изменениях нагрузки, обеспечить экономию pecypca традиционных генераторных установок И эффективную работу В настоящей разработка электроприёмников. главе описана системы автоматического регулирования, обеспечивающей использование регулировочных возможностей всех источников энергии в составе АГЭУ для поддержания требуемого уровня частоты в энергосистеме в автоматическом режиме.

В рамках разработки САР предложены структурная схема и алгоритмы управления с распределением управляющих воздействий между источниками энергии в составе АГЭУ.

Принятая архитектура САР предполагает базовое регулирование частоты (АРС ДГУ всегда находится в работе и участвует в регулировании) и дополнительное. В последнем используются ресурсы СНЭЭ и СЭС с динамическим перераспределением доли участия в регулировании между ними.

Предлагаемый алгоритм управления СЭС предусматривает возможность создания запаса по располагаемой мощности (в некоторые периоды времени) с тем, чтобы иметь возможность привлекать СЭС к регулированию частоты не только в сторону снижения выдаваемой мощности, но и в сторону повышения.

Для реализации САР каждый источник энергии в составе АГЭУ должен иметь собственный регулятор частоты. Предложен способ расчета настроечных параметров регуляторов частоты ДГУ, СНЭЭ и СЭС на основе минимизации целевой функции. Для определения параметров регуляторов частоты каждого типа источников энергии в составе АГЭУ выбрана индивидуальная целевая функция.

Предложен подход к распределению управляющих воздействий между источниками энергии в составе АГЭУ в зависимости от текущей схемно-режимной ситуации. Распределение осуществляется контроллером на основе нечёткой логики, который, опираясь на текущий уровень заряда СНЭЭ, определяет коэффициент участия СНЭЭ в регулировании частоты, режим и коэффициент участия СЭС в регулировании частоты.

Расчёты на модели автономной энергосистемы с АГЭУ и резкопеременной нагрузкой промышленного энергообъекта подтвердили эффективность разработанной САР. Привлечение дополнительных источников энергии (помимо ДГУ) с оптимизированными параметрами регуляторов частоты улучшает качество регулирования на порядок, что актуально при наличии чувствительных электроприёмников или генераторных установок (например, ГПУ).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Системы накопления электрической энергии являются одним из наиболее перспективных направлений технологического развития электроэнергетики и применяются в качестве быстродействующего (время отклика 5 мс) средства регулирования частоты. В 55 % проектов СНЭЭ в мире предусмотрено их участие в регулировании частоты, что, как правило, является дополнением к функции СНЭЭ, определяющей её основной экономический эффект. На современном этапе развития технологий в РФ СНЭЭ являются перспективным решением для регулирования частоты, прежде всего, в автономных энергосистемах: как при построении автономных гибридных энергоустановок на основе ВИЭ, так и в составе традиционных электростанций на основе газопоршневых установок, чувствительных к резким и глубоким изменениям нагрузки, но являющихся приоритетным вариантом для объектов нефтегазовой отрасли. Однако, несмотря на реализацию ряда проектов СНЭЭ в автономных энергосистемах РФ, к регулированию частоты они до сих пор не привлекаются.

2. Проведён анализ результатов мониторинга режимных параметров дизельгенераторной электростанции в системе электроснабжения буровой установки БУ– 4500/270 ЭКБМ. Полученный из первичных режимных параметров график активной мощности электростанции имеет ярко выраженный резкопеременный характер. В течение 96 ч мониторинга выявлено более 100 бросков нагрузки величиной 30 % номинальной мощности и выше. Имеются скачки величиной более 70 %. Отклонение частоты многократно превышает 1 Гц за период наблюдения, а наибольшее зарегистрированное отклонение частоты достигает 3,41 Гц, что хотя и не противоречит требованиям ГОСТ 32144, но ведёт к негативным последствиям для оборудования потребителей и генераторов, особенно учитывая ударный характер изменений частоты. В связи с этим собственники энергообъектов нередко устанавливают более жесткие требования к частоте, чем ГОСТ.

3. На основе анализа данных, полученных при проведении пассивного натурного эксперимента в системе электроснабжения нефтедобывающего

предприятия, сформулированы требования к системе автоматического регулирования частоты. Для обеспечения её эффективности на объектах с чувствительными к отклонениям частоты электроприёмниками и генераторными установками, поставлена задача ограничить с помощью СНЭЭ максимальное отклонение частоты значением не более ±0,2 Гц, что соответствует требованию, установленному для 1 синхронной зоны ЕЭС России.

4. Составлена модель энергосистемы в среде MATLAB/Simulink для апробации алгоритмов управления СНЭЭ. Модель включает СНЭЭ, дизельгенераторную установку и нагрузку с возможностью задания произвольной нагрузочной диаграммы. Созданная модель позволила реализовать несколько ключевых для исследования режимов нагрузки в соответствии с ГОСТ IEC 60034-1, а также график электропотребления реального энергообъекта – подъёмного крана, имеющий ярко выраженный резкопеременный характер. Для апробации алгоритмов управления автономной гибридной энергоустановкой состав модели энергосистемы дополнен солнечной электростанцией.

5. Предложен новый способ регулирования частоты в автономной энергосистеме с помощью СНЭЭ, сочетающий управление по возмущению и по отклонению частоты, который позволяет исключить ударные изменения частоты и уменьшить её отклонения до уровня, установленного в 1 синхронной зоне ЕЭС России. Привлечение СНЭЭ к регулированию позволяет снизить отклонение частоты на порядок по сравнению с регулированием только средствами ДГУ (в расчётном примере – с 2,4 до 0,2 Гц). При этом не только уменьшается максимальное отклонение частоты, но и практически полностью снимаются ударные изменения частоты, как правило, наблюдаемые в первый момент времени после возмущения и особенно опасные для чувствительного электрооборудования.

6. Разработан алгоритм распределения во времени долей участия в регулировании частоты накопителей энергии разных типов в составе гибридной СНЭЭ за счёт динамического изменения коэффициентов усиления, способствующий экономии ресурса аккумулирующих элементов. Мощности,

154

потребляемые или выдаваемые накопителями в каждый момент времени, определяются коэффициентами статизма. В начальный момент возмущения коэффициент накопителя с бо́льшим ресурсом циклов заряда-разряда имеет максимальное значение, а затем уменьшается. Коэффициент накопителя с меньшим ресурсом, наоборот, в начальный момент имеет минимальное значение, затем возрастает – в начале процесса обеспечивается интенсивное участие первого накопителя, которое впоследствии, если отклонение частоты не устранено, замещается действием второго накопителя, ресурс которого более «ценен».

7. Предложен новый способ и разработан алгоритм автоматического поддержания уровня заряда накопителя энергии за счет коррекции управляющего воздействия в зависимости от фактического уровня заряда. Это позволяет обеспечить эффективное участие СНЭЭ в регулировании частоты в условиях «исчерпаемости» её ресурса и предотвратить ускоренную деградацию аккумулирующих элементов по причине выхода уровня заряда за пределы рекомендуемого диапазона. Расчёты на модели энергосистемы с резкопеременной нагрузкой показали, что данный алгоритм практически не влияет на качество управления, но убедительно и достаточно влияет на уровень заряда.

8. Впервые предложена концепция исполнения системы автоматического автономной гибридной регулирования частоты В энергосистеме с энергоустановкой с использованием регулировочных возможностей СНЭЭ и традиционной генерации, с созданием резерва мощности СЭС (когда СНЭЭ не может участвовать в регулировании) и распределением управляющих воздействий между СНЭЭ и СЭС в зависимости от уровня заряда накопителя. Предложена процедура выбора настроечных параметров регуляторов частоты источников энергии в составе АГЭУ на основе применения численных методов оптимизации. Для определения параметров регуляторов каждого источника энергии выбрана индивидуальная целевая функция.

9. Показана эффективность разработанных алгоритмов управления в среде MATLAB/Simulink на математической модели автономной энергосистемы с

155

нагрузочными диаграммами по ГОСТ ІЕС 60034-1 и с резкопеременным графиком энергопотребления автономного промышленного объекта. При участии СНЭЭ в регулировании максимальное отклонение частоты в зависимости от расчётного графика нагрузки и параметров регулятора ДГУ составило от 0,045 до 0,137 Гц, что на порядок лучше по сравнению с традиционным вариантом, когда регулирование частоты выполняется исключительно средствами ДГУ (максимальное отклонение от 1,038 до 4,533 Гц). Результаты расчётов подтвердили, что реализация предложенных алгоритмов практически полностью исключает ударные изменения частоты и ограничивает отклонения частоты в автономных энергосистемах на уровне не ниже требований к допустимым отклонениям частоты в 1 синхронной зоне ЕЭС России (±0,2 Гц). Это позволяет удовлетворить индивидуальные требования электропотребителей, чувствительных к отклонениям частоты, а также расширить область применения АГЭУ и газопоршневых электростанций в автономных энергосистемах с резкопеременной нагрузкой. При этом благодаря алгоритму поддержания уровня заряда и небольшому значению энергоёмкости, задействованной в регулировании, привлечение СНЭЭ к регулированию не требует дополнительных капитальных вложений.

10. Продолжение и дальнейшее развитие работы связано с доработкой нечёткого учёта факторов контроллера для дополнительных при перераспределении управляющих воздействий между СЭС и СНЭЭ, а также с решением задач по воплощению разработанной системы регулирования в виде программно-аппаратного решения и его доработке для применения в автономных энергосистемах. В частности, актуальным этапом разработки технологии была бы разработанных реализация алгоритмов В виде программного кода ДЛЯ промышленного контроллера, интеграция его в электродинамическую модель энергосистемы и проведение исследования эффективности системы регулирования с последующей её доработкой и адаптацией под работу с автономными энергосистемами, в составе которых эксплуатируются СНЭЭ.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

SoC	_	state of charge (уровень заряда)
АГЭУ	_	автономная гибридная энергоустановка
APC	_	автоматический регулятор скорости
ВИЭ	_	возобновляемые источники энергии
ГИМ	_	гидравлический исполнительный механизм
ГПУ	_	газопоршневая установка
ГТУ	_	газотурбинная установка
ДГУ	_	дизель-генераторная установка
ЕЭС России	_	Единая энергетическая система России
€И	_	измерительный элемент
КПТ	_	клапан паровой турбины
ЛИА	_	литий-ионный аккумулятор
МИЧВ	_	механизм изменения частоты вращения
HA	_	направляющий аппарат
OC	_	обратная связь
ПД-регулятор	_	пропорционально-дифференцирующий регулятор
CAP	_	система автоматического регулирования
СК	_	суперконденсатор
СКО	_	среднеквадратичное отклонение
СНЭЭ	_	система накопления электрической энергии
СЭС	_	солнечная электростанция
TH	_	трансформатор напряжения
TT	_	трансформатор тока

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Змиева К.А. Проблемы энергоснабжения арктических регионов / К.А. Змиева
 // Российская Арктика. – 2020. – №8. – С. 5-14.

2. Кальм Н. А. Управление газопоршневыми агрегатами в условиях резкопеременной нагрузки электроэнергетической системы / Н. А. Кальм, Е. А. Николаева, А. Н. Беляев // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. – 2014. – № 1 (190). – С. 45–53.

3. Илюшин П. В. Эффективное использование накопителей электрической энергии для предотвращения отключений объектов распределенной генерации при кратковременных отклонениях частоты / П. В. Илюшин, А. Л. Куликов, П. К. Березовский // Релейная защита и автоматизация. – 2019. – № 4. – С. 32–39.

4. Экспериментальные исследования и испытания совместной работы системы накопления энергии и ДГУ в составе автономной энергосистемы / В. М. Зырянов, С. В. Кучак, П. А. Бачурин, С. А. Харитонов [и др.] // Промышленная энергетика. - 2018. - № 10 - С. 2-10.

5. An experimental study of combined operation of energy storage system and gas engine power plant in off-grid power system / G. Nesterenko, D. Gladkov, V. Zyryanov, S. Kuchak, J. Mokrousova [et al.] // E3S Web of Conferences. - 2020. - Vol. 209 : ENERGY-21 : Sustainable Development & Smart Management, Irkutsk, 7-11 Sept. 2020 - Art. 06010 (7 p.). - DOI: 10.1051/e3sconf/202020903020.

6. ГОСТ Р 58092.1-2021 Системы накопления электрической энергии (СНЭЭ). Термины и определения. – Введ. 2021-12-01.

7. Автономные гибридные энергоустановки на основе солнечных модулей [Электронный pecypc] / Avelar Energy Group, Hevel Solar. – 2016. URL: https://www.sunenergys.ru/ru/wp-content/uploads/2016/08/Автономныеэнергоустановки.pdf (дата обращения: 15.01.2021).

8. Кононенко В.Ю. Эффекты применения накопителей энергии в изолированных энергосистемах России / В. Ю. Кононенко, О. В. Вещунов, В. П.

Билашенко, Д. О. Смоленцев // Арктика: экология и экономика. – 2014. – № 2 (14). – С. 61–66.

9. Д.В. Холкин, Д.А. Корев, А.Ю. Адамов и др. Применение систем накопления энергии в России: возможности и барьеры. Экспертно-аналитический отчет. ИЦ Энерджинет, Москва 2019.

10. ГОСТ Р 55890-2013 Единая энергетическая система и изолировано работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования. – Введ. 2014-09-01.

11. Регулирование частоты и мощности. Часть 1. Баланс мощностей. Автоматический регулятор скорости [Электронный ресурс] / Energo Site. – 2020. URL: https://youtu.be/v6edqUyRgGo (дата обращения: 15.01.2021).

12. Автоматика энергосистем: учебное пособие / составители Ю.С. Боровиков, А.С. Гусев, М.В. Андреев, А.О. Сулайманов; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 196 с.

13. Электротехнический справочних: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 964 с.

14. Автоматизация электроэнергетических систем: Учебное пособие для вузов /
О.П. Алексеев, В.Л. Козис, В.В. Кривенков и др.; Под ред. В.П. Морозкина и Д.
Энгелаге. – М.: Энергоатомиздат, 1994. – 448 с.: ил. ISBN 5-283-01105-4.

15. Соловьев И. И. Автоматические регуляторы синхронных генераторов / Под ред. Н. И. Овчаренко. – М.: Энергоиздат, 1981. – 248 с., ил.

16. Классификация регуляторов [Электронный ресурс] / Нижнекамский химикотехнологический институт Казанского государственного технологического университета. – 2015. URL: https://studfile.net/preview/2608837/page:9/ (дата обращения: 15.01.2021). 17. Регулирование частоты и мощности. Часть 3. Статическое и астатическое регулирование [Электронный ресурс] / Energo Site. – 2020. URL: https://youtu.be/qCvEJMxoPs0 (дата обращения: 15.01.2021).

18. Единая энергетическая система России [Электронный ресурс] / AO «CO EЭC». URL: https://so-ups.ru/functioning/ees/ups2022/ (дата обращения: 23.01.2023).

19. Салова Л.В. Исследование рынка электроэнергии (мощности) II неценовой зоны и специфики его функционирования // Азимут научных исследований: экономика и управление. — 2020. — Т. 9, № 2 (31). — С. 299-302.

20. Жуков А.В. Автоматическое управление электроэнергетическим режимомЕЭС России средствами режимной автоматики [Электронный ресурс] /AO«COEЭС».–2018.URL:http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/events/2018/konf_2_190718_prez_03_auto.pdf(датаобращения:15.01.2021).

21. Регулирование частоты и мощности. Часть 4. Первичное, вторичное, третичное регулирование частоты ЭЭС [Электронный ресурс] / Energo Site. – 2020. URL: https://youtu.be/Fobdd1g0NuQ (дата обращения: 15.01.2021).

22. Сафронов А.В. Назначение, структура и функции централизованных систем АРЧМ [Электронный pecypc] / AO «CO EЭС». – 2015. URL: https://enersys.ru/wpcontent/uploads/konf2015/doklad/so-ups-safronov.pptx (дата обращения: 15.01.2021).

23. В. Елистратов. Автономное энергоснабжение [Электронный ресурс] / ПостНаука. – 2016. URL: https://postnauka.ru/video/62744 (дата обращения: 15.01.2021).

24. Малая энергетика России. Классификация, задачи, применение / А. Михайлов, А. Агафонов, В. Сайданов // Новости электротехники. – 2005. – № 5 (35).

25. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. — М. : Стандартинформ, 2014. — 15 с.

26. Analysis of energy storage systems application in the Russian and world electric power industry / V. M. Zyryanov, N. G. Kiryanova, G. B. Nesterenko, I. F. Rudiuk [et

al.] // Proceedings of the 2020 Ural Smart Energy Conference (USEC) Ekaterinburg, 13– 15 Nov. 2020. – Ekaterinburg : IEEE, 2020. – P. 106-109. - ISBN 978-1-7281-9706-7. -DOI: 10.1109/USEC50097.2020.9281175.

27. Азбука солнечной энергетики [Электронный ресурс] / Hevel. Energy Group. – 2020. URL: https://www.hevelsolar.com/kz/azbuka-solnechnoi-energetiki/ (дата обращения: 15.01.2021).

28. Е.Б. Шескин. Проблемы использования потенциала возобновляемых источников энергии для регулирования частоты в электрических системах. – 2019.
– №1 (80). – с. 97–104.

29. Y. Li et al., "Research on Capacity Planning of Renewable Energy Grid Integration Based on Effective Short Circuit Ratio," 2020 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC), Chengdu, China, 2020, pp. 622-627, doi: 10.1109/iSPEC50848.2020.9351108.

30. T. Upadhyay and J. G. Jamnani, "Grid Integration of Large Scale Renewable Energy Sources: Challenges, Issues and Mitigation Technique," 2021 Asian Conference on Innovation in Technology (ASIANCON), PUNE, India, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/ASIANCON51346.2021.9545012.

31. B. Kroposki, "Integrating high levels of variable renewable energy into electric power systems," in Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, vol. 5, no. 6, pp. 831-837, November 2017, doi: 10.1007/s40565-017-0339-3.

32. Getting Wind and Sun onto the Grid. A Manual for Policy Makers / International Energy Agency. – France. – 2017. – 65 p.

33. Y. -K. Wu, Y. -H. Li and Y. -Z. Wu, "Overview of power system flexibility in a high penetration of renewable energy system," 2018 IEEE International Conference on Applied System Invention (ICASI), Chiba, Japan, 2018, pp. 1137-1140, doi: 10.1109/ICASI.2018.8394484.

34. T. Xing, Q. Caijuan, Z. Liang, G. Pengjiang, G. Jianfeng and J. Panlong, "A comprehensive flexibility optimization strategy on power system with high-percentage

renewable energy," 2017 2nd International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE), Chengdu, China, 2017, pp. 553-558, doi: 10.1109/ICPRE.2017.8390596.

35. B. A. Fadheel, N. Izzri Abdul Wahab, A. J. Mahdi, M. Amran Bin Mohd Radzi and A. B. Che Soh, "Review of the Virtual Inertia Strategies from Intermittent Renewable Energy Resources on the Power System," 2021 12th International Renewable Energy Congress (IREC), Hammamet, Tunisia, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/IREC52758.2021.9624801.

36. Q. Li, B. Ren, Z. Lv and Q. Wang, "Influence of high proportion of renewable energy on the inertia level of bulk power system," 2021 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC), Nanjing, China, 2021, pp. 671-676, doi: 10.1109/iSPEC53008.2021.9735731.

37. В селах Мугур-Аксы и Кызыл-Хая приграничного Монгун-Тайгинского кожууна Тувы монтируются солнечные электростанции [Электронный ресурс] / BezFormata. – 2019. URL: https://kizil.bezformata.com/listnews/mugur-aksi-i-kizil-haya/71021243/ (дата обращения: 27.04.2022).

38. «Хевел» построила в Арктике две АГЭУ общей стоимостью более 200 млн. рублей [Электронный ресурс] / Энергетика и промышленность России. – 2021. URL: https://www.eprussia.ru/news/base/2021/9463721.htm (дата обращения: 27.04.2022).

39. Hybrid Systems for Off-Grid Power Supply. Active distribution systems and distributed energy resources / CIGRE. – 2021. – 115 p.

40. Wiemken, E., Beyer, H. G., Heydenreich, W., & Kiefer, K. (2001). Power characteristics of PV ensembles: experiences from the combined power production of 100 grid connected PV systems distributed over the area of Germany. Solar Energy, 70(6), 513–518. doi:10.1016/s0038-092x(00)00146-8.

41. Анализ влияния возобновляемых источников энергии с силовыми преобразователями на процессы в современных энергосистемах / Н.Ю. Рубан, А.Б. Аскаров, М.В. Андреев, А.В. Киевец, В.Е. Рудник // Вестник ПНИПУ. – 2020 г. – №36. – с. 7–30.

42. Serrano-González J., Lacal-Arántegui R. Technological evolution of onshore wind turbines-a market-based analysis. Wind Energy, 2016, vol. 19, no. 12, pp. 2171-2187. DOI: 10.1002/we.1974.

43. K. Zhou, Research on Enhancing Grid Stability with High Penetration of Rewable Energy by Rewable Energy Synchronous Generator, North China Electric Power University, 2019.

44. Hu, Z., Liu, K., Yu, G., & Shi, Y. (2021). Frequency Characteristic Analysis of Power System Considering Deep Peak Load Regulation and Renewable Energy Injection. 2021 6th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE).

45. Asl, S. A. F., Gandomkar, M., & Nikoukar, J. (2020). Optimal protection coordination in the micro-grid including inverter-based distributed generations and energy storage system with considering grid-connected and islanded modes. Electric Power Systems Research, 184, 106317.

46. Zheng, D., Zhang, W., Netsanet Alemu, S., Wang, P., Bitew, G. T., Wei, D., & Yue, J. (2021). Key technical challenges in protection and control of microgrid. Microgrid Protection and Control, 45–56.

47. Final report – System disturbance on 4 November 2006.

48. Ross, M., Zrum, J., Bos-Jabbar, T., Bulut, S., Dohring, T., Favreau, G., Hynes, A., Rahman, T., Ross, J., Sumanik, S., Thompson, S., Tutton, R., "Grid Impact Study for Old Crow Solar Project", Northern Energy Innovation, Yukon Research Centre, Yukon College. Feb. 9, 2018.

49. Karel Máslo. Impact of Photovoltaics on Frequency Stability of Power System During Solar Eclipse.

50. Daniel Noel, Felipe Sozinho, Dwight Wilson, Kenan Hatipoglu. Analysis of Large
 Scale Photovoltaic Power System Integration into the Existing Utility Grid Using PSAT.
 2016.

51. H. Zhu et al., "Energy storage in high renewable penetration power systems: Technologies, applications, supporting policies and suggestions," in CSEE Journal of Power and Energy Systems, doi: 10.17775/CSEEJPES.2020.00090.

52. F. C. Lucchese, L. N. Canha, W. S. Brignol, B. K. Hammerschmitt, L. N. F. Da Silva and C. C. Martins, "Energy Storage Systems Role in Supporting Renewable Resources: Global Overview," 2019 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Bucharest, Romania, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/UPEC.2019.8893470.

53. 1H 2023 Energy Storage Market Outlook [Электронный ресурс] / BloombergNEF. – 2023. URL: https://about.bnef.com/blog/1h-2023-energy-storage-market-outlook/ (дата обращения: 04.04.2023).

54. Global Energy Storage Market to Grow 15-Fold by 2030 [Электронный ресурс] / BloombergNEF. – 2022. URL: https://about.bnef.com/blog/global-energy-storage-market-to-grow-15-fold-by-2030/ (дата обращения: 04.04.2023).

55. DOE OE Global Energy Storage Database [Электронный ресурс] / U.S. Department of Energy. URL: https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database-home/ (дата обращения: 15.01.2021).

56. 20 MW Flywheel Energy Storage Plant [Электронный ресурс] / Beacon Power.-2014.URL:https://www.sandia.gov/ess-ssl/docs/pr_conferences/2014/Thursday/Session7/02_Areseneaux_Jim_20MW_Flywheel_Energy_Storage_Plant_140918.pdf (дата обращения: 15.01.2021).

57. ARRA Energy Storage Demonstration Projects: Lessons Learned and Recommendations [Электронный ресурс] / Sandia National Laboratories. – 2015. URL: https://www.sandia.gov/ess-ssl/publications/SAND2015-5242.pdf (дата обращения: 15.01.2021).

58. R. H. Byrne, R. J. Concepcion and C. A. Silva-Monroy, "Estimating potential revenue from electrical energy storage in PJM," 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, MA, 2016, pp. 1-5.

59. LA City Energy Storage System Flourishes in the Mojave Desert [Электронный pecypc] / Power Engineering. – 2018. URL: https://www.power-eng.com/energy-storage/ladwp-energy-storage-system-flourishes-in-the-mojave-desert/#gref (дата обращения: 15.01.2021).

60. Рынок систем накопления электроэнергии в России: потенциал развития: экспертно-аналитический доклад / И.С. Чаусов [и др.]; под ред. Ю.А. Удальцова, Д.В. Холкина. – М.: Центр стратегических разработок, 2018. – 72 с.

61. Intelligence for Europe's Biggest Storage Project: Leighton Buzzard Battery Park (UK) [Электронный pecypc] / Energy Storage Association. – 2014. URL: https://energystorage.org/project-profile/intelligence-for-europes-biggest-storage-project-leighton-buzzard-battery-park-uk/ (дата обращения: 15.01.2021).

62. «Быстрее, умнее, дешевле» — первые итоги работы «большой батареи» Тесла [Электронный ресурс] / ECONET. – 2018. URL: https://econet.ua/articles/182528-bystree-umnee-deshevle-pervye-itogi-raboty-bolshoybatarei-tesla (дата обращения: 15.01.2021).

63. Куликов Ю.А. Накопители электроэнергии - эффективный инструмент управления режимами электроэнергетических систем / Электроэнергетика глазами молодежи – 2018 : материалы 9 междунар. молодеж. науч.-техн. конф., Казань, 1–5 окт. 2018 г. В 3 т. – Казань : Казан. гос. энергет. ун-т, 2018. – Т. 1. – С. 38–43.

64. Системный оператор и ГК «Хевел» провели успешные натурные испытания применения накопителей электроэнергии в ЕЭС России [Электронный ресурс] / AO «CO EЭС». – 2021. URL: https://www.so-ups.ru/odu-siberia/news/odu-siberia-news-view/news/15653/ (дата обращения: 27.04.2022).

65. Системный оператор продолжает испытания промышленных накопителей электроэнергии как перспективного механизма интеграции ВИЭ в ЕЭС России [Электронный pecypc] / AO «CO EЭС». – 2021. URL: https://www.so-ups.ru/news/press-release/press-release-view/news/16476/ (дата обращения: 27.04.2022).

66. Правила отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, утверждены Постановлением Правительства от 03 марта 2010 года № 117, в ред. Постановлений Правительства РФ от 20.03.2019 N 287, от 08.02.2021 N 132.

67. Концепция развития рынка систем хранения электроэнергии [Электронный ресурс] / Министерство энергетики Российской Федерации. – 2017. URL: https://minenergo.gov.ru/node/9029 (дата обращения: 15.01.2021).

68. Фаворский О.Н. Сравнительная эффективность использования газотурбинных и газопоршневых установок для дополнительного резервирования собственных нужд АЭС / О.Н. Фаворский, Р.З. Аминов, А.Ф. Шкрет, М.В. Гариевский // Теплоэнергетика. – 2009. – № 4. – С. 38–43.

69. Модернизация объектов генерации в изолированных и труднодоступных территориях [Электронный ресурс] / Министерство энергетики Российской Федерации. – 2018. URL: https://minenergo.gov.ru/node/16540 (дата обращения: 27.04.2022).

70. Объекты генерации в изолированных и труднодоступных территориях в России. – М.: Аналитический центр при Правительстве РФ, 2020. – 78 с.

71. Блантер С. Г., Суд И. И. Электрооборудование нефтяной и газовой промышленности. Учебник для вузов. Изд. 2-е, перераб. и доп. М., Недра, 1980, 478 с.

72. Akagi. H. Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning /
H. Akagi, E.H. Watanabe, M. Aredes // IEE Press, John Wiley and Sons Inc. 2007. – P.
389.

73. ГОСТ Р 55006-2012 Стационарные дизельные и газопоршневые
 электростанции с двигателями внутреннего сгорания. Общие технические условия.
 – Введ. 2014-01-01.

74. ГОСТ 33105-2014 Установки электрогенераторные с двигателями внутреннего сгорания. Общие технические требования. – Введ. 2016-06-01.

75. Renewables 2021 Global Status Report [Электронный ресурс] // REN 21, 2021. URL: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2021_Full_Report.pdf (дата обращения: 18.01.2022).

76. Аналитическое исследование. Альтернативная энергетика: перспективы развития рынка ВИЭ в России [Электронный ресурс] // Группа «Деловой профиль»,

2021. URL: https://delprof.ru/upload/iblock/5c9/DelProf_Analitika_Rynokalternativnoy-energetiki.pdf (дата обращения: 18.01.2022).

77. Renewable capacity statistics 2023 [Электронный ресурс] // The InternationalRenewableEnergyAgency(IRENA),2023.URL:https://www.irena.org/Publications/2023/Mar/Renewable-capacity-statistics-2023(датаобращения: 10.04.2023).

78. Солнечная электростанция [Электронный ресурс] // Википедия, 2021. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Солнечная_электростанция (дата обращения: 18.01.2022).

79. Н. Колодинская. Солнечная энергетика в России и в мире: как на ней заработать [Электронный ресурс] // RB.RU, 2020. URL: https://rb.ru/longread/solnechnaya-energetika/_(дата обращения: 18.01.2022).

80. HPSP0500 / HPSP0630 / HPSP0800-CC [Электронный ресурс] // Hopewind. URL: http://en.hopewind.com/ProductCenter/ProductCenterList7883/1581.html (дата обращения: 18.01.2022).

81. SG1250UD/SG1500UD. Outdoor Inverter for 1000 Vdc System [Электронный
pecypc]pecypc]//Sungrow,2019.URL:https://en.sungrowpower.com/upload/documentFile/DS_SG1250UD%20SG1500UD%2Odatasheet_V1.1_EN.pdf.PDf(дата обращения: 18.01.2022).

82. Sunny Central 2200 / 2475 / 2500-EV / 2750-EV / 3000-EV [Электронный pecypc] // SMA Solar Technology. URL: https://files.sma.de/downloads/SC2200-3000-EV-DS-en-59.pdf (дата обращения: 18.01.2022).

83. Основные параметры и аспекты применения дискретных IGBT [Электронный ресурс] // Компэл, 2018. URL: https://www.compel.ru/lib/94497 (дата обращения: 18.01.2022).

84. UtilityAC/DCPCS[Электронный ресурс]//Hopewind.URL:http://en.hopewind.com/ProductCenter/ProductCenterList79/1578.html(датаобращения:18.01.2022).

85. SC500TL/SC630TL New [Электронный ресурс] // Sungrow, 2018. URL: https://en.sungrowpower.com/upload/documentFile/DS_SC500TL%20SC630TL%20D atasheet_V1.2_EN.pdf.PDF (дата обращения: 18.01.2022).

86. Sunny Central Storage 1900 / 2200 / 2475 / 2900 // SMA Solar Technology. URL: https://files.sma.de/downloads/SCS1900-2900-DS-en-16.pdf (дата обращения: 18.01.2022).

87. Литий-ионные аккумуляторы второго поколения [Электронный ресурс] // Лиотех. URL: https://www.liotech.ru/products/akkumulyatory/akkumulyatory-vtorogo-pokoleniya (дата обращения: 18.01.2022).

88. Battery Cells. Item No. : GBS-LFP100AH-EGBS [Электронный ресурс] // GBS. URL: https://gbsystem.com/products/single-battery-cell/gbs-lfp100ah-e-details (дата обращения: 18.01.2022).

89. Kevin R. Mallon. Analysis of On-Board Photovoltaics for a Battery Electric Bus and Their Impact on Battery Lifespan / Kevin R. Mallon, Francis Assadian, Bo Fu // Energies. – 2017. – N_{2} 10 (7). – 943.

90. Пранкевич Г.А. Разработка математической модели и методики выбора параметров накопителя энергии как элемента энергосистемы: дис. канд. техн. наук.: 05.14.02 – Новосиб. гос. техн. ун-т, Новосибирск, 2021. — 159 с.

91. Мельничук О. В., Фетисов В. С. Особенности заряда и разряда литиевых аккумуляторных батарей и современные технические средства управления этими процессами // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2016. – № 2. – Т. 12. – С. 41–48.

92. STM32F769BIT6 [Электронный ресурс] // Mouser (PM Electronics). URL: https://ru.mouser.com/ProductDetail/STMicroelectronics/STM32F769BIT6?qs=dTJS0c Rn7ohWpGhOvMf6Iw%3D%3D (дата обращения: 18.01.2022).

93. Автоматическое регулирование в электрических системах : учеб. пособие /
В.П. Шойко. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2012. – 195 с.

94. System inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF) with increasing non-synchronous renewable energy penetration / G. A. Chown, J. G. Wright, R. Van Heerden,
M. Coker // CIGRE Science and Engineering. – 2018. – № 11. – p. 32–43.

95. Investigating the Impacts of Wind Power Contribution on the Short-Term Frequency Performance / S. Ataee, R. Khezri, M. R. Feizi, H. Bevrani// Proceedings of the 2014 Smart Grid Conference (SGC) Tehran, Iran, 9–10 Dec. 2014. – Tehran : IEEE, 2014. – P. 1-6. - DOI: 10.1109/SGC.2014.7150709.

96. Electric storage for optimal frequency control [Электронный ресурс] / Р. Vorobev, Oleg O. Khamisov, Samuel C. Chevalier, E. Cohn [et al.], 2018. URL: https://mallada.ece.jhu.edu/pubs/2018-Preprint-VKCCTM.pdf (дата обращения: 18.01.2022).

97. Mathematical model of energy storage for the calculation of electromechanical processes in power systems / V. M. Zyryanov, N. G. Kiryanova, G. B. Nesterenko, A. M. Potapenko, G. A. Prankevich // EAI Endorsed Transactions on Energy Web and Information Technologies. - 2019. - Iss. 21. - Art. ew 19: e4 (5p.) - DOI: 10.4108/ eai.13-7-2018.155645.

98. Experimental accuracy assessment of energy storage system mathematical model [Electronic resource] / V. Guzhavina, G. B. Nesterenko, G. Prankevich, D. S. Gladkov,
V. M. Zyryanov, J. V. Mokrousova // Proceedings of the 2020 Ural Smart Energy Conference (USEC) Ekaterinburg, 13–15 Nov. 2020. – Ekaterinburg : IEEE, 2020. – P. 110-113. - ISBN 978-1-7281-9706-7. - DOI: 10.1109/USEC50097.2020.9281262.

99. R. Takahashi, A. Umemura and J. Tamura, "An application of adjustable speed diesel power plant to frequency control of small scale power system with renewable energy sources," 2019 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Macao, China, 2019, pp. 1-4, doi: 10.1109/APPEEC45492.2019.8994410.

100. Toma L. et al., "On the virtual inertia provision by BESS in low inertia power systems," 2018 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), Limassol, Cyprus, 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/ENERGYCON.2018.8398755

101. T. Kerdphol, F. S. Rahman, M. Watanabe, Y. Mitani, D. Turschner and H. P. Beck, "Extended Virtual Inertia Control Design for Power System Frequency Regulation," 2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia), Bangkok, Thailand, 2019, pp. 97-101, doi: 10.1109/GTDAsia.2019.8715859.

102. Magdy, G., Bakeer, A. & Alhasheem, M. Superconducting energy storage technology-based synthetic inertia system control to enhance frequency dynamic performance in microgrids with high renewable penetration. Prot Control Mod Power Syst 6, 36 (2021).

103. Li, Jianwei & Xiong, Rui & Yang, Qingqing & Liang, Fei & Zhang, Min & Yuan, Weijia. (2016). Design/test of a hybrid energy storage system for primary frequency control using a dynamic droop method in an isolated microgrid power system. Applied Energy. 10.1016/j.apenergy.2016.10.066.

104. ГОСТ ІЕС 60034-1-2014 Машины электрические вращающиеся. Часть
1. Номинальные значения параметров и эксплуатационные характеристики. – Введ.
2016-03-01.

105. N. Pathak and Z. Hu, "Hybrid-Peak-Area-Based Performance Index Criteria for AGC of Multi-Area Power Systems," in IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 15, no. 11, pp. 5792-5802, Nov. 2019, doi: 10.1109/TII.2019.2905851.

ПРИЛОЖЕНИЕ «А» ПАТЕНТЫ НА ИЗОБРЕТЕНИЯ

POCCHINCKAN DELLEPAULIN 密 路路路路路 密 НА ИЗОБРЕТЕНИЕ 密 密 密 密 № 2736701 密 密 密 密 密 密 路路路 密 Система и способ построения модели энергосистемы и 密 проведения расчетов режимов энергосистемы и модель 密 密 密 системы накопления электрической энергии, 密 密 предназначенная для включения в систему 密 密 密 密 密 密 Патентообладатель: Общество с ограниченной ответственностью 密 密 «Системы накопления энергии» (RU) 密 密 Авторы: Нестеренко Глеб Борисович (RU), Зырянов Вячеслав 密 密 Михайлович (RU), Пранкевич Глеб Александрович (RU), 密 密 密 Удовиченко Алексей Вячеславович (RU), Гужавина Варвара 密 Владимировна (RU) 斑 密 Заявка № 2020113079 密 密 Приоритет изобретения 08 апреля 2020 г. 田 密 Дата государственной регистрации в 密 密 Государственном реестре изобретений 密 密 Российской Федерации 19 ноября 2020 г. 密 密 Срок действия исключительного права 密 密 на изобретение истекает 08 апреля 2040 г. 密 密 密 密 路 密 Руководитель Федеральной службы 密 密 по интеллектуальной собственности 密 密

密

斑

Г.П. Ивлиев

elle

R

密

密

171



ПРИЛОЖЕНИЕ «Б» СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ



ПРИЛОЖЕНИЕ «В» АКТЫ ВНЕДРЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «РЭНЕРА-Энертек» (ООО «РЭНЕРА-Энертек»)

АКТ

17.02.2023

№

Москва

О внедрении в практику деятельности ООО «РЭНЕРА-Энертек» результатов диссертационной работы

Нестеренко Глеба Борисовича

«Разработка способов и алгоритмов управления накопителями энергии для стабилизации частоты в автономных энергосистемах»

Настоящим актом подтверждается внедрение результатов диссертационного исследования Нестеренко Глеба Борисовича «Разработка способов и алгоритмов управления накопителями энергии для стабилизации частоты в автономных энергосистемах» в практику деятельности ООО «РЭНЕРА-Энертек» для определения требуемых параметров систем накопления электрической энергии (СНЭЭ).

Предмет внедрения:

Способ управления активной мощностью СНЭЭ для ограничения отклонений частоты в автономной энергосистеме.

Характер внедрения:

Использование при оценке технических эффектов и расчёте требуемых параметров СНЭЭ для обеспечения стабильной работы газопоршневых генераторных установок в условиях резкопеременной нагрузки энергокомплексов:

- Западно-Зимнего нефтяного месторождения;
- Даниловского нефтегазоконденсатного месторождения.

Генеральный директор Управляющей организации



А.С. Камашев

Лебедев Дмитрий Евгеньевич (952) 912 13 51



АКТ

о внедрении в учебный процесс Новосибирского государственного технического университета результатов диссертационной работы

Нестеренко Глеба Борисовича

«Разработка способов и алгоритмов управления накопителями энергии для стабилизации частоты в автономных энергосистемах»

Настоящим актом подтверждается внедрение результатов диссертационного исследования Нестеренко Глеба Борисовича «Разработка способов и алгоритмов энергии для стабилизации частоты в автономных управления накопителями Автоматизированных энергосистемах» в учебный процесс кафедры технического Новосибирского государственного электроэнергетических систем университета.

Предмет внедрения:

- 1. Способ поддержания уровня заряда системы накопления энергии в рабочем диапазоне;
- 2. Программа для обработки результатов мониторинга режимных параметров энергообъектов.

Характер внедрения: использование студентами и аспирантами при выполнении исследовательских, диссертационных и выпускных квалификационных работ.

Декан факультета энергетики, д.т.н.

H

А.Г. Русина

Bry Siebern B. M.