

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования «Национальный исследовательский Томский
политехнический университет»

На правах рукописи



Рудник Владимир Евгеньевич

**ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА МОДЕЛИРОВАНИЯ В
РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СОЛНЕЧНОЙ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
СИСТЕМЕ**

2.4.3 – Электроэнергетика

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук
Суворов Алексей Александрович

Томск – 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ	2
ВВЕДЕНИЕ.....	4
Глава 1. Современное состояние исследований проблемы моделирования фотоэлектрических солнечных электростанций в электроэнергетических системах.....	14
1.1. Анализ влияния внедрения фотоэлектрических солнечных электростанций на возникновение колебаний режимных параметров в электроэнергетических системах	14
1.2. Математическое моделирование фотоэлектрических солнечных электростанций в программно-вычислительных и программно-аппаратных комплексах для расчета режимов и процессов в электроэнергетических системах	25
1.3. Выводы по главе 1	40
Глава 2. Концепция всережимного моделирования и средства её реализации в виде специализированного гибридного процессора фотоэлектрической солнечной электростанции.....	42
2.1. Конфигурация модели фотоэлектрической солнечной электростанции и основные положения концепции её всережимного моделирования	42
2.2. Принципы построения специализированного гибридного процесса фотоэлектрической солнечной электростанции	50
2.3. Выводы по главе 2	51
Глава 3. Реализация и испытания специализированного гибридного процессора фотоэлектрической солнечной электростанции	52
3.1. Гибридные сопроцессоры оборудования в специализированном гибридном процессоре ФСЭС.....	53
3.2. Цифроуправляемые физические модели специализированного гибридного процессора ФСЭС	62
3.3. Микропроцессорный узел специализированного гибридного процессора ФСЭС.....	65
3.4. Тестовые исследования СГП ФСЭС.....	80
3.5. Выводы по главе 3	87

Глава 4. Экспериментальные исследования специализированного гибридного процессора фотоэлектрической солнечной электростанции в составе электроэнергетической системы.....	89
4.1. Верификация обобщенной модернизированной модели ФСЭС.....	93
4.1.1. Верификация первичного отклика при изменении нагрузки и мощности ФСЭС.....	93
5.1.2. Плавное увеличение мощности ФСЭС	96
4.1.3. Верификация отклика САУ ФСЭС при КЗ	99
4.1.4. Верификация модели ФСЭС при предельной длительности КЗ	105
4.1.5. Верификация модели ФСЭС при изменении сопротивления связи	109
4.2. Анализ возникновения колебаний режимных параметров ФСЭС при их функционировании в слабых электрических сетях	112
4.3. Выводы по главе 4.....	127
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	129
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	132
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	135
Приложение А. Патент на изобретение и свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ	153

ВВЕДЕНИЕ

Проблема и её актуальность. В настоящее время многие ведущие страны заинтересованы в декарбонизации, основанной на сокращении традиционной генерации на базе ископаемого топлива. Российской Федерацией, а также рядом других стран, подписано Парижское соглашение по климату, что накладывает определенные обязательства по снижению углеродных выбросов, в частности, за счет перехода на «зеленую» энергетику. Одним из основных направлений развития «зеленой» энергетики является широкомасштабное внедрение в электроэнергетические системы (ЭЭС) новых генерирующих устройств (ГУ), функционирующих на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Доля возобновляемых источников энергии в мировой энергетике в период с 2020 по 2021 г. оставалась стабильной (28,1 %), что выше уровня 2019 г. (26,3 %) почти на 2%. В 2022 г. выработка электроэнергии из возобновляемых источников выросла благодаря активному внедрению фотоэлектрических солнечных электростанций (ФСЭС [1-3] и ветроэлектростанций (ВЭС) [4] (ФСЭС +11 % и ВЭС +21%), а установленная мощность ВЭС и ФСЭС на 2021 г. составила соответственно 828,4 ГВт и 891,3 ГВт; на 2022 г. – 925,6 ГВт и 1100,9 ГВт [5-7]. Одной из основных причин значительного прироста установленной мощности именно ФСЭС является существенное удешевление технологий производства солнечных элементов (СЭ) [7]. По состоянию на 2023 год в Единой энергосистеме (ЕЭС) России работает более 70 ФСЭС установленной мощностью 1,7 ГВт в 11 регионах РФ [7], а до конца 2034 г. на территории РФ планируется ввести в эксплуатацию мощности равные почти 7 ГВт возобновляемой генерации [8, 9].

Особенностью ФСЭС является отсутствие прямого сопряжения с сетью и использование для их подключения к ЭЭС сетевого инвертора (СИ), в основном функционирующего на базе статического преобразователя напряжения [10]. В результате внедрение таких ФСЭС с СИ существенно изменяются динамические свойства энергосистем из-за отличающийся

динамики функционирования СИ и их систем управления по сравнению с традиционной генерацией: 1) увеличение скорости переходных процессов из-за снижения общей инерции энергосистемы может становиться причиной неправильной работы противоаварийной автоматики; 2) ток короткого замыкания (КЗ) от ФСЭС ограничен СИ, его величина находится в диапазоне от 0 о.е. до 1.5 о.е. [11, 12], что может приводить к существенным просадкам напряжения и значительным колебаниям режимных параметров после снятия КЗ, также изменение величины тока КЗ может приводить к неправильным срабатываниям релейной защиты (РЗ) [10, 12]; 3) несогласованное действие системы автоматического управления (САУ) СИ с системами управления другого оборудования может приводить к нарастающим колебаниям режимных параметров после возмущений [13]; 4) усугубление аварийной ситуации в ЭЭС ввиду несоответствия поведения ФСЭС требованиям их функционирования в аварийных режимах (неправильная настройка FRT характеристик, (Fault Ride Through)); 5) в блоке фазовой автоподстройки частоты (ФАПЧ) и внутреннем контуре управления током (КУТ), которые являются основными каналами системы управления СИ, используются большие коэффициенты усиления, что может приводить к колебаниям режимных параметров. В итоге обозначенные особенности приводят к существенному влиянию ФСЭС с СИ на все существующие виды устойчивости и даже к возникновению новых, выделяемых зарубежными специалистами (устойчивость, определяемая функционированием силового преобразователя – «converter-driven stability») [14].

Сопутствующие обозначенным особенностям проблемы особенно остро стоят при внедрении данных объектов в региональные энергосистемы и энергорайоны (110 кВ и ниже) с достаточно крупными узлами местной нагрузки [15-18]. Такие энергорайоны могут быть классифицированы как «слабые» электрические сети, в соответствии с международной терминологией [19, 20]. Именно в таких сетях в последнее время по всему миру возникают незатухающие колебания различной частоты, приводящие к

повреждению силового оборудования, нарушению устойчивости [21], и распространяющиеся на целые энергообъединения [22, 23].

Для решения возникающих проблем, в том числе связанных с колебаниями режимных параметров, при функционировании ФСЭС, необходима информация о едином непрерывном спектре квазиустановившихся и переходных процессов в ФСЭС и ЭЭС в целом при всевозможных нормальных, аварийных и послеаварийных режимах их работы. Известная специфика и сложность ЭЭС исключают возможность получения обозначенной информации, особенно аварийного характера, как натурным путем, так и посредством физического моделирования, поэтому основным способом её получения является детальное моделирование. Одним из вариантов такого моделирования является методологически альтернативный комплексный подход, представляющий из себя гибридное моделирование, позволяющий для каждого аспекта решаемой сложной задачи детальное моделирование ФСЭС в составе ЭЭС разрабатывать и применять наиболее эффективные методы, способы и средства, объединение которых обеспечивает успешное решение проблемы в целом [24].

Степень разработанности темы исследования. В развитие отечественной и мировой солнечной энергетики внесли большой вклад российские ученые: Ж.И. Алферов, В.М. Андреев, В.А. Баум, В.К. Баранов, В.С. Вавилов, А.М. Васильев, В.М. Евдокимов, А.П. Ландсман, Э.В. Тверьянович и ряд других выдающихся ученых.

Изучением проблемы слабых сетей и вопросов, связанных с внедрением объектов ВИЭ, в том числе ФСЭС, занимаются следующие учёные: П.В. Илюшин, К.В. Суслов, В.В. Елистратов, Е.Н. Соснина, Ф.Л. Бык, Б. В. Лукутин, С. Г. Обухов, А.А. Суворов, Qi Hu, V. Terzija, Lijun Fu, Fan Ma, Ji. Feng, Y. F. Wang, Li Y. Wei, J. Z. Zhou, H. Ding, S. Fan, Y.Zhang и др.

Вопросам моделирования электроэнергетических систем посвящены фундаментальные труды: В.А. Веникова, Н.И. Воропая, П.И. Бартоломея, Ю.Е. Гуревича, А.С. Гусева, В.А. Строева, Prabha S. Kundur, А.А. Горева, П.С.

Жданова, а также исследования, А.В. Паздерина, А.Н. Беляева, А.Г. Русиной, А.Г. Фишова., Rajapandian Ayyanar, John Undrill, Vijay Vittal, Qiuhua Huang, Brian Keel, Jose Silva, Pouyan Pourbeik, Wenzong Wang, Deepak Ramasubramanian, Deepa Kundur.

Однако проблема детального моделирования ФСЭС в составе реальных ЭЭС раскрыта не полностью и безусловно является актуальной для отечественной и мировой электроэнергетической науки и практики, учитывая возрастающее количество колебаний различной частоты и тяжёлые последствия к которым они приводят.

Цель и задачи работы. Целью работы является разработка концепции и средств её реализации для всережимного моделирования ФСЭС в составе ЭЭС.

Для достижения указанной цели поставлены и решены следующие задачи:

1. Анализ влияния внедрения ФСЭС в существующие ЭЭС, в том числе в слабые электрические сети, на протекание переходных процессов в ФСЭС и ЭЭС в целом.
2. Анализ основных используемых в настоящее время средств моделирования ФСЭС в составе ЭЭС.
3. Выявление и обоснование факторов, препятствующих решению проблемы детального моделирования ФСЭС в слабых сетях с помощью существующих программных и программно-аппаратных комплексов моделирования ЭЭС.
4. Разработка теоретически и практически обоснованной концепции всережимного моделирования ФСЭС в ЭЭС, а также структуры и принципов построения средств её реализации.
5. Проведение экспериментальных исследований, подтверждающих свойства и возможности разработанной концепции и средств её реализации, необходимые для надежного и эффективного решения задач проектирования, исследования и эксплуатации ФСЭС в ЭЭС.

Предметом исследования являются переходные процессы в ФСЭС, функционирующей в составе ЭЭС.

Объектом исследования является детальная модель ФСЭС, подключаемая к электрической сети с помощью СИ.

Научная новизна работы:

1. Разработана концепция детального моделирования ФСЭС в составе ЭЭС и программно-аппаратные средства её реализации в виде специализированного гибридного процессора (СГП), в которых предполагается использование физических моделей для повышающего преобразователя постоянного тока и сетевого инвертора, что позволяет воспроизводить динамику цепи постоянного тока и функционирование быстродействующих систем управления ФСЭС: блока ФАПЧ и КУТ.

2. Определено, что модернизация обобщенной математической модели ФСЭС путём добавления только блока ФАПЧ является недостаточной для воспроизведения колебаний режимных параметров различной частоты, возникающих по различным причинам при функционировании ФСЭС в слабых электрических сетях. Необходимым в данном случае также является учёт в обобщенной математической модели ФСЭС всей структуры КУТ, основу которого, как правило, составляют пропорционально-интегральные (ПИ) регуляторы во вращающихся с частотой сети осях d, q .

Теоретическая значимость работы:

1. Разработанный в рамках концепции всережимного моделирования ФСЭС в составе ЭЭС подход по использованию физического моделирования для воспроизведения повышающего преобразователя постоянного тока и сетевого инвертора может быть использован для детального моделирования устройств с аналогичной топологией силовых преобразователей: систем накопления электроэнергии на основе аккумуляторных батарей, суперконденсаторов и др., в составе ЭЭС.

2. Определены основные причины существования проблемы моделирования ФСЭС в составе ЭЭС с помощью обобщенных

математических моделей, особенно в случае их функционирования в слабых электрических сетях, заключающиеся в исключении динамики работы блока ФАПЧ, цепи постоянного тока, первичного источника энергии и упрощенном представлении контура управления активной мощностью, на основании которых сделаны рекомендации по возможным направлениям модернизации таких моделей в зависимости от решаемых задач, схемно-режимных условий и возмущений.

3. Обоснованы факторы, влияющие на возникновение колебательных процессов в ЭЭС с ФСЭС, среди которых основными являются отношение короткого замыкания в точке подключения ФСЭС к ЭЭС, в случае уменьшения которого вероятность колебаний режимных параметров возрастает, вторым является полоса пропускания блока фазовой автоподстройки частоты.

Практическая значимость работы. Разработанные средства детального моделирования ФСЭС (патент РФ RU 2785362 C1) позволяют получать информацию о режимах и процессах в ФСЭС, функционирующих в составе ЭЭС, при нормальных, аварийных и послеаварийных режимах их работы, необходимую для эффективного решения актуальных для электроэнергетической отрасли задач проектирования и исследования, особенно связанных с воспроизведением колебаний режимных параметров различной частоты при функционировании ФСЭС в слабых электрических сетях в зависимости от схемно-режимных условий и разработкой средств по их демпфированию, анализ которых с помощью широко распространённых средств моделирования не всегда возможен. Полученные результаты и выводы диссертационной работы могут быть актуальны для предприятий и компаний, которые занимаются вопросами проектирования и эксплуатации ФСЭС в составе ЭЭС.

Методы исследования. Решение задач, поставленных в диссертационной работе, выполнялось с использованием методов теоретического исследования, имитационного моделирования и

экспериментального исследования. При проведении теоретических исследований применялись положения теории автоматического управления, теории электромеханических и электромагнитных переходных процессов. При разработке программно-аппаратных средств моделирования ФСЭС использовались методы анализа линейных и нелинейных электрических цепей, методы математического моделирования ЭЭС. Экспериментальные исследования выполнялись с помощью Всережимного моделирующего комплекса реального времени электроэнергетических систем (ВМК РВ ЭЭС).

Положения, выносимые на защиту:

1. Разработанная концепция детального моделирования ФСЭС в составе ЭЭС и программно-аппаратные средства её реализации в виде СГП позволяют воспроизводить переходные процессы при функционировании ФСЭС в слабых электрических сетях ($OK3 < 3$ о.е.), особенно связанные с возникновением колебаний режимных параметров различной частоты и амплитуды, благодаря учету топологии и спектра коммутационных процессов в повышающем преобразователе постоянного тока, сетевом инверторе и их быстродействующих системах управления: блок ФАПЧ и КУТ.

2. В сильной электрической сети ($OK3 > 3$ о.е.) основной причиной погрешности в результатах моделирования, полученных с помощью модернизированной обобщенной математической модели ФСЭС, является исключение динамики функционирования цепи постоянного тока, а в слабой электрической сети ($OK3 < 3$ о.е.) исключение динамики взаимодействия быстродействующих контуров управления блока ФАПЧ и КУТ, что в случае ультраслабых электрических сетей ($OK3 < 1,75$ о.е.) приводит к принципиально отличающемуся характеру переходного процесса по сравнению с детальной моделью СГП ФСЭС.

3. Трансформация по различным возможным причинам электрической сети из сильной ($OK3 > 3$ о.е.) в слабую ($OK3 < 3$ о.е.) приводит к возникновению незатухающих субсинхронных колебаний режимных

параметров ФСЭС различной частоты (от 14 Гц до 56 Гц) в зависимости от полосы пропускания блока ФАПЧ (от 5 Гц до 50 Гц).

4. Использование регулятора с дополнительным субсинхронным демпфирующим управлением в системе автоматического управления сетевого инвертора ФСЭС при их функционировании в слабых электрических сетях ($OK3 < 3$ о.е.) позволяет демпфировать субсинхронные колебания режимных параметров ФСЭС различной частоты и амплитуды.

Диссертация соответствует следующим пунктам паспорта научной специальности 2.4.3 – Электроэнергетика:

1. Пункт 14 – «Разработка методов расчета и моделирования установившихся режимов, переходных процессов и устойчивости электроэнергетических систем и сетей, включая технико-экономическое обоснование технических решений, разработка методов управления режимами их работы».

2. Пункт 16 – «Разработка методов анализа и синтеза систем автоматического регулирования, противоаварийной автоматики и релейной защиты в электроэнергетике».

Достоверность результатов исследования подтверждается использованием:

1. Классических положений и законов теоретической электротехники, математики, теории дифференциального и интегрального исчисления.

2. Теории методов дискретизации для обыкновенных дифференциальных уравнений.

3. Метода непрерывного неявного методически точного интегрирования дифференциальных уравнений.

4. Теоретически обоснованных и апробированных независимыми исследованиями применяемых математических моделей.

5. Подтверждается соответствием результатов тестовых и экспериментальных исследований.

Апробация результатов исследований. Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались, обсуждались и демонстрировались на 16 международных и всероссийских научно-технических конференциях, симпозиумах и семинарах: Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи» 2019 г. (г. Иркутск), 2022 г. (г. Нижний Новгород); V Международной научно-практической конференции «GEOENERGY-2022» 2022 г. (г. Грозный); Международном научном семинаре им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики» 19-25.09.2022 г. (г. Алушта), 09-15.07.2023 г. (о. Ольхон); Конференция Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири по теме: «Планирование и управление электроэнергетическими системами» 07.12.2022 г. (г. Кемерово); International Conference on Technologies and Materials for Renewable Energy, Environment and Sustainability. «European Academy for Sustainable Development Certificate of Participation». TMREES23Fr Int'l Conf. Metz-Grand Est – France 08-10.03.2023 г. (Франция); I Всероссийская конференция «Цифровые технологии и платформенные решения для управления развитием электроэнергетики» 23.03.2023 г. (г. Севастополь); выступление с докладом на совместном заседании секций «Активные системы распределения электроэнергии и распределенные энергетические ресурсы», «Возобновляемая энергетика и гибридные энергетические комплексы» и секции по проблемам НТП в энергетике Научного совета РАН по системным исследованиям в энергетике в рамках «Научно-технического совета Единой энергетической системы НТС ЕЭС» 11.05.2023 г. (г. Москва) и др.

Публикации. По теме диссертационной работы опубликовано 26 печатных работ, в том числе 6 статей в журналах, рекомендованных ВАК РФ, 6 статей в журналах, индексируемых в базах данных Web of Science/Scopus, 1 патент на изобретение, 1 свидетельство на ЭВМ.

Личный вклад автора. Основные результаты работы, связанные с анализом, выявлением и обоснованием проблемы полноты и достоверности

моделирования ФСЭС в составе ЭЭС, направлением её решения, созданием специализированного гибридного процессора (СГП) ФСЭС, позволяющего выполнять всережимное моделирование в реальном времени и на неограниченном интервале ФСЭС в ЭЭС, и экспериментальных средств в целом, а также проведение с их помощью экспериментальных исследований, подтверждающих определяемые концепцией свойства и возможности, получены лично автором диссертационной работы.

Реализация результатов работы. Результаты диссертационной работы использовались:

1. В рамках гранта Российского научного фонда, Договор № 21-79-00275 от 27.07.21 г. «Разработка методов и средств повышения колебательной устойчивости электроэнергетических систем с помощью объектов возобновляемой генерации», сроки выполнения: 27.07.21 – 30.06.23 гг.

2. В рамках гранта Российского научного фонда, Договор № 21-79-00129 от 27.07.2021 «Разработка технологии управления силовыми преобразователями генерирующих установок на базе возобновляемых источников энергии для обеспечения всережимной устойчивости современных энергообъединений», сроки выполнения: 27.07.21 – 30.06.23 гг.

3. В рамках гранта Российского научного фонда, Договор № 18-79-10006 от 02.08.2018 «Исследование проблемы достоверности расчетов режимов и процессов в электроэнергетических системах с активно-адаптивными сетями и распределенной генерацией и разработка методики их всережимной верификации», сроки выполнения: 02.08.18 – 31.12.21 гг.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из списка сокращений и терминов, введения, 4 глав, заключения и списка литературы из 148 наименований, содержащих 154 страницы, 11 таблиц, 109 рисунков, а также 1 приложение на 2 страницах.

Глава 1. Современное состояние исследований проблемы моделирования фотоэлектрических солнечных электростанций в электроэнергетических системах

1.1. Анализ влияния внедрения фотоэлектрических солнечных электростанций на возникновение колебаний режимных параметров в электроэнергетических системах

Развитие электроэнергетической отрасли России идёт в одном ключе с общемировыми тенденциями и связано со значительным усложнением структуры электрических сетей, повышением интеллектуального уровня энергосистем, а также с активным внедрением возобновляемых источников энергии (ВИЭ). За 2022 год установленная мощность объектов ВИЭ в мире выросла более чем на 9%. На фоне различных кризисных явлений, а также роста цен на энергоносители и оборудование такая статистика очередной раз подтверждает, что вектор, в рамках которого развитые и развивающиеся страны пересматривают национальные планы по декарбонизации национальных экономик за счет ускоренного развития ВИЭ-генерации, выбран абсолютно верно. Так же стоит отметить, что с 2021 года наблюдается значительный прирост установленной мощности фотоэлектрических солнечных электростанций (ФСЭС), который опередил объёмы внедрения ветроэлектростанций (ВЭС) (рисунок 1.1), аналогичная тенденция наблюдается и в РФ, по прогнозам экспертов до 2028 года установленная мощность ФСЭС будет значительно превосходить ВЭС (согласно конкурсному отбору проектов ВИЭ) [7].

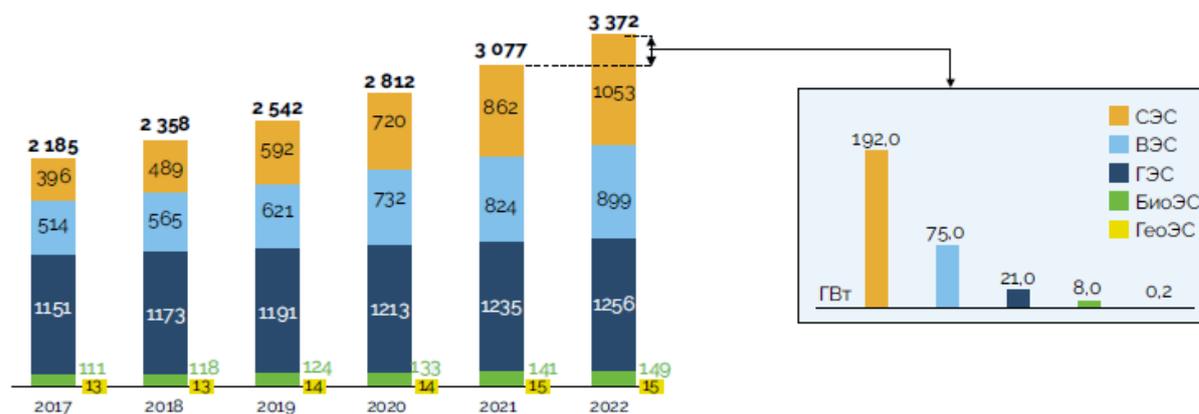


Рисунок 1.1 – Установленная мощность ВИЭ-генерации в мире [7]

Одной из основных причин такого значительного прироста установленной мощности ФСЭС, является существенное удешевление технологий производства фотоэлектрических модулей [6, 7]. В период времени с 1975 года по 2021 год средняя мировая цена на солнечные фотоэлектрические (ФЭ) модули, измеряемая в долларах США за ватт, уменьшилась более чем в 400 раз (рисунок 1.2) [25, 26].

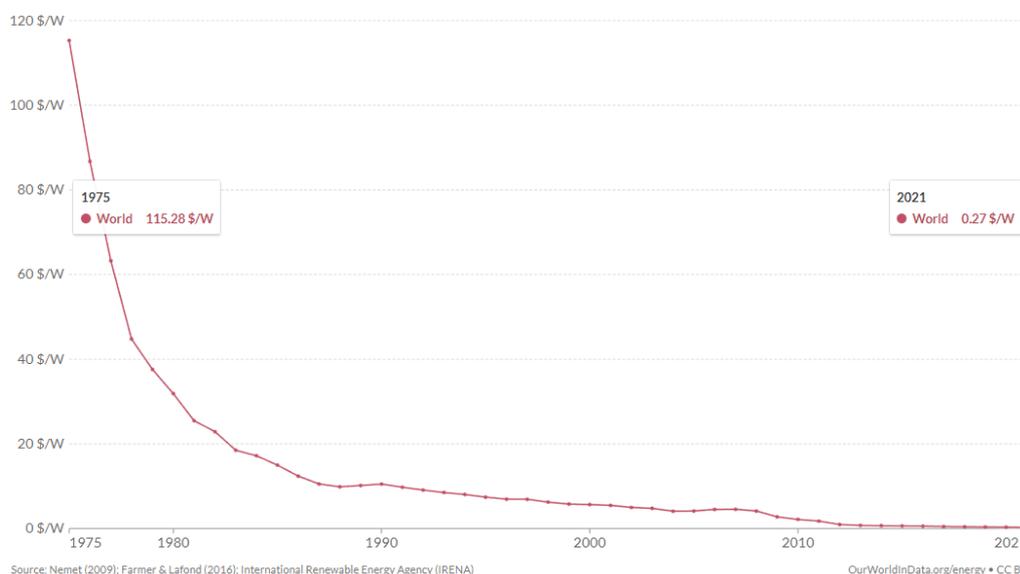


Рисунок 1.2 – Средняя мировая цена на солнечные фотоэлектрические (ФЭ) модули [26]

Учитывая продолжающийся и перспективный рост установленной мощности объектов ВИЭ в составе ЭЭС, специалисты, в соответствии с международным опытом, выделяют несколько этапов внедрения объектов

ВИЭ. Согласно [9] можно выделить 4 этапа в зависимости от установленной мощности ВИЭ:

1. Менее 3% - суммарная и единичные мощности ВИЭ не оказывают существенного влияния на режимы работы энергосистемы, что позволяет свободно компенсировать стохастический характер выработки электроэнергии.

2. От 3 до 13% - влияние ВИЭ становится заметным, но за счет актуализации нормативных документов оно может быть учтено.

3. От 13 до 25% - значительное влияние ВИЭ на работу энергосистемы – возможны запирающие мощности, набросы нагрузки, перегрузка элементов сети. Для надежного функционирования система должна быть гибкой.

4. От 25 до 50% - возможны аварии, вызванные нарушением устойчивости энергосистем, отключением генерирующего оборудования, нарушением электроснабжения потребителей даже при кратковременных аварийных возмущениях.

С учетом протяженности территории РФ, ограничений на перетоки мощности между объединенными энергосистемами (ОЭС) и региональными энергосистемами, при внедрении ВИЭ следует определять предельно допустимые объемы и их единичные мощности на уровне региональных энергосистем. В частности, ОЭС Юга к концу 2024 г. при установленной мощности генерирующего оборудования на тепловых электростанциях (ТЭС), гидроэлектростанциях (ГЭС), атомных электростанциях (АЭС) и гидроаккумулирующих электростанциях (ГАЭС) в 24,8 ГВт, будет иметь установленную мощность ВЭС и ФСЭС на уровне 3,6 ГВт (14,5%), что существенно снизит доступный регулировочный диапазон на ТЭС. В Республике Калмыкия при установленной мощности единственной ТЭС — 18 МВт к концу 2021 г. было введено в эксплуатацию 6 объектов на базе ВИЭ суммарной установленной мощностью более 400 МВт. После ввода в эксплуатацию второго пускового комплекса Аршанской ФСЭС — 37,6 МВт во 2 квартале 2022 г., мощность объектов ВИЭ в ЭЭС Республики Калмыкия

составила 453,1 МВт при максимуме нагрузки в регионе — 124 МВт. Таким образом, в отдельных ОЭС и региональных энергосистемах РФ объемы ВИЭ уже соответствуют диапазонам для 3-го и 4-го этапов интеграции ВИЭ, что определяет необходимость их детального учёта при исследовании, проектировании, эксплуатации таких ЭЭС [9, 27].

Как было отмечено ранее, особенностью ФСЭС является использование СИ, в основном статического преобразователя напряжения (СПН) на базе IGBT-транзисторов, для подключения к электрической сети [10, 28-33]. Внедрение таких устройств существенно изменяет свойства энергосистем ввиду отличающейся динамики их функционирования по сравнению с традиционным оборудованием ЭЭС [34-40]. В итоге в мировой практике стали выделять новый вид устойчивости ЭЭС, связанный с функционированием СИ [14]. Одной из наиболее актуальных на данный момент проблем в данном направлении является использование больших коэффициентов усиления в блоке фазовой автоподстройки частоты (ФАПЧ) и внутреннем контуре управления током (КУТ), которые являются основными каналами системы управления СИ [41, 42].

Вследствие этого в разных энергосистемах мира наблюдаются явления, связанные с возникновением затухающих и незатухающих колебаний режимных параметров (напряжение, активная и реактивная мощности, ток и др.) различной частоты, которые возникают как в установившихся режимах, так и после малых и больших возмущений в ЭЭС и приводят к аварийному отключению генерирующего оборудования [43], а в некоторых случаях даже к его повреждению [44]. Особенно остро стоит данная проблема при внедрении ФСЭС в энергосистемы, в которых имеются удаленные энергорайоны с достаточно крупными узлами местной нагрузки и достаточно высоким процентом внедрения ФСЭС, который соответствует 4-му этапу по установленной мощности ВИЭ [41]. Такой сценарий характерен для мировой энергетики, поскольку внедрение ФСЭС сильно привязано к наличию необходимых энергетических ресурсов, что зачастую означает значительную

удаленность от концентрированной части ЭЭС, но в то же время позволяет обеспечить необходимый уровень генерации непосредственно в месте потребления. Обозначенные энергорайоны могут быть классифицированы как слабые электрические сети [22], в соответствии с международной терминологией [19, 20], и характеризуются наличием слабых электрических связей в своей топологии, малой мощностью традиционных источников генерации относительно суммарной мощности нагрузки. Данное свойство электрической сети характеризуется с помощью коэффициента отношения короткого замыкания (ОКЗ) – отношение мощности короткого замыкания сети переменного тока при номинальном напряжении в точке подключения к шинам внедрения ФСЭС, что отражает уравнение 1.1 [45, 46]:

$$OKЗ = \frac{S_{\min}}{S_{ВИЭ}} \approx \frac{S_{\min}}{P_{ВИЭ}}, \quad (1.1)$$

где S_{\min} – минимальное значение мощности короткого замыкания в точке подключения ВИЭ к сети без учета влияния ВИЭ (МВА), $S_{ВИЭ}$ – номинальная полная мощность ВИЭ (МВА), $P_{ВИЭ}$ – номинальная активная мощность ВИЭ (МВт) (при $\cos\varphi=1$).

Согласно [19] чем слабее система переменного тока, то есть чем меньше ОКЗ системы переменного тока к мощности звена постоянного тока, тем сильнее будет взаимодействие между системами переменного тока и ФСЭС. Следующие значения ОКЗ используются для классификации плотности электрической сети [19, 47]:

1. Система переменного/постоянного тока с высоким ОКЗ классифицируется по значению ОКЗ, превышающему 3 о.е. (сильные сети/сильные энергорайоны).

2. Система переменного/постоянного тока с низким ОКЗ классифицируется по значению ОКЗ между 2 о.е. и 3 о.е. (слабые сети).

3. Система переменного/постоянного тока с очень низким ОКЗ классифицируется по значению ОКЗ ниже 2 о.е. (ультра слабые сети).

Именно в слабых и ультра слабых сетях в последнее время по всему миру возникают субсинхронные колебания, приводящие к нарушению устойчивости как в самих энергорайонах [21, 41], так и распространяющиеся на целые энергообъединения [22, 23].

В качестве примера можно выделить случай в энергосистеме штата Техас США управление которой осуществляет Совет по надежности электроснабжения Техаса (ERCOT) в энергосистеме США. В данной ЭЭС на тот момент было подключено более 9 ГВт объектов ВИЭ и для того, чтобы обеспечить возможность установки будущих объектов на базе ВИЭ, был запланирован проект расширения электропередач в конкурентной зоне возобновляемых источников энергии (CREZ) [48]. Данный проект включал в себя более трех тысяч километров новых линий электропередачи (ЛЭП) напряжением 345 кВ и был завершен в 2014 году. Были проведены плановые исследования для обеспечения надежного функционирования объектов на базе ВИЭ. В нормальных условиях объекты ВИЭ подключены к сети ERCOT через две ЛЭП 69 кВ. Однако, когда во время эксплуатации одна из этих ЛЭП была выведена в ремонт, энергорайон (рисунок 1.3) приобрел свойство слабой сети (ОКЗ снизился ниже 3 о.е.).

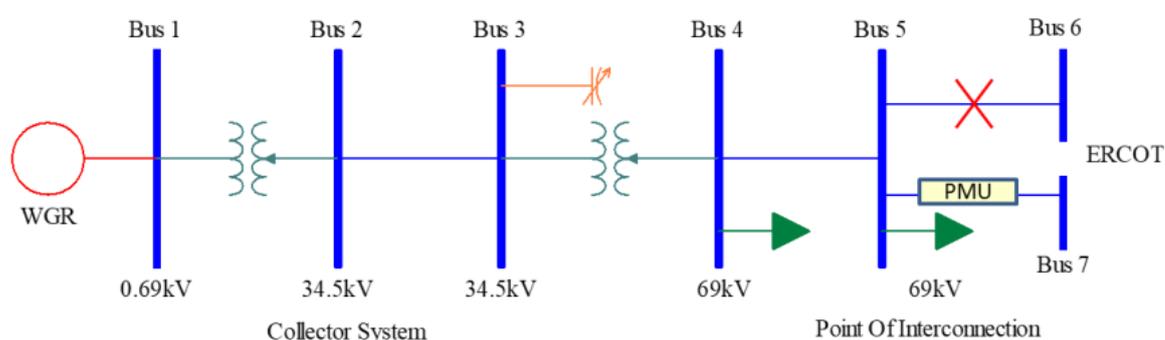
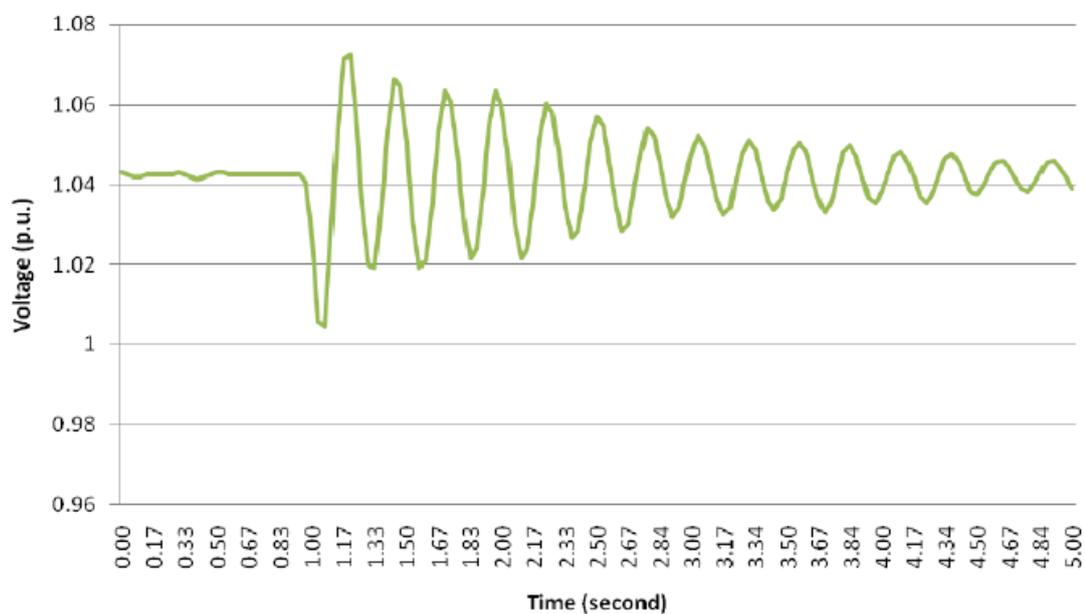


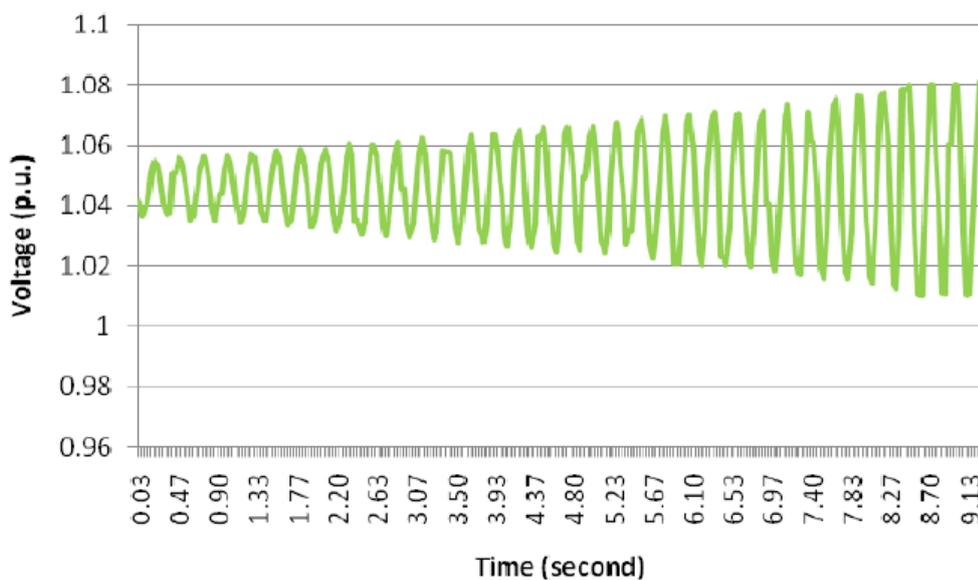
Рисунок 1.3 – Исследуемая энергосистема ERCOT [22, 48]

Устройства синхронизированных векторных измерений (СВИ) расположенные на ЛЭП 69 кВ, оставшейся в работе, предоставили данные реакции объектов ВИЭ на изменение топологии электрической сети.

Наблюдались два типа колебаний напряжения, слабо затухающие и незатухающие, как показано на рисунке 1.4.



а)



б)

Рисунок 1.4 – Осциллограммы напряжения в энергосистеме ERCOT: а) слабо затухающие колебания при низкой мощности объектов ВИЭ; б) незатухающие колебания при увеличении уровня генерации за счёт объектов ВИЭ [22, 48]

Слабо затухающие колебания напряжения, как показано на рисунке 1.4.а., наблюдались при меньшей мощности объектов ВИЭ, а незатухающие колебания, как показано на рисунке 1.4.б., наблюдались при увеличении уровня генерации за счёт объектов ВИЭ и в конечном итоге привели к их отключению [22, 48]. В результате было выявлено, что причиной колебаний стало уменьшение ОКЗ и функционирование объектов ВИЭ в условиях слабой электрической сети.

Отдельно стоит отметить инцидент, связанный с устойчивыми колебаниями мощности на субсинхронной частоте, которые были вызваны ветроэнергетическими установками (ВЭУ) 4-го типа, который произошел в ЭЭС Синьцзян-Уйгурского автономного района Китая (рисунок 1.5) [49].

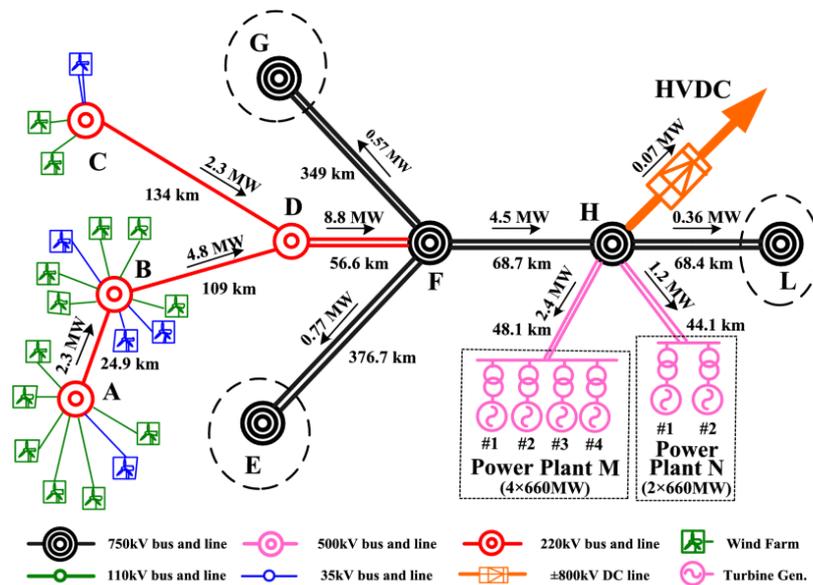


Рисунок 1.5 – Однолинейная схема энергосистемы Синьцзян-Уйгурского автономного района Китая [41, 49]

На тот момент это был новый тип субсинхронного взаимодействия, обнаруженный в энергосистемах, никогда ранее не регистрировался и не анализировался. После проведенного детального анализа было установлено, что устойчивые подсинхронные колебания мощности (рисунок 1.6), вызванные между несколькими ВЭУ 4-го типа протекали по пути от

подстанций А, В и С последовательно к подстанциям D, F, H и далее к электростанциям M, N, что в свою очередь привело к интенсивной крутильной вибрации на валах генераторов №1, №2 и №3 электрической станции M (генератор №4 был выведен из эксплуатации). Во время этого события устройства защиты от крутильных колебаний отключили последовательно три генератора, вызвав общую потерю мощности более 1 ГВт, что привело к снижению частоты сети с 50,05 Гц до 49,91 Гц.

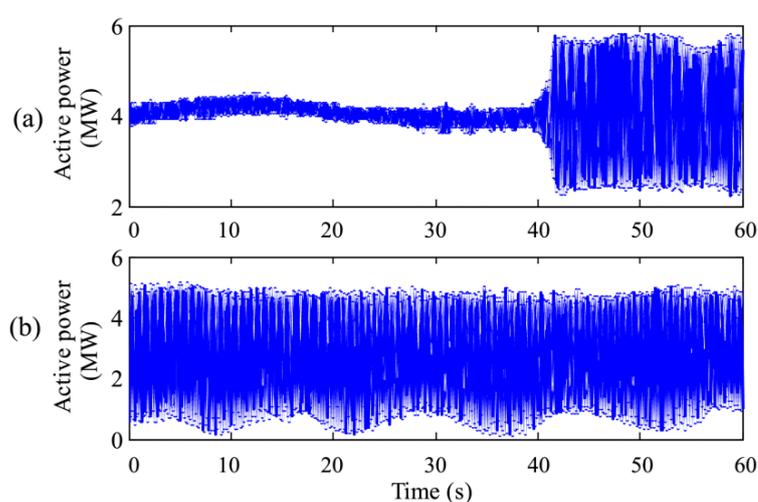


Рисунок 1.6 – Осциллограммы активной мощности ВЭУ 4-го типа, где (а) с 9:46 до 9:47. (б) с 11:52 до 11:53 [41, 49]

Причиной возникновения субсинхронных колебаний послужило взаимовлияние систем управления СИ ВЭУ 4-го типа, настройки которых в зависимости от схемно-режимных условий приводили к незатухающим колебаниям режимных параметров различной частоты и амплитуды.

Колебания режимных параметров в ЭЭС характерны не только при функционировании объектов ВЭУ, так же они и возникают при функционировании ФСЭС в составе ЭЭС. В 2021 году в восточной части энергосистемы США в энергорайоне с функционирующей ФСЭС были зафиксированы колебания с изменяющейся частотой, о которых сообщила компания Dominion Energy. Данные колебания были идентифицированы по

данным СВИ, установленных на близлежащих к ФСЭС подстанциям [50, 51]. Авторы представили 48-часовую спектрограмму (рисунок 1.7), на которой четко прослеживается преобладающая частота колебаний мощности ФСЭС в 8 Гц. Был проведен детальный анализ данных осциллограмм, на основании которого было установлено, что такие колебания возникали с 6:00 и длились до 20:00 ежедневно, совпадая с восходами и закатами в течении летнего периода.

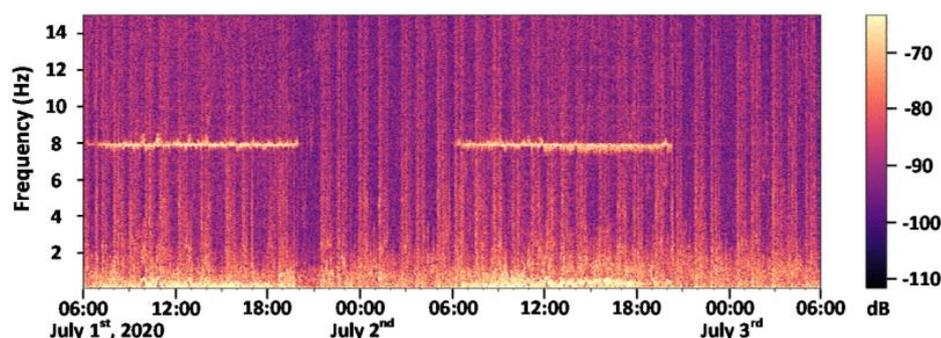


Рисунок 1.7 – Колебания 8 Гц зафиксированные компанией Dominion Energy (летнее время) [50, 51]

Так же было установлено, что аналогичные колебания мощности ФСЭС возникали и в зимнее время, что показано на рисунке 1.8. Причиной таких колебаний было несколько факторов: низкий ОКЗ электрической сети, в которой функционировала ФСЭС, и неподходящая под условия слабой сети настройка САУ СИ.

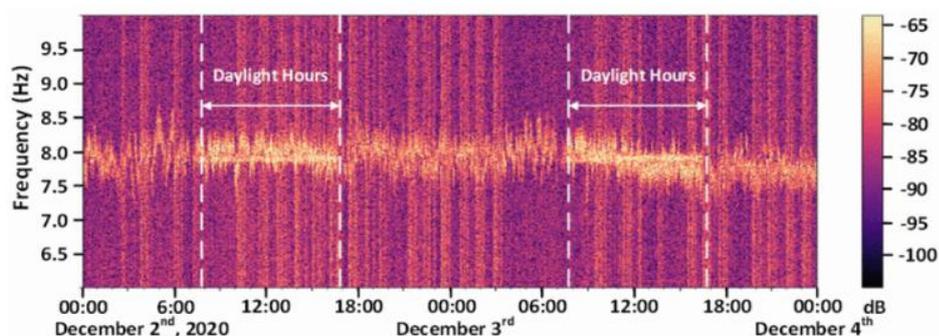


Рисунок 1.8 – Колебания 8 Гц зафиксированные компанией Dominion Energy (зимнее время) [50, 51]

Таким образом, до настоящего времени уже зафиксировано 19 случаев с аналогичными колебаниями, получивших официальное подтверждение и освещение в научной периодике, которые наблюдались в энергосистемах разных стран со значительной долей возобновляемой генерации (15% и более) с 2007 года (Миннесота (США) 2007 г., Техас (США) 2009 и 2017 гг., северные районы КНР 2012-2013 гг. и др.) [41]. Исходя из приведённого анализа возникающих колебаний режимных параметров при функционировании объектов ВИЭ, в том числе ФСЭС, в ЭЭС, можно выделить несколько основных, влияющих на это факторов:

1. Отношение короткого замыкания. Уровень внедрения ФСЭС, согласно статистике, продолжает непрерывно увеличиваться, тем самым приводит к тому что ОКЗ сети становится меньше. Слабая система становится более чувствительной к возникающим колебательным процессам.

2. Параметры САУ СИ ФСЭС. Диапазон, частота и амплитуда колебаний существенно зависит от полосы пропускания блока ФАПЧ.

Таким образом, колебания режимных параметров возникают и распространяются по всей ЭЭС, при функционировании в их составе ФСЭС. Основным способом изучения и разработкой механизмов предотвращения колебаний является математическое моделирование, причём именно реальных ЭЭС. Поскольку возникновение колебаний зависит от ОКЗ, которое в том числе формируется схемно-режимными особенностями ЭЭС. Однако, как следует из второго фактора, структура и настройки САУ СИ ФСЭС влияют на характер этих субсинхронных колебаний, что, соответственно, приводит к необходимости их учёта в математической модели ФСЭС. Причём для анализа распространения субсинхронных колебаний и их влияния на остальное оборудование ЭЭС, возникает необходимость в использовании аналогичных по детальности математических моделях.

1.2. Математическое моделирование фотоэлектрических солнечных электростанций в программно-вычислительных и программно-аппаратных комплексах для расчета режимов и процессов в электроэнергетических системах

Подкомитет по моделированию и верификации рабочей группы по моделированию ВИЭ (англ. Modeling and Validation Subcommittee Renewable Energy Modeling Working Group) из западного координационного совета по электроэнергии (англ. The Western Electricity Coordinating Council (WECC)) разработала ряд модульных, стандартных и общедоступных наборов динамических моделей ВИЭ, в том числе ФЭС, для использования их в исследованиях, связанных с анализом электромеханических переходных процессов и устойчивости ЭЭС [52]. В настоящее время основными моделями ФЭС являются «обобщённые модели» (англ. generic models) (рисунок 1.9), которые используются в программно-вычислительных комплексах для расчета электромеханических переходных процессов [53-56].

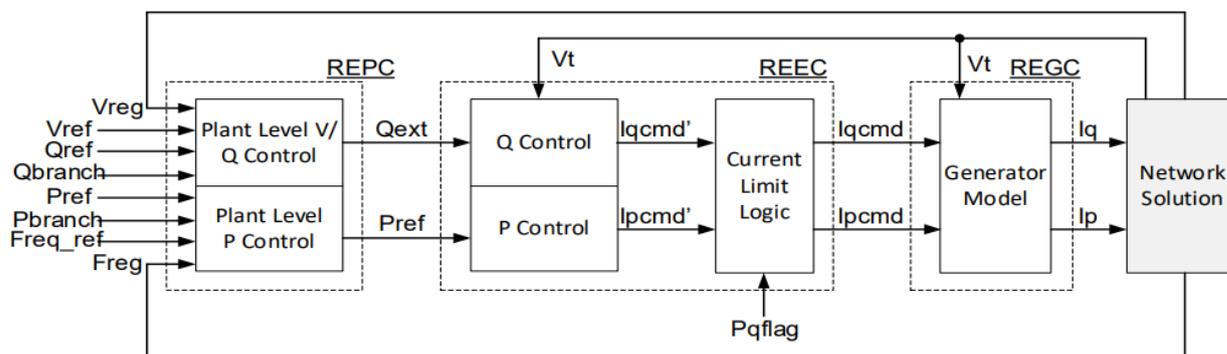


Рисунок 1.9 – Обобщенная модель ФЭС [52]

Динамическое представление ФЭС требует использования трех модулей, показанных на рисунках 1.10-1.12.

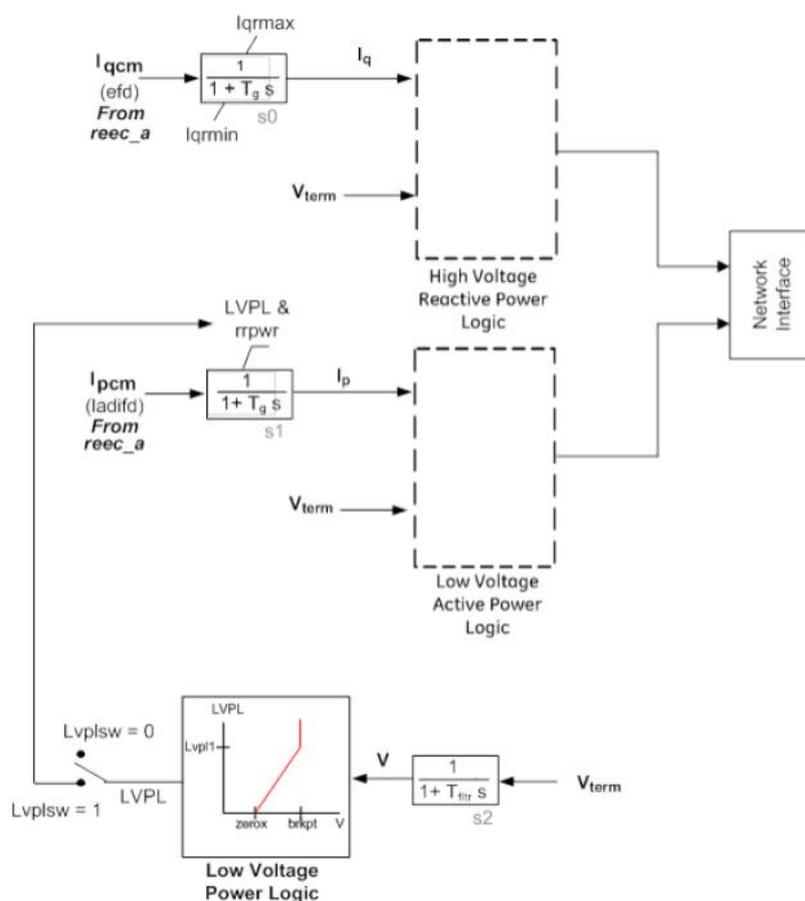


Рисунок 1.12 – Функциональный блок REGC [52]

Модуль REPC используется для моделирования первичного источника, в котором напряжение и выходная реактивная мощность применяются для управления напряжением/реактивной мощностью, выходная активная мощность используется для соответствующего управления. Данный модуль выдает опорные сигналы в виде активной и реактивной мощности на модуль REEC, который предназначен для представления электрического управления СИ. Он действует на опорный сигнал активной и реактивной мощности от модуля REPC с обратной связью по напряжению на выводах инвертора и выдает токи в модуль REGC. Модуль REGC, используемый для представления интерфейса СИ, включает в себя регулятор тока с высокой пропускной способностью, который выдаёт активные и реактивные составляющие тока в электрическую сеть. Одна из самых используемых разновидностей моделей интерфейса инвертора это REGC_A, которая отражает динамическое поведение СИ. Из анализа используемых модулей для воспроизведения ФСЭС

можно представить обобщённую структуру ФСЭС (рисунок 1.13), особенностями которой являются:

1. Динамика работы ФАПЧ не воспроизводится. Поскольку традиционное численное моделирование базируется на операции с векторами, то угол напряжения формируется в результате решения уравнений сети и в ФАПЧ нет необходимости. В связи с этим данный контур полностью исключается. Причём в ряде работ отмечается о целесообразности такого упрощения [57].

2. Внутренний КУТ аппроксимируется апериодическим звеном первого порядка с постоянной времени от 10 до 20 мс.

3. Контур управления активной мощностью воспроизводится упрощённо без учёта системы управления силовым преобразователем со стороны источника и системы слежения за точкой максимальной мощности.

4. Цепь постоянного тока (ЦПТ) и её система управления не воспроизводятся.

5. Динамика самого первичного источника генерации также не воспроизводится.

6. Данная модель не подходит для точек соединения слабых сетей, где ОКЗ в точке соединения может составлять от 2 о.е. до 3 о.е. или меньше.

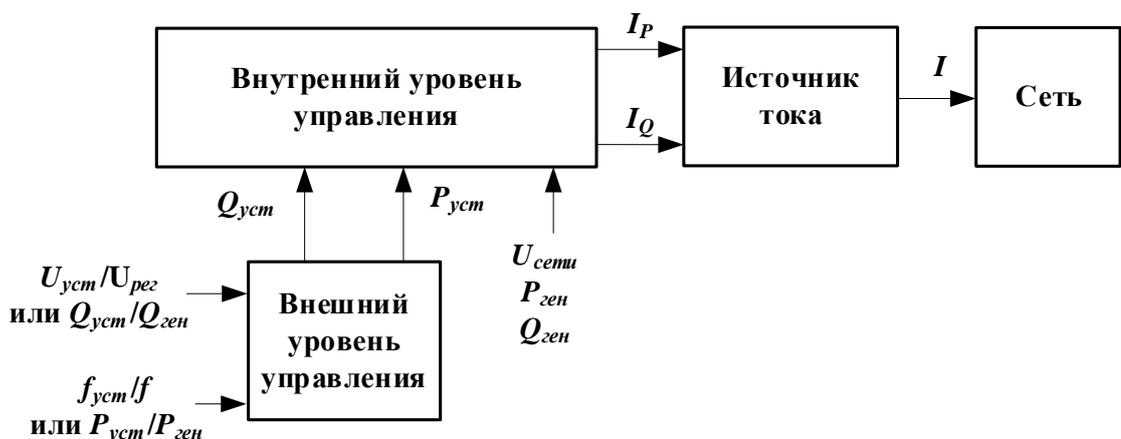


Рисунок 1.13 – Обобщенная модель ФСЭС

Несмотря на обозначенные упрощения в настоящее время выполнено много исследований по верификации обобщенных моделей, которые

продемонстрировали положительные результаты [58-59]. Однако общим для всех исследований является демонстрация адекватного воспроизведения с помощью обобщённых моделей довольно медленных процессов, связанных с изменениями частоты. Причём, как правило, рассматриваются только небольшие возмущения, как это представлено на рисунке 1.14. В данном случае проводилась верификация обобщённой модели с помощью натуральных данных.

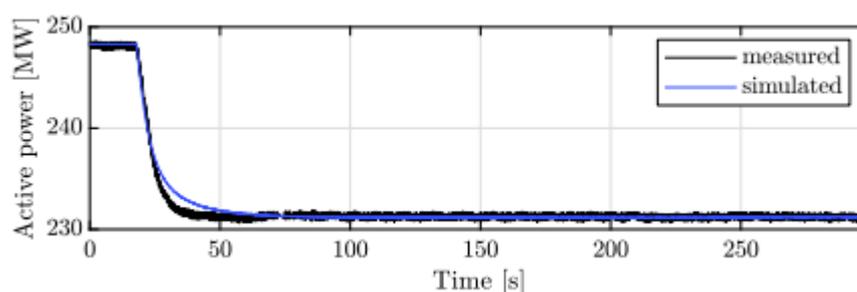


Рисунок 1.14 – Изменение активной мощности ФЭС [60]

Для более широкого спектра возмущений, необходимого для расчётов режимов и процессов в ЭЭС, применение обобщённых моделей уже не всегда позволяет воспроизвести первичный отклик ФЭС, что может приводить не только к различиям в воспроизведении режимных параметров в первый момент возмущения, но и к разному характеру переходного процесса в целом [35]. Кроме этого, использование источника тока может приводить к не сходимости решения уравнений сети, ввиду формирования недопустимой величины инъекции тока в сеть [61, 62]. Отдельно стоит выделить проблему достоверности результатов моделирования переходных процессов в слабых сетях при внедрении ФЭС [63]. Ввиду более колебательного характера переходных процессов в таких сетях, довольно часто складывается ситуация, что после возмущений начинаются колебания с нарастающей амплитудой, связанные с быстрой динамикой работы ФАПЧ. В некоторых случаях это приводит к тому, что ФАПЧ уже не может синхронизироваться с сетью, что свидетельствует о нарушении устойчивости из-за функционирования СИ [14].

Поскольку в обобщённых моделях динамика ФАПЧ игнорируется, то воспроизведение определенного спектра процессов не представляется возможным [20]. Наглядным примером является ситуация, описанная в [23]. ФЭС мощностью 550 МВт, установленная в штате Калифорния США, состоящая из 164 СИ мощностью 720 кВА каждый и 365 СИ мощностью 1,36 МВА каждый, испытывала периодические колебания мощности и напряжения с частотой ~ 7 Гц (рисунок 1.15).

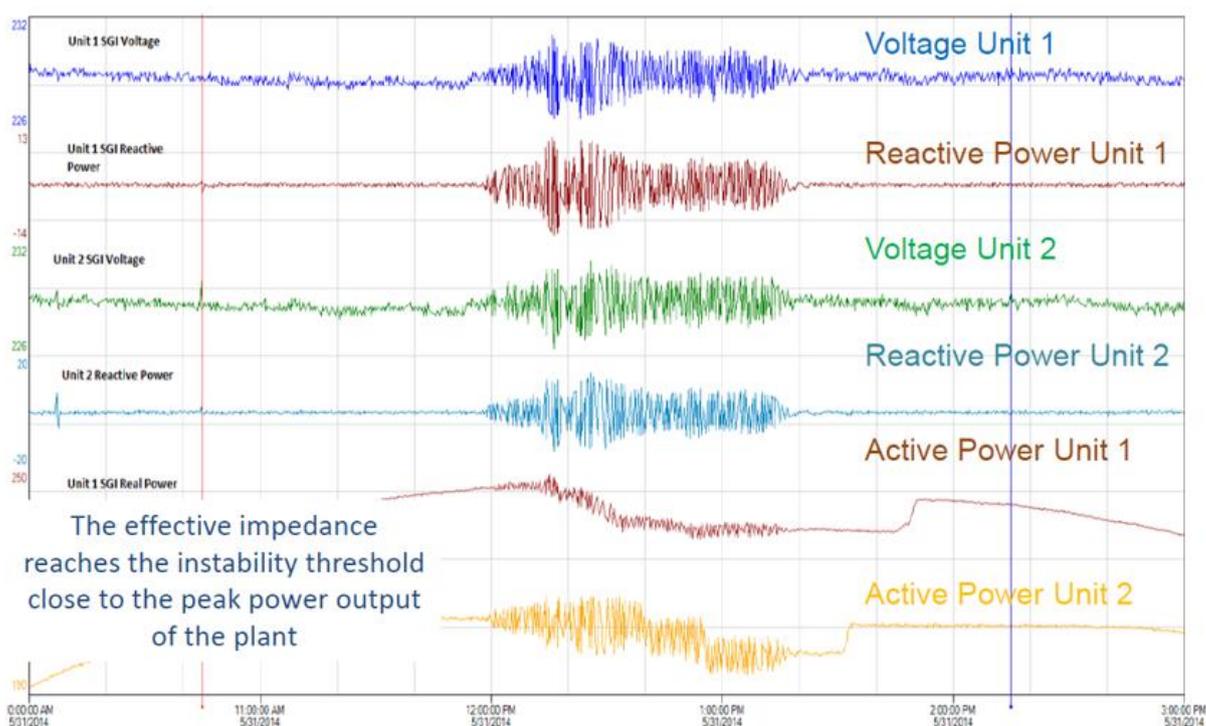


Рисунок 1.15 – Осциллограммы режимных переменных ФЭС мощностью 500 МВт [23]

При выполнении детального анализа, авторы выделили несколько причин колебаний:

1. Потенциальная причина – слабая сеть (ОКЗ менее 3 о.е.)
2. Нештатные ситуации, которые приводили к тому что свойства электрической сети становились еще слабее.
3. САУ ФЭС не предусматривала работу ФЭС в условиях низкого ОКЗ.

Однако обобщённые модели, которые на тот момент использовались для моделирования данной ФСЭС, не позволили воспроизвести колебательные процессы, которые наблюдались в реальной ЭЭС, что существенно затрудняло анализ и борьбу с данными колебаниями. В итоге приходилось в реальном времени варьировать настройками САУ ФСЭС, чтобы минимизировать колебания [23].

Ввиду возникающих проблем с достоверностью результатов моделирования при использовании обобщённых моделей были предложены мероприятия по их модернизации, позволяющие учесть обозначенные недостатки, и использовать их для исследования переходных процессов в ЭЭС с ФСЭС, в том числе в слабой электрической сети [23]. Для повышения численной устойчивости решения вместо источника тока предлагается использовать источник напряжения за сопротивлением (рисунок 1.16) [35, 64, 65], представление которого реализуется с помощью эквивалентной схемы Нортона. Однако при использовании схемы Нортона может возникнуть ситуация, когда формируемая источником величина инъекции тока в сеть превышает допустимое значение, заданное в системе управления, что приводит к ошибке процедуры интегрирования. Устранение данной проблемы осуществляется путём использования небольшой временной задержки в виде апериодического звена первого порядка на выходе.

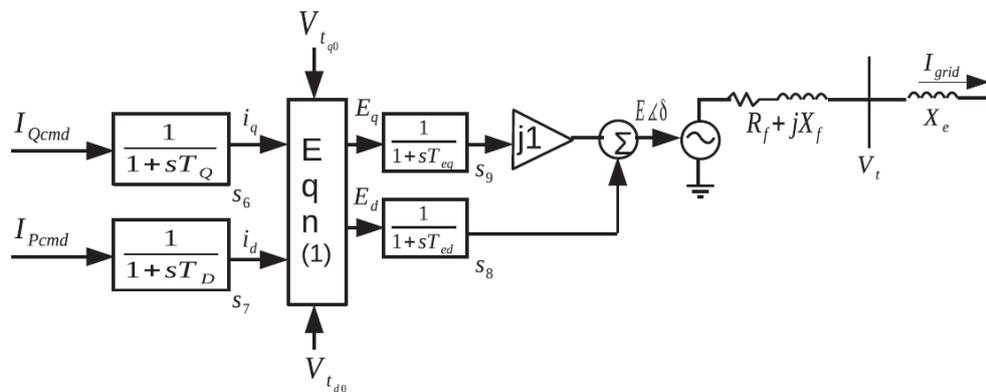


Рисунок 1.16 – Модернизация блока REGC обобщённой модели ФСЭС

Для возможности воспроизведения колебательных процессов в слабой сети в модель добавляется логика функционирования ФАПЧ, заключающая в определении угла вектора напряжения источника через частоту (рисунок 1.17).

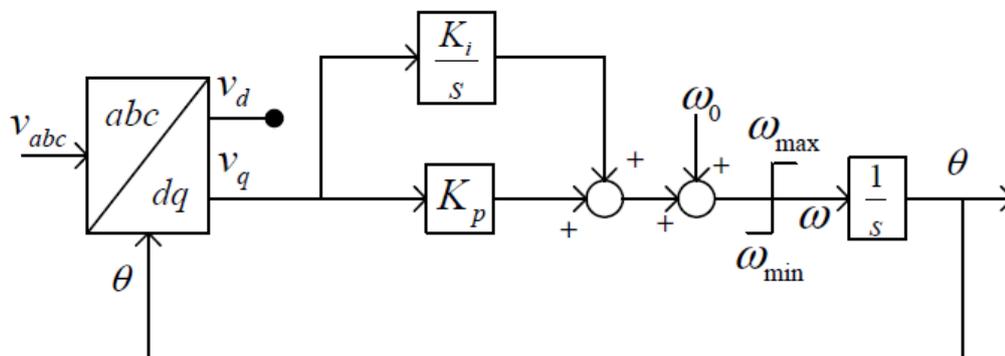


Рисунок 1.17 – Структурная схема блока ФАПЧ используемая в модернизированной обобщённой модели ФСЭС [35]

Реализация динамики КУТ осуществляется без изменений с помощью апериодического звена первого порядка. Исследования, проведенные в [35] демонстрируют, что независимо от коэффициентов усиления пропорционально-интегральных каналов КУТ примерно через 10 мс после возмущения отклик детальной модели КУТ и её аппроксимации в виде апериодического звена совпадают. Общая структурная схема модернизированной модели ФСЭС (рисунок 1.18) описана в [35]. Данная модернизация является наиболее совершенной в настоящее время и позволяет рассматривать весь спектр возмущений в любой реальной ЭЭС.

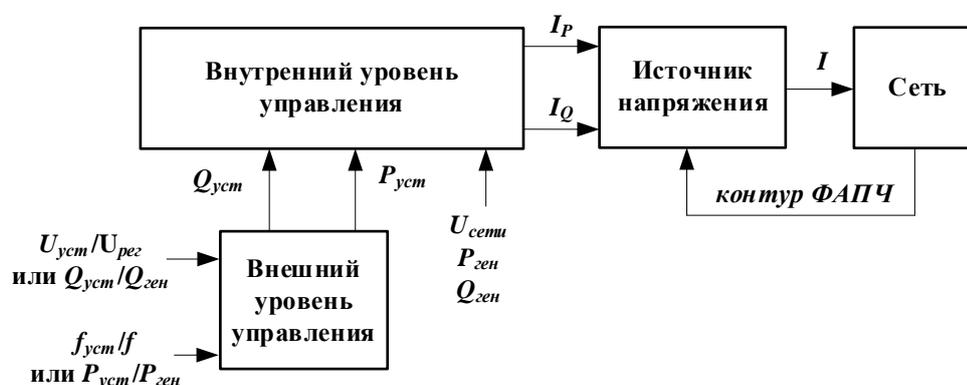


Рисунок 1.18 – Модернизированная обобщенная модель ФСЭС

Однако необходимо отметить, что при исследовании переходных процессов традиционных энергосистем ориентировались на временную шкалу электромеханических переходных процессов (от нескольких миллисекунд до минут). Это позволяло упростить модель ЭЭС и собственно процесс моделирования с помощью ПВК. Ключевым упрощением является предположение, что в осциллограммах тока и напряжения преобладает составляющая основной частоты (50 или 60 Гц). Из этого следует, что электрическая сеть может быть упрощена: её описывают системой алгебраических уравнений с установившимися значениями векторов тока и напряжения. При таком подходе высокочастотные коммутационные и электромагнитные процессы не воспроизводятся. Несмотря на это, получаемые результаты для традиционных ЭЭС являлись, как правило, приемлемыми, поскольку высокочастотные и электромеханические переходные процессы были не взаимосвязаны. Однако временная шкала работы СИ ФСЭС и их систем управления находится уже в диапазоне от нескольких микросекунд и охватывает уже высокочастотные коммутационные и электромагнитные переходные процессы (рисунок 1.19), которые при классическом численном подходе к моделированию обычно игнорируются. В связи с этим по мере распространения ФСЭС, их быстрая реакция будет оказывать всё большее влияние на динамику всей энергосистемы в целом, а использование традиционного подхода к моделированию реальных ЭЭС и игнорирование высокочастотных процессов будет приводить к росту погрешности расчётов или вовсе радикальным различиям [30].

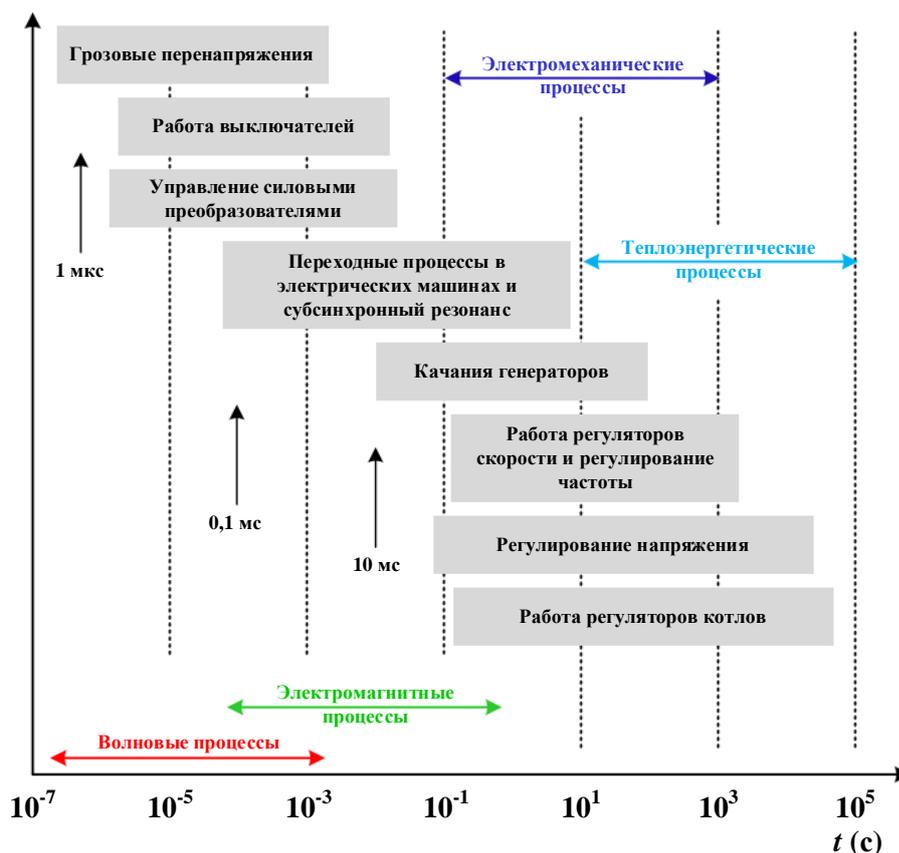


Рисунок 1.19 – Переходные процессы в ЭЭС и их группы

Исходя из вышеизложенного более предпочтительными для моделирования ЭЭС с объектами ФЭС являются ПВК расчёта электромагнитных переходных процессов или программно-аппаратные комплексы (ПАК). Однако такие ПВК для моделирования больших моделей ЭЭС не всегда эффективны, поскольку расчеты выполняются на персональном компьютере и всегда делят ресурсы процессора с другими программами и службами. Соответственно даже на мощных персональных компьютерах их вычислительная способность ограничена. В качестве примера, можно привести опыт специалистов из государственной электросетевой компании Китая [66], которые продемонстрировали, что для схемы ЭЭС с объектами ВИЭ размерностью 400 узлов, воспроизведение 5 секундного интервала при однофазном коротком замыкании заняло более 4,7 часа при шаге интегрирования 5 мкс. Более того, время моделирования аналогичного интервала при более сложных возмущениях доходило до 50 часов. В связи с

этим более предпочтительными выглядят цифровые многопроцессорные ПАК реального времени.

В ПАК используются детальные модели оборудования, ФСЭС и ЭЭС в целом. Однако для ПАК свойственна собственная проблематика моделирования реальных ЭЭС с учетом различного оборудования объектов ВИЭ, в том числе ФСЭС:

1. В ПАК заданная пользователем схема ЭЭС разделяется на фрагменты, которые распределяются по вычислительным процессорным модулям, связь которых обеспечивается с помощью линий электропередачи или кабельных линий. Однако если нет никакой реальной линии, соединяющей какие-либо две подсистемы, или две подсистемы неразделимы, то вводятся фиктивные линии, которые также вносят временную задержку. Такие искусственные линии искажают частотный спектр моделируемого переходного процесса, несмотря на то, что эти ошибки могут быть скомпенсированы или сведены к минимуму, выбор соответствующих местоположения и длины линий связи является сложной задачей [67].

2. После выполнения своих вычислений процессорные модули должны обмениваться данными друг с другом за счет создаваемой дополнительной задержки во временном шаге, которым ограничивается возможная пропускная способность ПАК реального времени.

3. Алгоритм разделения исходной схемы ЭЭС на более мелкие подсистемы в лучшем случае является произвольным, обычно основанным на опыте и решаемых задачах пользователя, хотя в некоторых симуляторах, таких как HYPERSIM, есть метод автоматического разделения [68].

4. При любой топологии реальной ЭЭС, как правило, есть наибольшая подсистема, которая не может быть разложена на составляющие, что приводит к неравномерной вычислительной нагрузке на процессорные модули. В таких случаях общая пропускная способность ПАК ограничена скоростью модуля, воспроизводящего самую большую подсистему.

5. При моделировании ЭЭС большой размерности обычно используется шаг расчета 50 мкс. В этом случае, модели СИ, используемых в устройствах ФСЭС, реализуются упрощенными управляемыми источниками напряжения, без воспроизведения топологии СИ, так как время переключения IGBT-транзисторов составляет 1–3 мкс [69].

Для преодоления обозначенных ограничений в настоящее время разработаны различные подходы к детальному моделированию реальных ЭЭС с ФСЭС:

1. Разделение единой математической модели ЭЭС на подсистемы, рассчитываемые разными методами и с разным шагом [70]. Суть данного метода заключается в замене интегрирования алгебраическими операциями над векторами в одной из подсистем, в другой подсистеме воспроизводятся электромагнитные переходные процессы. Основные недостатки данного подхода:

1.1. Связь между подсистемами, рассчитываемыми с разным шагом, реализована упрощено и осуществляется с большим из используемых времен расчета, что препятствует распространению возмущений с малой постоянной времени между подсистемами и приводит к их искаженному влиянию на ЭЭС в целом.

1.2. Описанный подход применим при условии, что в подсистеме, рассчитываемой в векторном виде, должны отсутствовать колебания вплоть до 200 Гц. Обычно это низковольтные сети без длинных линий и конденсаторных батарей.

1.3. Учитывая предыдущий пункт, настройка САУ СИ и др. не может быть выполнена с учетом влияния субсинхронных колебаний, что приведет к несоответствующей действительности их реакции.

2. Разделение схемы и моделируемого оборудования между подсистемами двух типов [71]. Данный подход является модификацией предыдущего, в котором в подсистеме первого типа также производится расчет электромагнитных переходных процессов (electromagnetic transient

simulation (EMT)); во втором – расчет электромеханических переходных процессов (transient stability analysis simulation (TSA)). Несмотря на широкие возможности по воспроизведению электромагнитных переходных процессов в EMT-части, использование TSA не позволяет воспроизводить высокочастотные процессы, что приводит к потере информации при обмене между TSA и EMT. Также разный шаг расчета в EMT и TSA, обычно 50 мкс и 10 мс соответственно, приводит к задержке при обмене информацией и соответствующей значительной погрешности в случае быстрых переходных процессов [72, 73].

Для увеличения размерности моделируемой в EMT подсистемы в [74] предлагается использовать несколько EMT-частей и одну общую TSA. Однако такой способ не решает выше обозначенные проблемы. Другим направлением по повышению полноты и достоверности моделирования без расширения масштаба EMT является использование частотно-зависимого сетевого эквивалента, представляющего собой RLC-цепь (Frequency Dependent Network Equivalent – FDNE) [67]. Роль FDNE заключается в воспроизведении реакции ЭЭС в целом на быстрый переходный процесс в EMT-части. Однако недостаток использования FDNE заключается в низкой вычислительной эффективности, ограничивающей размерность моделируемой ЭЭС. Также при коммутациях в сети в FDNE возникают побочные переходные процессы, которые оказывают паразитное влияние и снижают точность интерфейса взаимодействия TSA и EMT [75]. Кроме этого, как и в первом подходе, при использовании разных временных шагов расчета, обмен информацией между TSA и EMT осуществляется с наибольшим из используемых времен, что приводит к потере полноты и достоверности моделирования ЭЭС в целом.

Помимо проблем, связанных с шагом интегрирования, в TSA неизбежно используются ранее обозначенные упрощения и ограничения, причины которых связаны с проблематикой численного интегрирования: все сетевые элементы воспроизводятся статическими моделями и расчеты выполняются по однолинейным схемам с применением метода симметричных

составляющих для несимметричных режимов без учета гармонического спектра. Применяются упрощенные математические модели оборудования, что приводит к исключению апериодической составляющей, а использование эквивалентного сопротивления в виде FDNE не позволяет отразить распространение и затухание апериодической составляющей, поскольку очевидно, что этот процесс индивидуален для каждого элемента ЭЭС.

3. Использование вычислительных процессорных модулей с программируемой пользователем вентильной матрицей (Field Programmable Gate Array – FPGA) [76]. Применение FPGA позволяет путем распределения групп математических моделей между FPGA увеличить размерность моделируемой ЭЭС и осуществлять решения с малым шагом, но при этом возникает необходимость вводить частичное упрощение математических моделей: ряд сетевых элементов описываются линейными алгебраическими уравнениями, модели первичного двигателя генератора и системы возбуждения упрощаются, что вновь приводит к потере полноты и достоверности результатов таких расчетов.

4. Проект Global Real-Time Super Lab (вовлечены научно-исследовательские центры США и Европы) [75, 77, 78]. Схожий с предыдущим подход подразумевает разделение и распределение моделируемого оборудования, только не между отдельными вычислительными модулями, а между ПАК. Данный подход имеет большой временной интервал для обмена информацией (сотни миллисекунд). Соответственно такая схема расчета математической модели ЭЭС ограничена конкретным кругом задач, связанных с моделированием медленно протекающих процессов.

Помимо вышеизложенного, еще одной существенной проблемой цифрового моделирования является сложность адекватного воспроизведения коммутационных процессов, в частности функционирование силовых полупроводниковых ключей СИ, являющихся неотъемлемой частью ФЭС. В большинстве случаев модели силовых ключей представляются

проводимостью, величина которой определяется состоянием ключа. Такое представление для силового ключа является упрощенным, т.к. отсутствует возможность определить потери на переключение ключа и возникающие при этом перенапряжения. Кроме этого, процессы, как в полупроводниковых, так и механических ключах нельзя рассматривать как линейные процессы. В одном случае это обусловлено процессами переключения *np*-перехода, в другом – процессами горения дуги. В настоящее время в некоторых ПАК имеется возможность использования различных достаточно подробных математических моделей ключей [79]. Сравнение процессов, воспроизводимых с помощью этих моделей, приведено в [79]. Опубликованные результаты сравнения демонстрируют различия, при этом авторами рекомендуется в качестве эталонной использовать модель, которая является более упрощенной по сравнению с полной детализированной моделью. Таким образом, в настоящее время отсутствуют теоретические основы для разработки адекватных математических моделей, достаточно полно и достоверно описывающих спектр коммутационных процессов. Из проведенного анализа следует, что в многопроцессорных ПАК реального времени возможно использование всережимных математических моделей всего значимого оборудования ЭЭС с ФСЭС в целом, но с определенными особенностями, ограничениями, которые важно учитывать.

В диссертационной работе для комплексного решения проблемы детального моделирования ФСЭС в составе ЭЭС предлагается создание и применение средств, воспроизводящих единый непрерывный спектр квазиустановившихся и переходных процессов в ФСЭС на неограниченном интервале в реальном времени. Для детального воспроизведения остальной части ЭЭС с такой же детальностью как ФСЭС предлагается использовать Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем (ВМК РВ ЭЭС), экспериментальный образец которого разработан в научно-исследовательской лаборатории «Моделирование электроэнергетических систем» Инженерной школы

энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета [80]. Данный комплекс основан на концепции гибридного моделирования, объединяющей в себе основные существующие подходы к моделированию ЭЭС: аналоговый, цифровой и физический. Особенности ВМК РВ ЭЭС позволяют исключить декомпозицию режимов и процессов, упрощение математических моделей элементов и совокупной модели ЭЭС в целом, ограничение интервала воспроизведения процессов, а также проблему сходимости итерационного процесса.

1.3. Выводы по главе 1

Широкомасштабное внедрение ФСЭС с СИ существенно изменяет динамику протекания переходных процессов в ЭЭС из-за отличающейся динамики функционирования СИ и их систем управления по сравнению с традиционной генерацией. Вследствие этого в ЭЭС могут наблюдаться явления, связанные с возникновением слабозатухающих и незатухающих колебаний режимных параметров (напряжение, активная и реактивная мощности, ток и др.) различной частоты, которые возникают как в установившихся режимах, так и после малых и больших возмущений в ЭЭС и приводят к аварийному отключению генерирующего оборудования, а в некоторых случаях даже к его повреждению. Особенно остро стоит данная проблема при внедрении ФСЭС в региональные энергосистемы, в которых имеются удаленные энергорайоны с достаточно крупными узлами местной нагрузки и достаточно высоким процентом внедрения ФСЭС, соответствующего 3 и 4-му этапу по установленной мощности ВИЭ, которые в соответствии с международной терминологией называют слабыми электрическими сетями.

Для решения обозначенной проблемы необходима полная и достоверная информация о процессах в ФСЭС и ЭЭС в целом при нормальных, аварийных

и послеаварийных режимах их работы. Известная специфика и сложность ЭЭС исключают возможность получения всей необходимой информации, особенно аварийного характера, как натурным путем, так и посредством физического моделирования, поэтому основным способом её получения является математическое моделирование. Существующие средства для расчета электромеханических и электромагнитных процессов имеют ряд упрощений и ограничений, поэтому в работе предлагается создать средства, которые их лишены, а в качестве платформы для моделирования ЭЭС предлагается использовать ВМК РВ ЭЭС [80].

Глава 2. Концепция всережимного моделирования и средства её реализации в виде специализированного гибридного процессора фотоэлектрической солнечной электростанции

2.1. Конфигурация модели фотоэлектрической солнечной электростанции и основные положения концепции её всережимного моделирования

Наиболее перспективной и эффективной как в отечественной, так и в мировой энергетике является ФСЭС состоящая из [10, 81]: а) набора фотоэлектрических модулей (ФЭМ), состоящих из фотоэлектрических солнечных элементов (ФЭ) (солнечных ячеек); б) повышающего преобразователя постоянного тока (ПППТ) (DC/DC преобразователь); в) ЦПТ; г) СИ, функционирующего на базе СПН; д) системы автоматического управления и регулирования; е) реактора (Р); ж) фильтра высших гармоник (ФВГ); з) трансформатора (Т). Структурная схема ФСЭС приведена на рисунке 2.1.

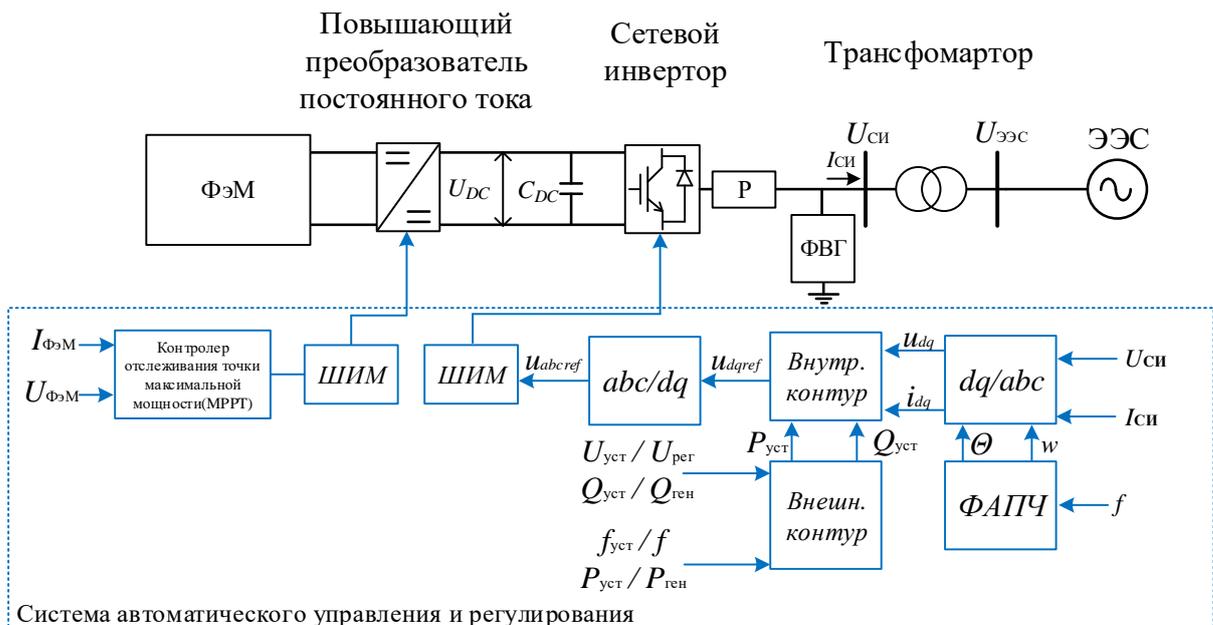


Рисунок 2.1 – Структурная схема ФСЭС

Одной из наиболее оптимальных топологий СИ, который используется для подключения современных сетевых ФСЭС, является СПН, который основан на биполярных транзисторах с изолированным затвором (IGBT) [10]. Максимальной эффективностью и высоким коэффициентом полезного действия (КПД) обладает именно трёхуровневый СПН с активно фиксированной нейтралью, структура которого представлена на рисунке 2.2, где БПУПК1-БПУПК18 – быстродействующие полностью управляемые полупроводниковые ключи [82, 83].

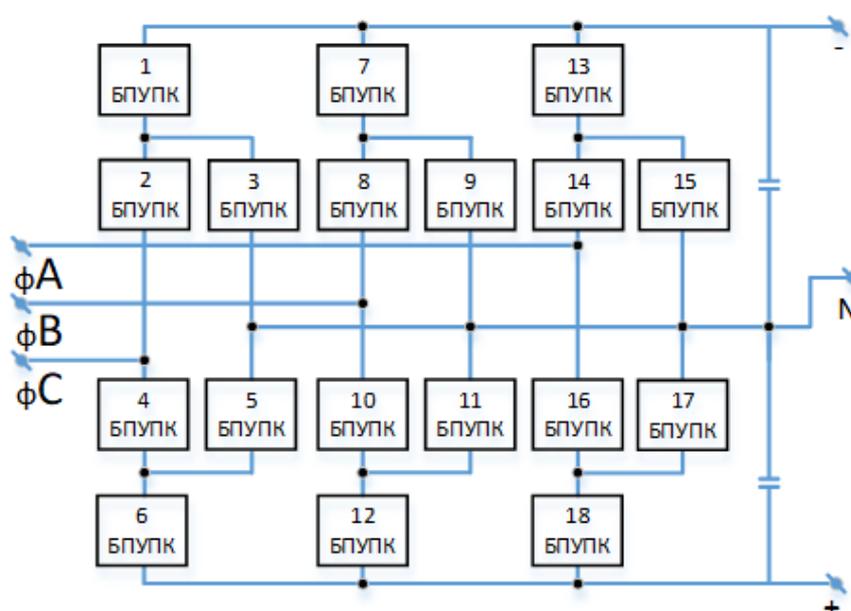


Рисунок 2.2 – Структурная схема СПН.

Одной из часто используемых топологией ПППТ для ФСЭС является zeta топология, представленная на рисунке 2.3. Важной особенностью использования именно zeta-топологии, является то, что данный вид ПППТ способен отслеживать точку максимальной мощности (ТММ) на всей площади кривой зависимости мощности от напряжения [84].

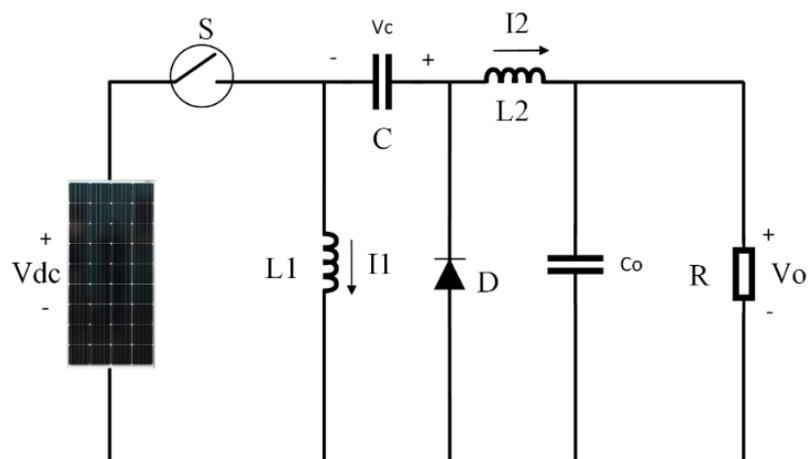


Рисунок 2.3 – Структурная схема ПППТ вида «Zeta»

Так как нет достаточно обоснованных теоретических основ для создания детальных математических моделей, которые могут корректно воспроизводить спектр коммутационных процессов силовых полупроводниковых ключей (0-1000 Гц), используемых в СИ и ПППТ, то один из способов их адекватного воспроизведения является модельный физический уровень, который базируется на использовании цифруправляемых аналоговых ключей (ЦУАК).

Для моделирования САУ ФЭС можно использовать соответствующие алгоритмы, которые реализуются на цифровом уровне. БПУПК и алгоритмы ШИМ позволяют осуществлять функции классического управляемого инвертирования трехуровневого СПН и гибко управлять активной и реактивной мощностью. В САУ ПППТ используется классическая ШИМ и реализация алгоритма «поиска точки максимальной мощности (ТММ)» (англ. Maximum Power Point Tracking (MPPT)) [85]. Также на цифровом уровне реализуется модель ФЭМ, состоящая из n -го количества ФЭ (рисунок 2.4).

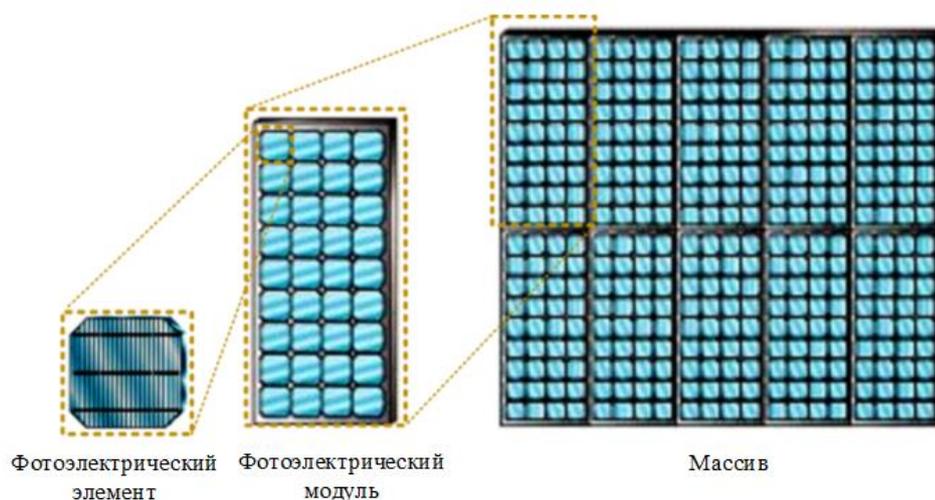


Рисунок 2.4 – Фотоэлектрический элемент, модуль и массив

Реализуемая модель ФЭМ должна отвечать следующим требованиям: 1) корректное воспроизведение вольт-амперной характеристики (ВАХ) ФЭМ, в зависимости от уровня освещенности и диапазона температур; 2) корректное воспроизведение характеристики ФЭМ с учетом изменения полупроводниковых материалов для различного диапазона уровня освещенности. Описание ВАХ ФЭ, предназначенной для моделирования работы ФЭМ, базируется на уравнениях, которые описывают процессы в ФЭ. Часто используемыми моделями ВАХ ФЭМ являются одно-диодные и двух-диодные модели:

1. Идеальная одно-диодная модель (рисунок 2.5). Элемент представлен в виде некоторого источника постоянного тока I_ϕ , величина которого зависит от: 1) уровня облученности поверхности, 2) параллельно соединенного диода, образованного наличием *pn*-перехода, 3) нагрузки R , подключенной к элементу.

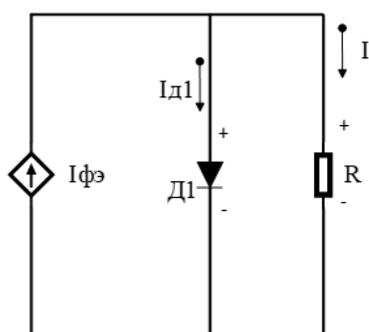


Рисунок 2.5 – Идеальная одно-диодная модель

Наиболее простая и распространенная модель предполагает, что $R_{ш}$ велико, а $R_{п}$ мало, шунтовым током и падением напряжения на $R_{п}$ можно пренебречь [86]. Как правило, фототок I_{ϕ} в данной модели принимают константой, что не дает возможности учитывать уровень инсоляции и изменение температуры ФЭМ.

2. Эквивалентная одно-диодная модель (ОДМ). Данная модель в своем составе содержит следующие элементы: 1) диод (Д1), 2) последовательное ($R_{п}$) и шунтирующее ($R_{ш}$) сопротивления, 3) источник тока (рисунок 2.6).

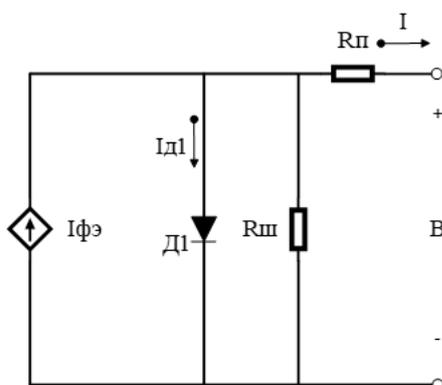


Рисунок 2.6 – Эквивалентная ОДМ

Источник тока имитирует процесс воспроизведения фототока I_{ϕ} . Диод включен в прямом направлении параллельно источнику тока. $R_{ш}$ возникает за счет наличия обратного сопротивления np -перехода и различных проводящих пленок. $R_{п}$ включено последовательно с сопротивлением нагрузки $R_{н}$. Часть полученной фотоэлементом ЭДС будет потеряна на данном сопротивлении

[87, 88]. Рассмотренная модель широко используется при анализе ФЭМ [88]. В реальных моделях ФЭМ, при высокой освещенности, проявляется распределенный характер R_{Π} и зависимость его от I_C . Модель не учитывает ток насыщения. Таким образом, данная модель может являться адекватной для ряда задач исследования ФЭМ, но ее нельзя считать достаточно полной и универсальной.

3. Эквивалентная двух-диодная модель (ДДМ), структурная схема которой представлена на рисунке 2.7.

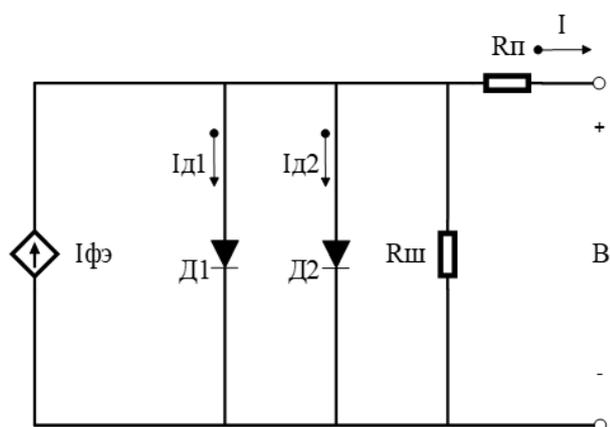


Рисунок 2.7 – Эквивалентная ДДМ

Различные исследования [89] показывают, что ДДМ и ОДМ показывают аналогичные результаты в рамках стандартных тестовых условиях, но при снижении уровня освещенности более точные результаты вблизи точки напряжения холостого хода (ХХ) получены с помощью ДДМ, поэтому ДДМ является более предпочтительной для ряда задач, которые связаны с моделированием ФЭМ.

Структурная схема, использованная для ЦПТ ФЭС, включает в себя конденсаторные батареи (КБ), используемые для накопления и передачи электрической мощности с нужным уровнем напряжения, а также сглаживающие реакторы (СР), которые ограничивают и предотвращают резонансные явления [69], как показано на рисунке 2.8.

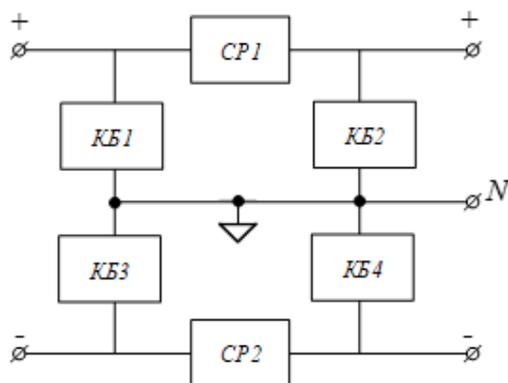


Рисунок 2.8 – Структурная схема ЦПТ

В инвертируемом напряжении, создаваемом трехуровневой топологией СПН, возникают высшие гармоники, которые могут быть отфильтрованы с помощью ФВГ (см. рисунок 2.9).

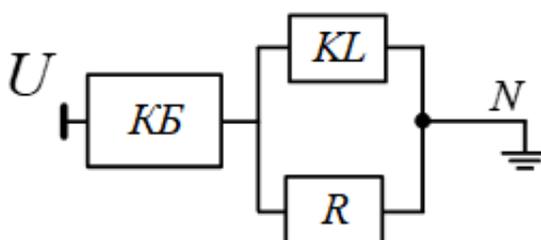


Рисунок 2.9 – Структурная схема фильтра высших гармоник

Известная система дифференциальных уравнений описывает спектр нормальных и аномальных процессов в трансформаторе, используемом в ФСЭС для обеспечения допустимого напряжения для силовых полупроводниковых ключей СПН [90]. Р в структуре ФСЭС ограничивает ток короткого замыкания и воспроизводит спектр процессов с помощью соответствующего дифференциального уравнения.

Чтобы решить проблему математического воспроизведения коммутационных процессов, моделирование различных коммутаций линейных выключателей и коротких замыканий лучше проводить на физическом уровне с помощью ЦУАК.

На основании приведённой конфигурации ФСЭС сформулированы основные положения концепции всережимного моделирования ФСЭС:

1. Для оборудования ФСЭС, которое не содержит коммутационные элементы, синтезируются всережимные математические модели, воспроизводящие единый непрерывный спектр квазиустановившихся и переходных процессов при всевозможных нормальных, аварийных и послеаварийных режимах его работы.

2. Для решения систем дифференциальных уравнений моделируемого оборудования ФСЭС (ЦПТ, Р, ФВГ, Т) используется способ методически точного непрерывного неявного интегрирования в режиме реального времени, для реализации которого разрабатываются и используются цифро-аналоговые структуры – гибридные сопроцессоры (ГСП).

3. Для воспроизведения коммутаций силовых полупроводниковых ключей и спектра всевозможных процессов в ПППТ и СИ разрабатываются цифруправляемые физические модели (ФМ) ПППТ и СИ, которые базируются на ЦУАК.

4. Используется цифруправляемая ФМ продольно-поперечного коммутатора (ППК) на базе ЦУАК, обеспечивающая воспроизведение в детальной модели ФСЭС всевозможных поперечных и продольных коммутаций [88].

5. Взаимодействие специализированного гибридного процессора (СПП) ФСЭС с другим моделируемым оборудованием должно быть реализовано с помощью модельного физического уровня. Мгновенные значения напряжений, представленные в виде непрерывных математических переменных выходных и входных токов, цифро-аналоговых структур, которые предназначены для решения систем дифференциальных уравнений математически моделируемого оборудования отдельных элементов ФСЭС, трансформируются с помощью преобразования напряжение-ток в соответствующие им модельные физические токи и взаимодействие этих структур с ФМ СИ, ПППТ и ППК, а также моделируемого ФСЭС в аналогично моделируемых ЭЭС происходит на модельном физическом уровне.

непрерывное неявное интегрирование в реальном времени на неограниченном интервале времени. Преобразователи напряжение-ток (u/i) преобразуют мгновенные значения напряжений непрерывных математических переменных входных-выходных токов, а модельные физические входы/выходы ГСП объединяются согласно структурной схеме ФСЭС.

Для реализации алгоритмов САУ ФСЭС, аналого-цифрового преобразования и управления ФМ ППК используются аналого-цифровые преобразователи (АЦП) и взаимодействующие между собой микроконтроллеры, которые формируют микропроцессорный узел (МПУ).

Взаимодействие СГП ФСЭС с другим оборудованием в энергосистеме осуществляется на модельном физическом уровне, а информационно-управляющее взаимодействие с помощью центрального процессора (ЦП), так же обеспечивается связь по локальной компьютерной сети (ЛКС) с сервером ВМК РВ ЭЭС, сервер в свою очередь взаимодействует по внешней компьютерной сети (ВКС) с автоматизированным рабочим местом (АРМ) пользователя/клиента.

2.3. Выводы по главе 2

Концепция всережимного моделирования ФСЭС функционирующей в составе ЭЭС и соответствующая структура программно-аппаратных средств были разработаны на основе анализа конфигурации и специфики функционирования оборудования ФСЭС. Это позволяет детально моделировать в реальном времени единый непрерывный спектр процессов в оборудовании и ФСЭС в целом, в том числе в составе ЭЭС, при любых режимах их работы.

Глава 3. Реализация и испытания специализированного гибридного процессора фотоэлектрической солнечной электростанции

В соответствии с положениями концепции всережимного моделирования ФСЭС в составе ЭЭС и структурой средств их осуществления, образующих СГП ФСЭС, воспроизведение осуществляется на трех различных уровнях моделирования: цифровом, аналоговом и физическом.

Процессы в оборудовании ФСЭС (ЦПТ, Р, ФВГ, Т) описываются с помощью дифференциальных уравнений. Математические модели указанного оборудования весьма консервативны и отличаются значениями параметров, это служит обоснованием возможности их реализации методом непрерывного неявного интегрирования (аналоговый уровень).

САУ СИ, САУ ПППТ, ФЭМ и описывающие их математические модели чрезвычайно разнообразны. В связи с этим они воспроизводятся на цифровом уровне методами численного интегрирования. Затем результаты решения вводятся в аналоговый уровень с помощью соответствующих средств цифро-аналогового преобразования. Также на цифровом уровне реализуется задание различных параметров моделируемого оборудования, передача информации между разными уровнями моделирования посредством аналого-цифровых преобразователей. Цифровой подход обеспечивает гибкость в формировании необходимых систем автоматического регулирования и управления, а также эффективность осуществления всех необходимых информационно-управляющих функций. Причём каждый микропроцессорный узел воспроизводит только модель системы управления конкретного силового оборудования, что не приводит к необходимости решения системы дифференциальных уравнений высокой размерности и жесткости.

Ввиду отсутствия детального математического описания коммутационных процессов в силовых преобразователях (ПППТ и СИ), наиболее эффективным методом их воспроизведения является модельный

физический уровень, который обеспечивается с помощью ЦУАК. На модельном физическом уровне осуществляется воспроизведение силовых полупроводниковых ключей.

3.1. Гибридные сопроцессоры оборудования в специализированном гибридном процессоре ФСЭС

1. В составе ФСЭС воспроизводится Р, схема замещения которого приведена на рисунке 3.1.



Рисунок 3.1 – Схема замещения Р

Модель j -ой фазы реактора, реализуемая в ГСП Р, описывается уравнением:

$$\frac{di_j}{dt} = \frac{1}{L_j} \cdot (u_{j1} - u_{j2} - i_j \cdot R_{jL}), \quad (3.1)$$

где u_{j1} и u_{j2} – напряжения на входе/выходе j -ой фазы Р; i_j – ток j -ой фазы Р; R_{jL} и L_j – активное сопротивление и индуктивность j -ой фазы Р.

Структурная схема ГСП Р имеет вид (рисунок 3.2):

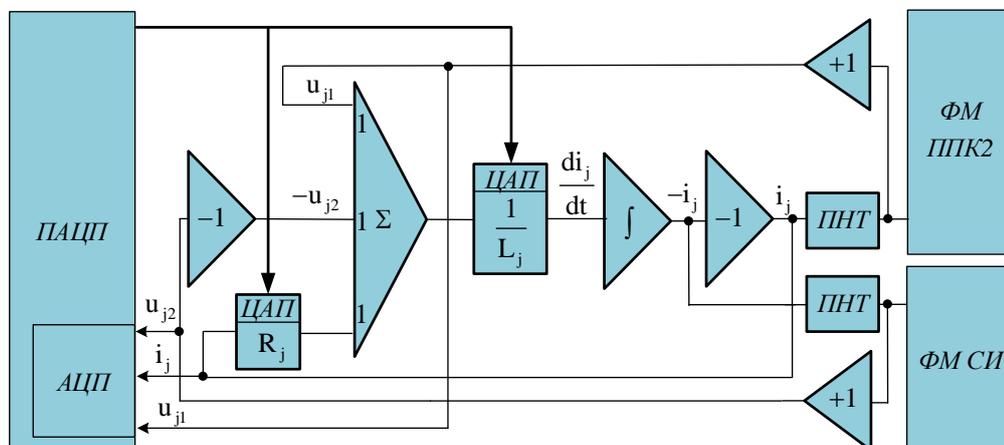


Рисунок 3.2 – Структурная схема ГСП Р

Тестовые исследования ГСП Р, а также других ГСП, с учетом сложности их математических моделей, реализующих эти модели структурных схем и их функционально-элементного состава, выполнены с помощью программы Multisim.

При присоединении одного конца модели Р к идеальному источнику гармонического сигнала напряжения и заземлении второго конца Р, сформированный в результате решения сигнал тока, выраженный напряжением, имеет синусоидальную форму и отстает от сигнала напряжения на угол приблизительно равный 90 градусам, что соответствует функционированию реального Р. Полученные осциллограммы воспроизведения напряжения и тока j -ой фазы представлены на рисунке 3.3.

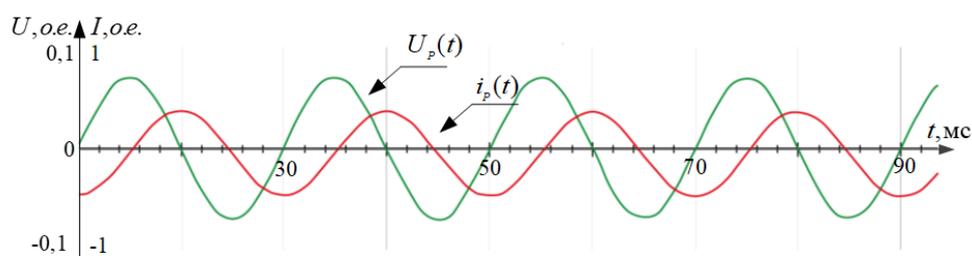


Рисунок 3.3 – Осциллограммы напряжения и тока модели Р j -ой фазы

Соответствие частотных свойств модели Р иллюстрируют приведённые на рисунке 3.4 логарифмическая амплитудно-частотная характеристика (ЛАЧХ) и логарифмическая фазо-частотная характеристика (ЛФЧХ) j -ой фазы Р. Корректность характеристик разработанных моделей подтверждена результатами их сравнения с частотными характеристиками, которые были получены с помощью программного комплекса Multisim.

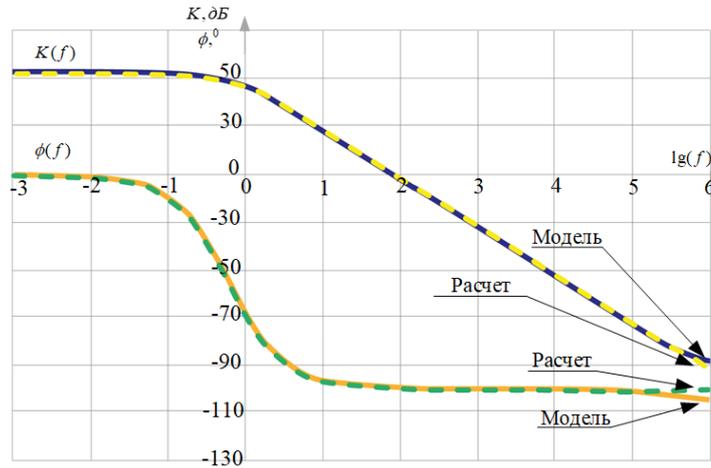


Рисунок 3.4 – ЛАЧХ и ЛФЧХ j -ой фазы Р, где модель – график полученный с помощью разработанной модели, расчет – график полученный по теоретическим данным с помощью программного комплекса Multisim

2. Схема замещения одного из полюсов схемы ЦПТ представлена на рисунке 3.5.

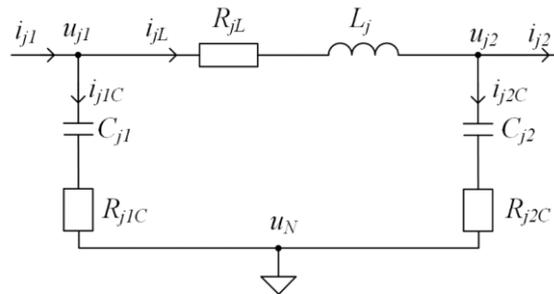


Рисунок 3.5 – Схема замещения j -го полюса ЦПТ

где j – отрицательный или положительный полюс; R_{jL} и L_j – активное сопротивление и индуктивность сглаживающего реактора j -го полюса; R_{j1C} , R_{j2C} и C_{j1} , C_{j2} – активные сопротивления и емкости конденсаторных батарей j -го полюса; u_N – напряжение нейтрали.

В соответствии с представленной схемой замещения, модель каждого полюса ЦПТ образует систему уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l}
 i_{j1C} = \frac{1}{R_{j1C}} \cdot (u_{j1} - u_{j1C} - u_N); \\
 \frac{du_{j1C}}{dt} = \frac{1}{C_{j1}} \cdot i_{j1C}; \\
 \frac{di_{jL}}{dt} = \frac{1}{L_j} (u_{j1} - u_{j2} - R_{jL} \cdot i_{jL}); \\
 i_{j1} = i_{jL} + i_{j1C}; \\
 i_{j2} = i_{jL} - i_{j2C}; \\
 i_{j2C} = \frac{1}{R_{j2C}} \cdot (u_{j2} - u_{j2C} - u_N); \\
 \frac{du_{j2C}}{dt} = \frac{1}{C_{j2}} \cdot i_{j2C}
 \end{array} \right. \quad (3.2)$$

где u_{j1C} , u_{j2C} – напряжения на реактивных сопротивлениях конденсаторных батарей j -го полюса ЦПТ.

Структурная схема модели, имеющая решение на неограниченном интервале времени, ГСП ЦПТ представлена на рисунке 3.6.

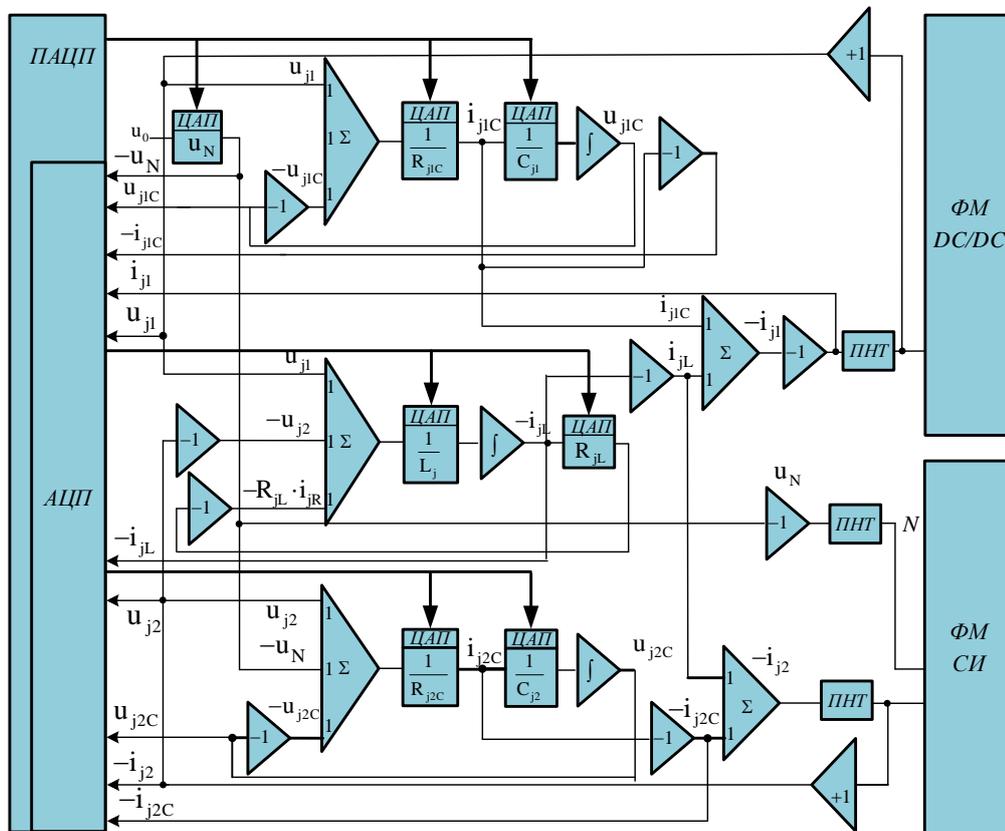


Рисунок 3.6 – Структурная схема ГСП ЦПТ

Аналогичные модели ГСП Р исследования были проведены для модели ГСП ЦПТ: сопоставление частотных характеристик, осциллограммы напряжения и тока (рисунки 3.7-3.9).

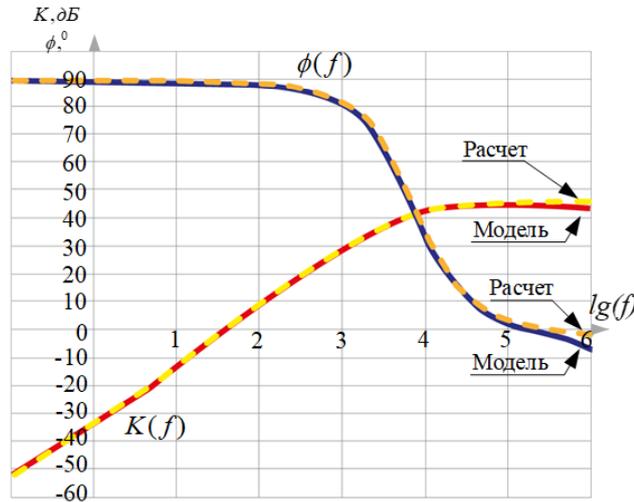


Рисунок 3.7 – ЛАЧХ и ЛФЧХ модели КБ ЦПТ, модель – кривая полученная на основании анализа схемы ГСП ЦПТ, расчет – кривая полученная на основании решения системы дифференциальных уравнений

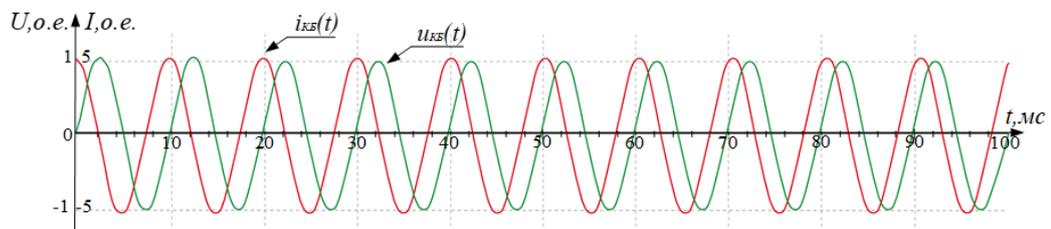


Рисунок 3.8 – Осциллограммы напряжения и тока модели Р одного из полюсов ГСП ЦПТ

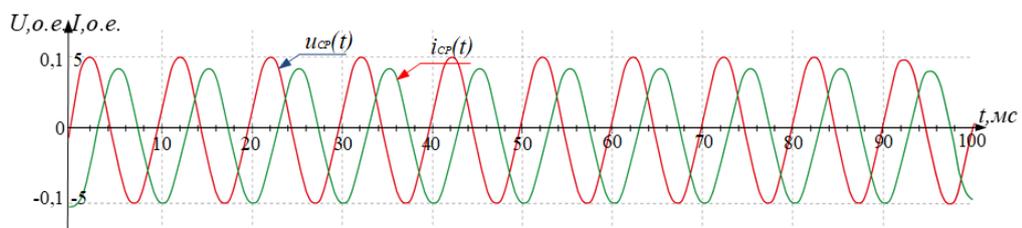


Рисунок 3.9 – Осциллограммы напряжения и тока модели конденсатора одного из полюсов ГСП ЦПТ

3. СИ может генерировать высшие гармоники в точке подключения к сети. Максимальная амплитуда гармоник соответствует частоте коммутаций ключей, для корректной фильтрации таких гармоник используется ФВГ. Схема замещения ФВГ представлена на рисунке 3.10:

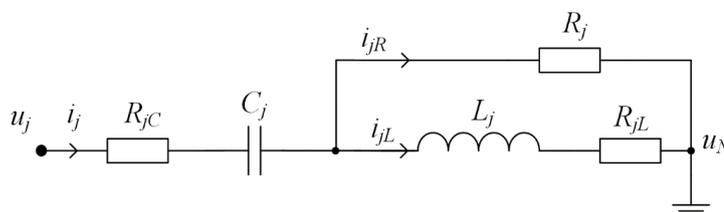


Рисунок 3.10 – Схема замещения ФВГ

где R_{jC} и C_j – активное сопротивление и емкость конденсаторной батареи j -ой фазы; R_{jL} и L_j – активное сопротивление и индуктивность катушки j -ой фазы; R_j – сопротивление резистора j -ой фазы.

В соответствии с представленной схемой замещения, всережимная математическая модель ФВГ представлена в виде системы уравнений:

$$\begin{cases} i_{jR} = \frac{1}{R_j} \cdot (u_j - i_j \cdot R_{jC} - u_{jC} - u_N) \\ \frac{di_{jL}}{dt} = \frac{1}{L_j} \cdot (i_{jR} \cdot R_j - i_{jL} \cdot R_{jL}) \\ i_j = i_{jL} + i_{jR} \\ \frac{du_{jC}}{dt} = \frac{1}{C_j} \cdot i_j \end{cases} \quad (3.3)$$

где u_{jC} – напряжение на реактивном сопротивлении конденсаторной батареи j -ой фазы ФВГ.

Структурная схема модели, имеющая решение на неограниченном интервале времени, ГСП ФВГ имеет вид (рисунок 3.11):

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dz_{j1}}{dt} = (u_{j1} - R_{j1} \cdot i_{j1}); \\ i_{j1} = \frac{1}{L_{j1}} \cdot (-W_{j1} \cdot \Phi_j + z_{j1}); \\ \frac{dz_{j2}}{dt} = (-R_{j2} \cdot i_{j2} - u_{j2}); \\ i_{j2} = \frac{1}{L_{j2}} \cdot (W_{j2} \cdot \Phi_j + z_{j2}); \\ i_{\mu j} = i_{j1} - \frac{1}{k} \cdot i_{j2}; \\ \Phi_j \equiv f(i_{\mu j}) \end{array} \right. \quad (3.4)$$

где $k = \frac{W_{j1}}{W_{j2}}$ – коэффициент трансформации.

Для воспроизведения кривой намагничивания используется гиперболическая аппроксимация с пропорциональной $i_{\mu j}$ аддитивной составляющей $K_4 \cdot i_{\mu j}$:

$$\Phi_j = \frac{K_1 \cdot i_{\mu j}}{K_2 + K_3 \cdot i_{\mu j}} + K_4 \cdot i_{\mu j}, \quad (3.5)$$

где K_1 , K_2 , K_3 и K_4 определяют конкретную аппроксимируемую кривую намагничивания.

Структурная схема модели ГСП Т, имеющая решение на неограниченном интервале времени, представлена на рисунке 3.13.

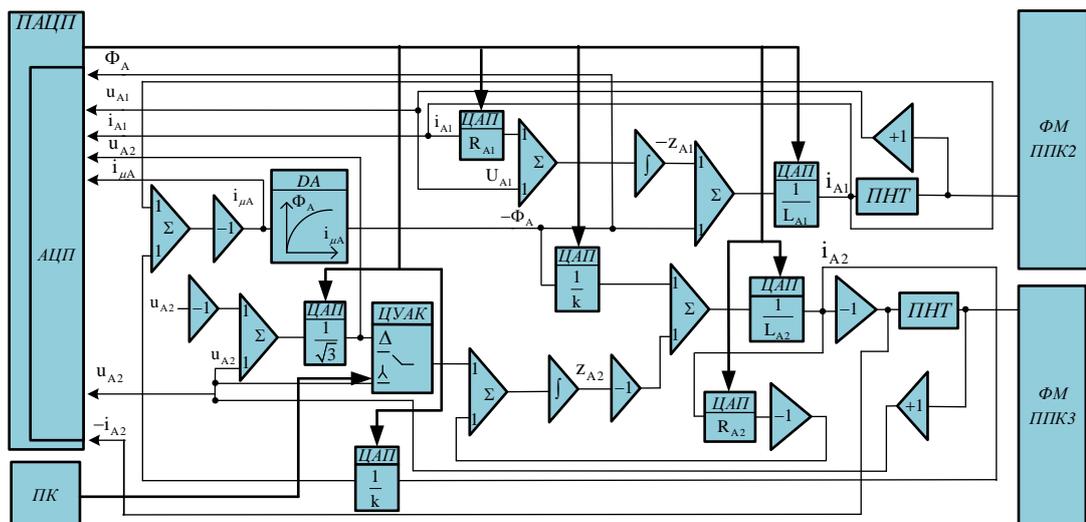


Рисунок 3.13 – Структурная схема ГСП Т

Корректность функционирования модели трансформатора иллюстрируют представленные на рисунках 3.14-3.16 осциллограммы тока и напряжения первичной обмотки, а также тока намагничивания и магнитного потока j -ой фазы Т.

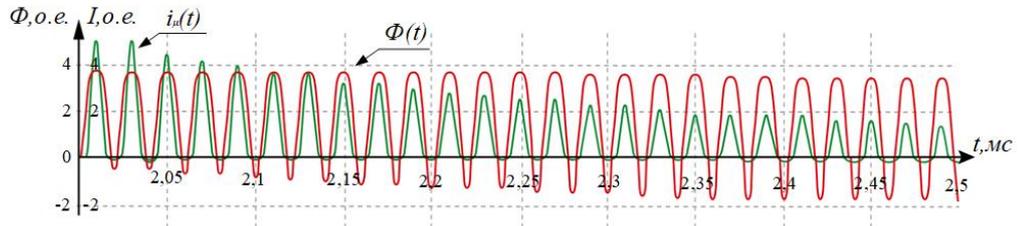


Рисунок 3.14 – Осциллограммы магнитного потока и тока намагничивания модели ГСП Т при включении на XX

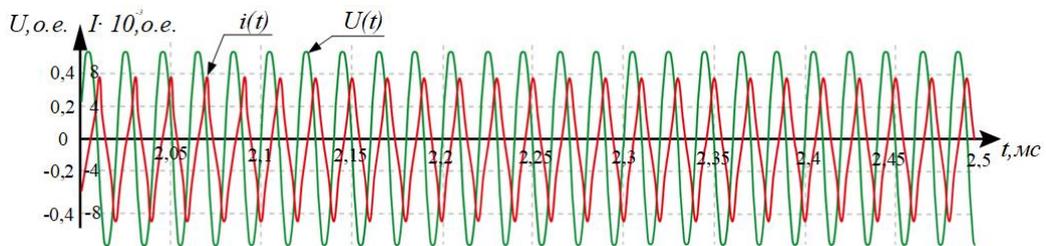


Рисунок 3.15 – Осциллограммы напряжения первичной обмотки и тока модели ГСП Т при включении на XX

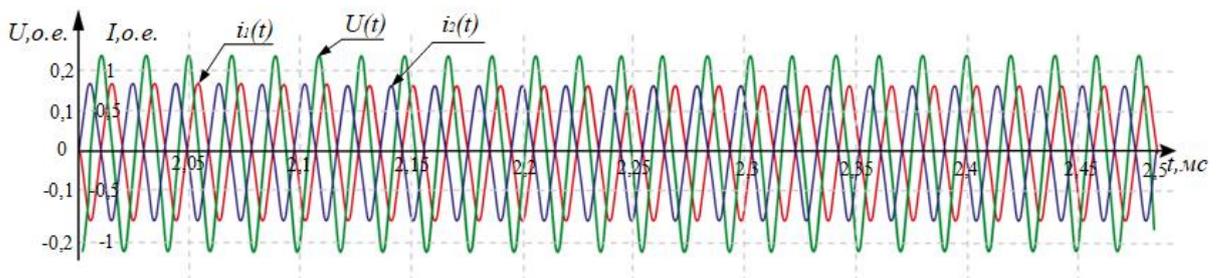


Рисунок 3.16 – Осциллограммы напряжения первичной обмотки и тока вторичной обмотки модели ГСП Т при КЗ

3.2. Цифроуправляемые физические модели специализированного гибридного процессора ФСЭС

На физическом уровне в соответствии с концепцией всережимного моделирования ФСЭС реализованы следующие элементы: ФМ ППК, ФМ ПППТ, ФМ СИ, функционирующего на базе СПН, структурные схемы которых представлены на рисунках 3.17-3.19.

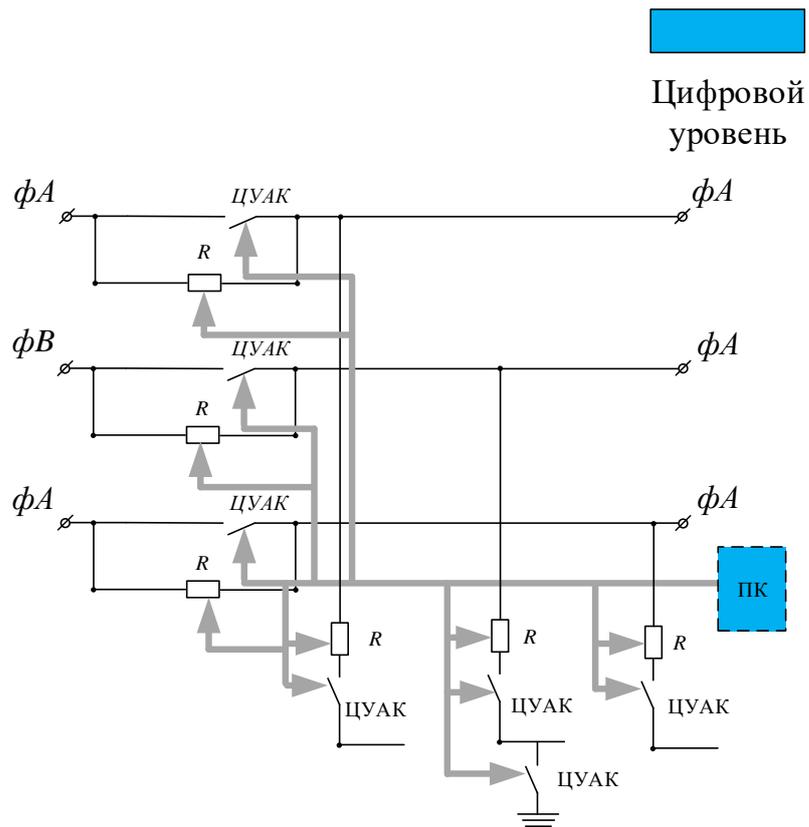


Рисунок 3.17 – Структурная схема ФМ ППК

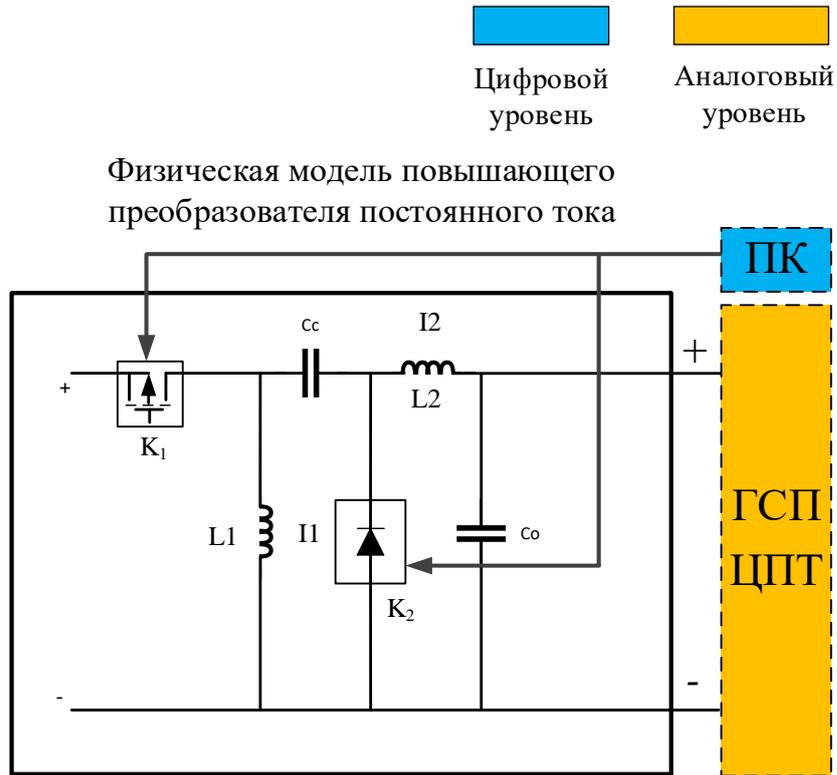


Рисунок 3.18 – Структурная схема ФМ ППТТ

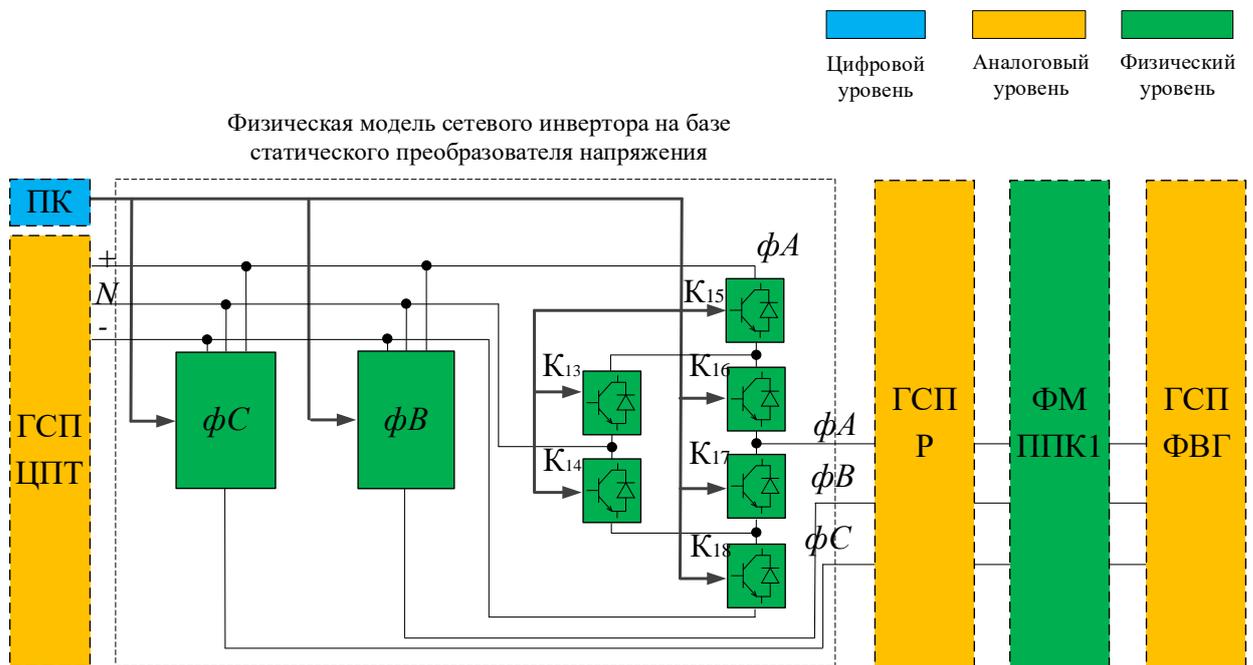


Рисунок 3.19 – Структурная схема ФМ СИ

Физическая модель ключа K , используемая в ФМ ППК, ППТТ, СИ, содержит в своем составе обратный диод (а), силовой транзистор (б) и

демпфирующую цепь ($R_{\text{дем.ц.}}$, $C_{\text{дем.ц.}}$), структурная схема которого представлена на рисунке 3.20.

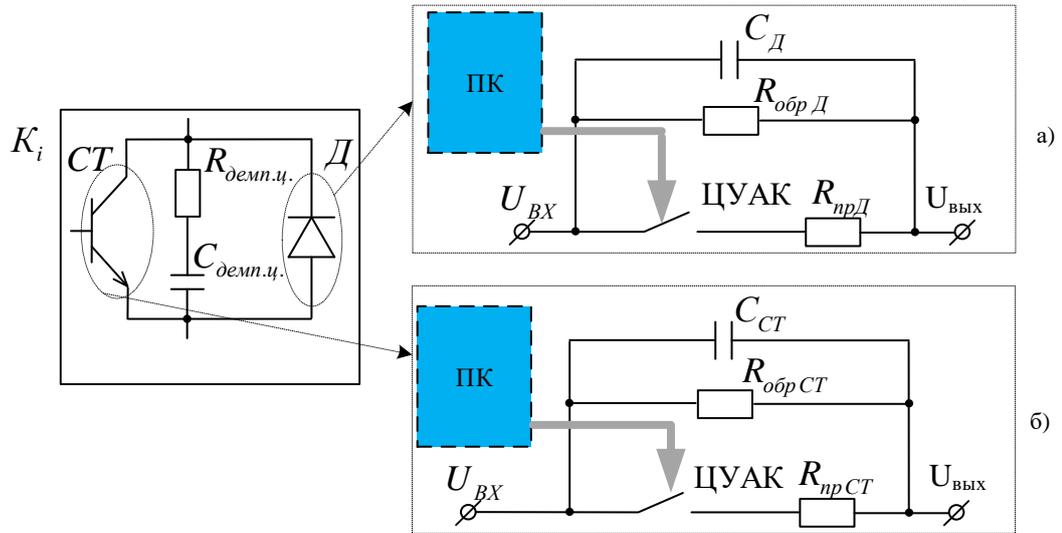


Рисунок 3.20 – ЦУ ФМ i -го ключа

Одним из наиболее важных моментов является исследование моделирования коммутационных процессов при функционировании ключей внутри СИ, осциллограммы таких процессов приведены на рисунках 3.21.

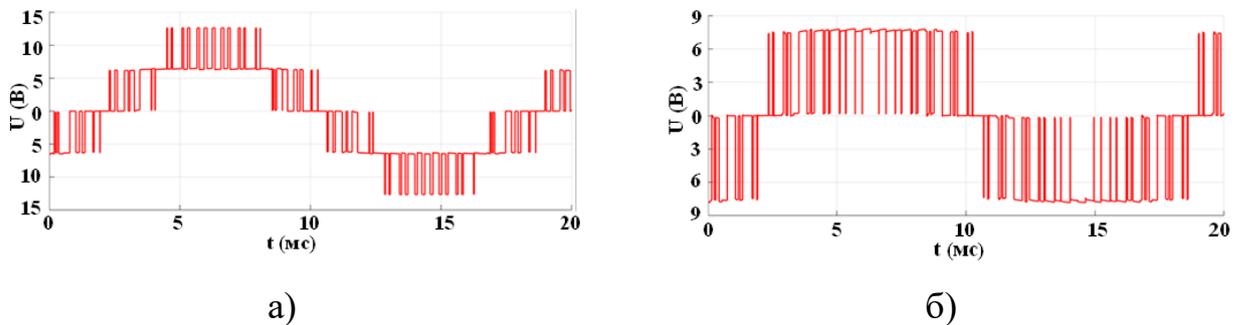


Рисунок 3.21 – Осциллограммы линейного (а) и фазного (б) напряжений на выходе ЦУ ФМ СИ на базе ЦУАК

Тестовые исследования ЦУ ФМ ППК и ПППТ не отличаются от испытаний ЦУ ФМ СИ, за исключением необходимости учета конкретных параметров моделируемых силовых ключей, и заключаются в воспроизведении собственно процесса коммутации ЦУАК. Модели ПППТ и СИ, были реализованы на базе параметров, полученных из открытых источников [91-94], данные приведены в таблице 3.1 и 3.2.

Таблица 3.1 – Основные электрические параметры ПППТ SPT200K-H [92]

Параметры	Значения
Номинальная входная мощность, кВт	200
Диапазон входного напряжения постоянного тока, В	0-1500
Диапазон рабочего напряжения при полной нагрузке, В	1212-1500
Макс. рабочий ток, А	180 А
Номинальный рабочий ток, А	150А
Функция буфера постоянного тока	+
Диапазон выходного постоянного напряжения, В	550-1500
Диапазон рабочих напряжений при полной нагрузке, В	1212-1500
Макс. рабочий ток, А	180
Перегрузочная способность	110% в течение длительного времени, 120% в течение 1 мин (при 45°C)

Таблица 3.2 – Основные электрические параметры СИ ABB central inverters PVI-500.0-CN 500 kW [93]

Параметры	Значения
Макс. входное напряжение постоянного тока, В	1000
Диапазон входного постоянного напряжения, В	550-900
Номинальная мощность, кВт	560
Максимальная выходная мощность, кВт	560
Максимальная полная мощность, кВА	620
Диапазон выходного переменного напряжения, В	306-414
Номинальная частота, Гц	50/60
Максимальный выходной ток, А	900

3.3. Микропроцессорный узел специализированного гибридного процессора ФСЭС

На цифровом уровне осуществляются все информационные и управляющие функции, автоматическое и автоматизированное управление параметрами моделируемых компонентов модели, отображение результатов моделирования, а также модель ФЭМ.

1. Модель ФЭМ. При проектировании ФСЭС требуется выбрать оптимальное сочетание её структуры и значений внутренних параметров для каждой проектируемой системы индивидуально. Для решения таких задач используются математические модели, связывающие входные и выходные параметры ФЭМ [95, 96]. Для построения математических моделей, определяющих связь между энергетическими и внутренними параметрами фотоэлектрических систем необходим набор экспериментальных данных.

1.1. Входными параметрами ФЭМ являются:

1.1.1. Полупроводниковый материал ФЭМ.

1.1.2. Изменение уровня освещенности. Динамика и степень освещенности ФЭМ напрямую влияет на фототок I_{ϕ} – электрический ток, который возникает в фотоэлементе при воздействии света, который является основной составляющей уравнения выходного тока ФЭМ. Выбор уровня освещенности также не несет нагрузки на структурную форму полного тока ФЭМ [97].

1.1.3 Частичное затенение СБ. Когда на один из солнечных элементов падает тень, он перестает генерировать электроэнергию и ток не протекает по нему. Затенённый ФЭМ блокирует поток энергии по всей цепи [98].

1.1.4. Паразитные сопротивления R_{Π} (последовательного) и $R_{\text{ш}}$ (параллельного или шунтирующего). Наличие сопротивлений в ФЭМ приводит к рассеянию мощности и к уменьшению КПД. Величина последовательного и параллельного сопротивлений зависит от геометрии ФЭМ. Наличие последовательного сопротивления влияет главным образом на коэффициент заполнения (FF) [99]. При достаточно больших значениях последовательного сопротивления уменьшается также и ток короткого замыкания [100, 101]. Параллельное сопротивление ФЭМ обусловлено токами утечки через неидеальный p - n переход и примесями в области перехода [102].

1.1.5. Уровни рабочих температур. Температура ФЭМ является одним из факторов, влияющих на эффективную работу ФЭС. Так в солнечный и морозный зимний день генерация солнечной электростанции может быть заметно больше чем в такой же солнечный, но жаркий летний день. Температурный коэффициент напряжения холостого хода значительно больше температурного коэффициента тока короткого замыкания, следовательно, с ростом температуры падение напряжения больше чем увеличение силы тока [103].

Помимо вышперечисленного, в качестве входных данных используются значения тока короткого замыкания, напряжения холостого

хода, максимальной мощности, температурные коэффициенты, приведенные в паспортных данных.

Выходными параметрами математической модели ФЭМ являются её электрические характеристики, позволяющие количественно оценить характеристики ФЭМ – максимальная мощность (P_{max}), КПД (η), вольтамперная характеристика $I(V)$, вольт-ваттная характеристика $P(V)$.

1.2. Электротехнические параметры, которые указаны в паспорте ФЭМ – это статистические данные, полученные в результате лабораторных измерений при определенных условиях [104, 105]. К ним можно отнести:

1.2.1 ВАХ солнечной панели, представляющая из себя зависимость тока от напряжения. ВАХ является одной из основных выходных статических характеристик ФЭМ.

1.2.2. Напряжение холостого хода (U_{XX}).

1.2.3. Ток короткого замыкания ($I_{КЗ}$).

1.2.4. Напряжение максимальной мощности (U_{MM}).

1.2.5. Ток максимальной мощности (I_{MM}).

1.2.6. Максимальная мощность (P_M).

1.2.7. Температурный коэффициент.

1.2.8. Эффективность солнечного излучения, является отношением выходной мощности к входной мощности:

$$\eta = \frac{V_{OC} I_{SC} FF}{P_{IN}}. \quad (3.6)$$

Как было обосновано во второй главе, в качестве модели ФЭМ используется двух-диодная модель, в которой рабочий ток определяется формулой:

$$I_C = I_\Phi - I_{01} \left(\exp \left[\frac{q(U_C + I_C R_{II})}{A_1 k T} \right] - 1 \right) - I_{02} \left(\exp \left[\frac{q(U_C + I_C R_{II})}{A_2 k T} \right] - 1 \right) - \frac{U_C + I_C R_{II}}{R_{III}}, \quad (3.7)$$

где I_Φ – фототок, А; I_C – рабочий ток (ток нагрузки), А; U_C – рабочее напряжение (напряжение нагрузки), В; q – заряд электрона ($1.602 \cdot 10^{-19}$ Кл); k – постоянная Больцмана ($1.38 \cdot 10^{-23}$ Дж/К); A – постоянная диода – фактор

идеализации; T – температура СЭ; I_{01} – ток, протекающий через неидеальный р-п переход; I_{02} – обратный ток насыщения, определяемый рекомбинацией в области объемного заряда р-п-перехода; A_1 – фактор идеальности ВАХ диода при I_{01} ; A_2 – фактор идеальности ВАХ диода при I_{02} ; $R_{ш}$ – шунтирующее сопротивление СЭ; $R_{п}$ – последовательное сопротивление СЭ.

Для формирования конечного вида I_C требуется отобразить в уравнении возможность затенения ФЭМ произвольной формы и её топологию. Также необходимо определиться с формой представления I_{ϕ} и I_{01} , I_{02} .

Уравнение фототока. Выходной ток прямо пропорционален энергии солнечного излучения. Существует небольшой температурный коэффициент, порядка нескольких миллиампер на один градус Цельсия для учета разницы температур. Общая форма представления тока выражается как [106-108]:

$$I_{\phi} = [I_{SC} + K_I (T_C - T_{STC})] \lambda, \quad (3.8)$$

где I_{SC} – ток короткого замыкания фотоэлектрического преобразователя при STC ; K_I – температурный коэффициент тока короткого замыкания ФЭМ; T_C – текущая температура ФЭМ; T_{STC} – номинальная рабочая температура ФЭМ; λ – величина солнечной инсоляции, кВт/м².

Возможность учета уровня инсоляции, спектрального состава солнечного излучения, и изменения температуры T_C ФЭМ полностью удовлетворяет требованиям, предъявляемым к модели.

Величину обратного теплового тока I_{RS} приближенно можно найти по величине напряжения холостого хода V_{OC} элемента, измеренного при базовом значении температуры ячейки T_{STC} , по выражению:

$$I_{RS} = \frac{I_{SC}}{\frac{qV_{oc}}{e^{kAT_{stc}} - 1}}, \quad (3.9)$$

Улучшенное уравнение обратного тока насыщения, которое учитывает изменение температуры окружающей среды выглядит следующим образом [109]:

$$I_0 = \frac{I_{SC} + K_I \cdot (T_C - T_{STC})}{\exp\left[\frac{V_{OC} + K_V \cdot (T_C - T_{STC})}{AV_T}\right] - 1}, \quad (3.10)$$

где K_V – температурный коэффициент напряжения холостого хода ФЭМ; V_T – термо-ЭДС соответствующего диода.

При внесении ряда дополнений, уравнение обратного тока насыщения применимо к модели на двух диодах [110]:

$$I_{01} = I_{02} = \frac{I_{SC} + K_I \cdot (T_C - T_{STC})}{\exp\left[\frac{V_{OC} + K_V \cdot (T_C - T_{STC})}{\left(\frac{A_1 + A_2}{p}\right) \cdot V_T}\right] - 1}. \quad (3.11)$$

Несмотря на то, что с данной моделью возможно достижение максимальной точности ВАХ, она является самой ресурсозатратной в плане вычислений. В случае отсутствия паспортных данных по факторам идеальности с целью упрощения в ряде исследований [111] принимают $A_1 = 1$ и $A_2 = 2$, однако проверять правильность таких допущений требуется индивидуально для каждого случая. В ходе сравнения с ВАХ, полученных натурным методом [111] более правомерным будет в общем случае рассматривать $A_1 = 1$ и $A_2 \geq 1,2$ для достижения максимального приближения к реальным выходным характеристикам [111-113]. Структурная схема математической модели ФЭМ, реализованной в МПУ СГП ФСЭС, представлена на рисунке 3.22.

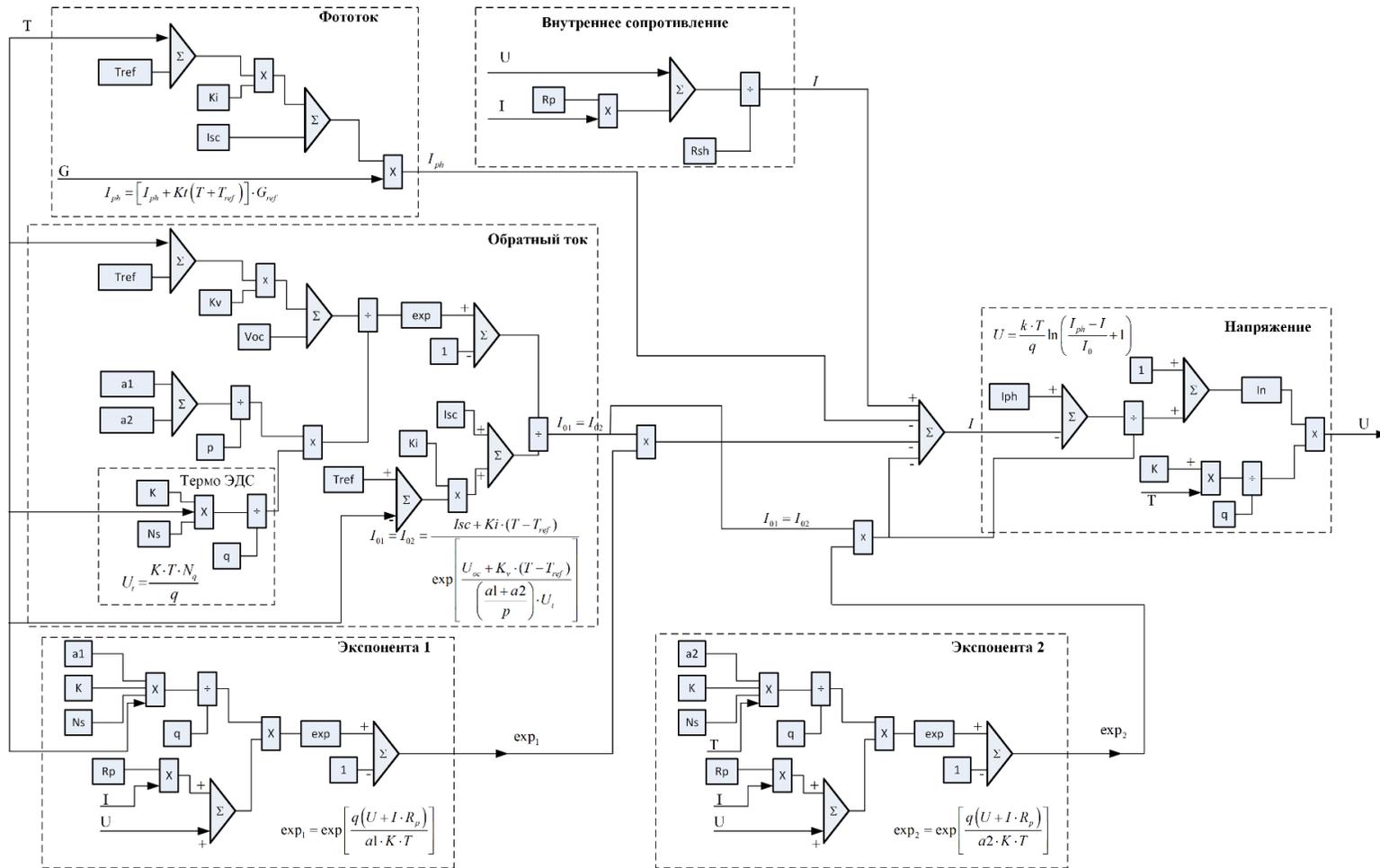
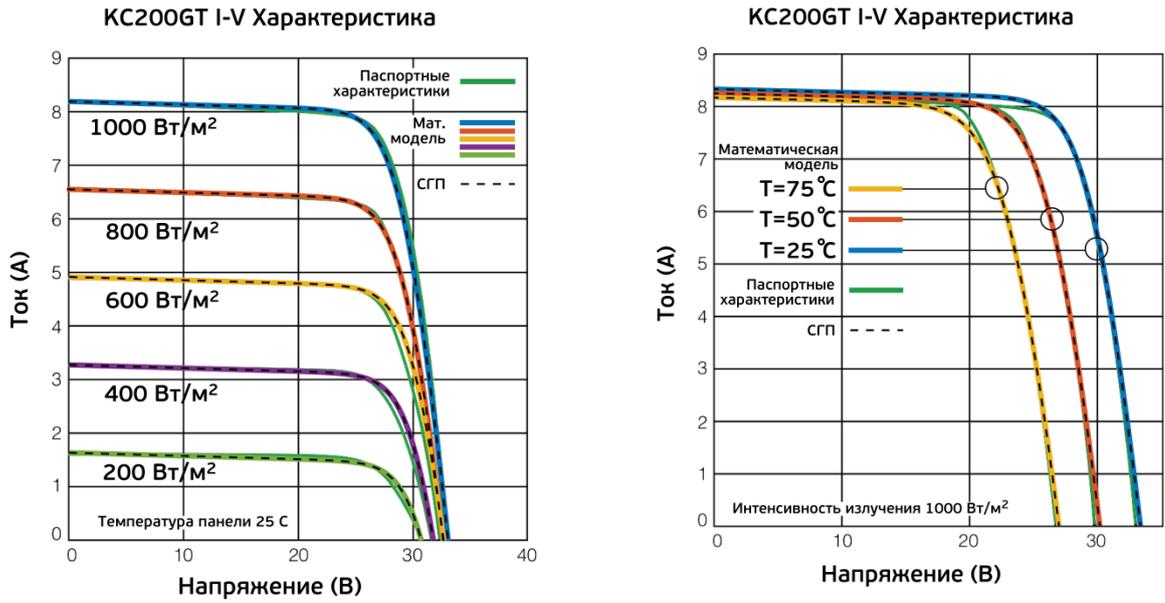


Рисунок 3.22 – Структурная схема математической модели ФЭМ

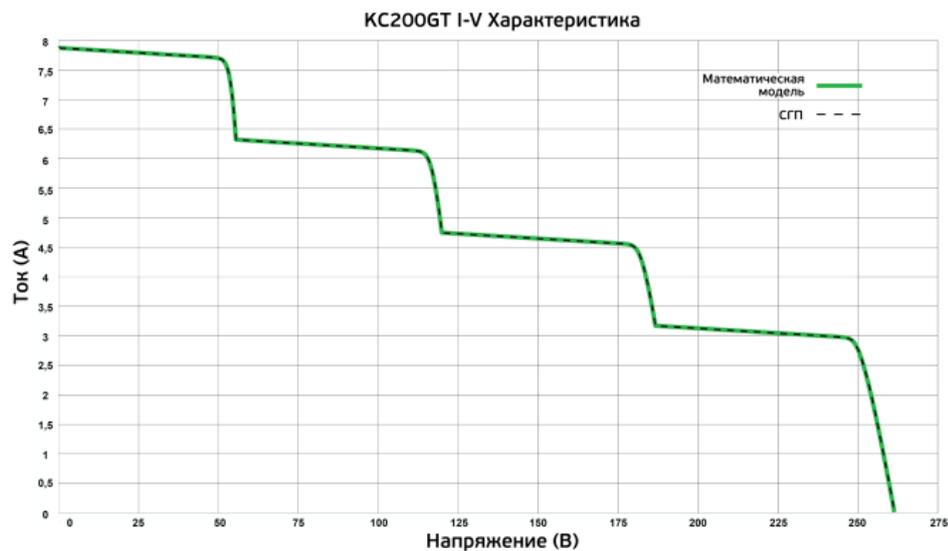
Согласно ряду исследований, двух-диодная модель ФЭМ адекватно воспроизводит протекающие в ней процессы [113]. Несмотря на это, была выполнена верификация разработанной математической модели на основе экспериментальных данных [114]. Исследования проведены в программном комплексе MATLAB Simulink (рисунок 3.23). В данном случае моделируется ФЭМ Multi-Crystalline Kyocera KG200GT [114] (в модуле 54 ячейки, параметры приведены в таблице 3.3.) мощностью 200 Вт при номинальной мощности солнечного излучения в 1000 Вт/м^2 , данный ФЭМ был реализован в СГП ФСЭС.

Таблица 3.3 – Параметры двух-диодной модели ФЭМ Multi-Crystalline Kyocera KG200GT

Параметр	Multi-Crystalline Kyocera KG200GT
I_{sc} , А	8,21
V_{oc} , В	32,9
q , К	$1,602 \cdot 10^{-19}$
K , Дж/К	$1,381 \cdot 10^{-23}$
K_i , мА/°С	3,18
K_v , мВ/°С	-123
A_1	1
A_2	1,2
p	2,2
N_s , шт	54
R_s , Ом	0,32
R_p , Ом	145



(a)



б)

Рисунок 3.23 – Сравнение ВАХ двух-диодной модели СЭ с экспериментальными данными: (а) моделирование частичного затенения солнечной панели Kyocera KC200GT; (б) ВАХ

2. Воспроизведение алгоритмов ТММ осуществляется в МПУ СПГ ФСЭС. С целью увеличения КПД ФСЭС необходимо использовать один из алгоритмов нахождения ТММ. Для выбора воспроизводимого алгоритма

выполнено сравнение часто используемых алгоритмов ТММ [115, 116], которые представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Эффективность алгоритмов нахождения ТММ

Облачность	Perturb and Observe (PO) Алгоритм отклонения и наблюдения		Increment Conductance (IncCond) Алгоритм приращения проводимости		Hill Claiming (HillCl) Алгоритм паразитной емкости	
	Количество дней	КПД, %	Количество дней	КПД, %	Количество дней	КПД, %
Чистое небо	20	98,7	17	98,7	20	90,4
Частичная облачность	14	96,5	11	97,0	10	90,1
Сильная облачность	9	98,1	11	96,7	6	93,1
Всего	43	97,8	39	97,4	36	91,2
Симуляция	КПД, %		КПД, %		КПД, %	
	99,4		99,3		93,1	

Согласно таблице 3.2, КПД алгоритмов случайных возмущений и приращения проводимости больше КПД алгоритма паразитной емкости. Однако, учитывая работы [115-117], при частичной затененности алгоритм приращения проводимости показывает лучшие результаты нахождения ТММ. Учитывая площадь ФСЭС, велика вероятность частичного затенения проплывающими облаками. К тому же, данное затенение будет все время передвигаться по площади ФСЭС, тем самым освещенность отдельно взятой группы солнечных панелей будет резко меняться. Поэтому наиболее подходящий алгоритм нахождения ТММ является алгоритм приращения проводимости (рис. 3.24). Однако при необходимости использования другого алгоритма поиска ТММ, возможности МПУ СГП ФСЭС позволяют это сделать. На рисунке 3.25 представлен результат работы системы управления ФСЭС в условиях резко изменяемого солнечного излучения. Исследования выбранного алгоритма проведены в MATLAB Simulink. С учетом гибкости разработанного СГП ФСЭС, алгоритм ТММ, возможно реализовать на базе САУ СИ

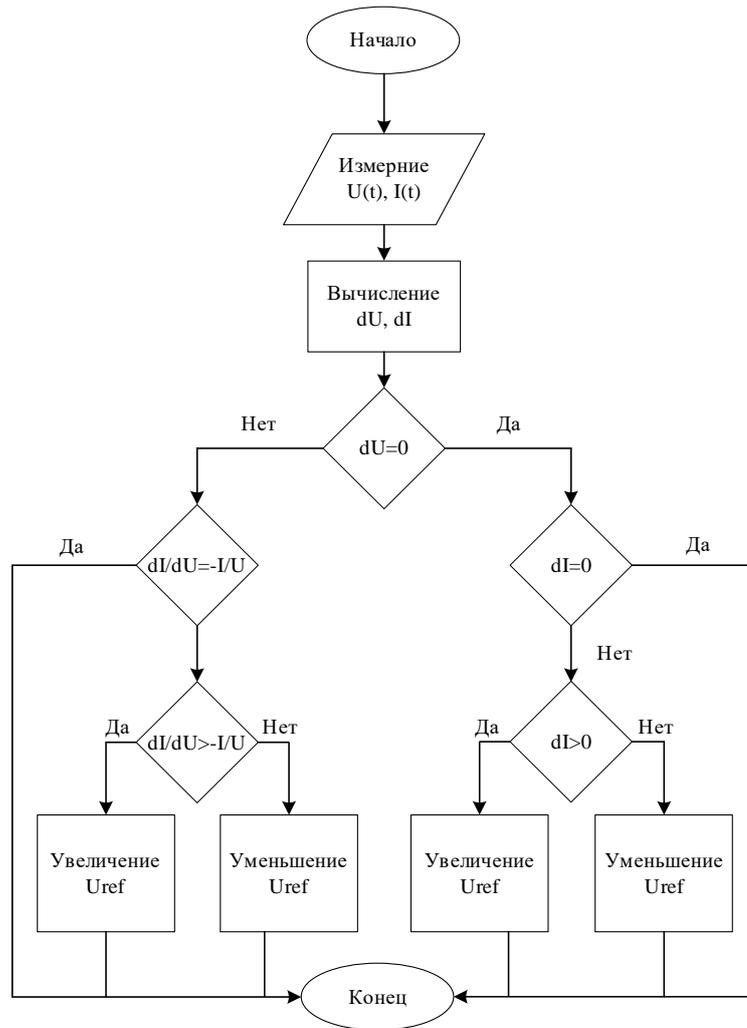


Рисунок 3.24 – Блок-схема алгоритма приращения проводимости поиска точки максимальной мощности

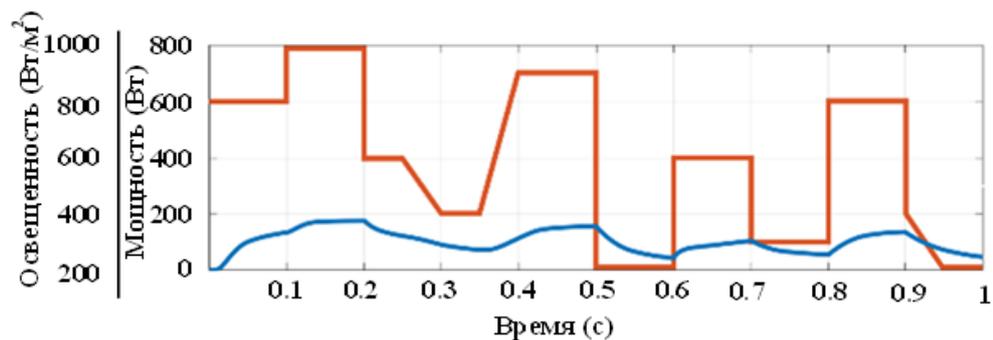


Рисунок 3.25 – Осциллограммы мощности и освещенности при функционировании алгоритма приращения проводимости

3. При использовании БПУПК и соответствующих алгоритмов системы автоматического управления, реализующих ШИМ, осуществляется

формирование требуемого трехфазного напряжения и реализуются необходимые функции управляемого инвертирования СИ, которое обеспечивает управление реактивной и активной мощностью. Векторное управление, в отличие от скалярного, позволяет расширить диапазон регулирования, повысить быстродействие за счет несимметричного трехфазного управления при регулировании по амплитуде и по фазе.

Реализованная структурная схема САУ СИ в МПУ СГП ФСЭС представлена на рисунке 3.26, согласно которой для реализации функции регулирования напряжения сети за счет изменения реактивной мощности в точке подключения СИ необходимой является информация о напряжении и токе на стороне сети переменного тока и выпрямленного напряжения СИ, которая формируется с помощью АЦП.

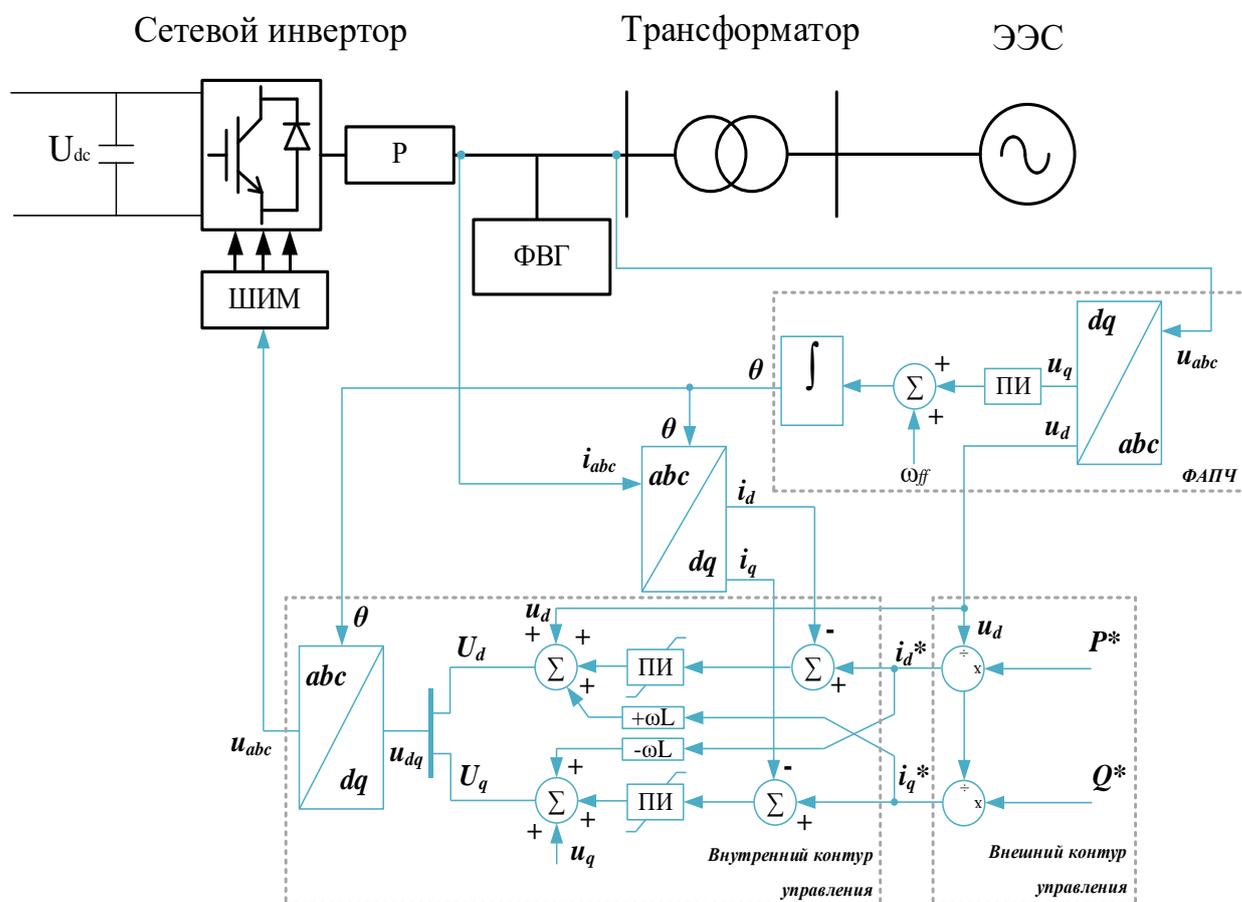


Рисунок 3.26 – Традиционная структурная схема САУ СИ

Измеренные значения напряжения и тока на стороне сети переменного тока преобразуются во вращающуюся систему координат с помощью abc/dq преобразователя. В блоке ФАПЧ происходит преобразование измеренного напряжения системы при помощи преобразования Кларка к неподвижной системе координат $\alpha\beta$, а также определение скорости вращения системы координат в функции от времени, угла между неподвижной осью α и вращающейся осью d (θ – начальный угол поворота оси системы координат dq). В блоке внешнего контура реализуются регуляторы СИ: регулятор реактивной мощности (или регулятор напряжения сети) воздействует на q координату напряжения, регулятор активной мощности (или регулятор напряжения стороны постоянного тока СИ) воздействует на d составляющую. Внутренний КУТ формирует опорное напряжение. Затем производится обратное dq/abc преобразование и полученный опорный вектор напряжения обрабатывается ШИМ для формирования импульсов управления для открытия силовых полупроводниковых ключей СИ.

Согласно принятой концепции реализации СГП ФСЭС и его САУ, функциональная обработка и подготовка данных осуществляется в процессоре АЦП (ПАЦП) (рисунок 3.27).

СГП ФСЭС

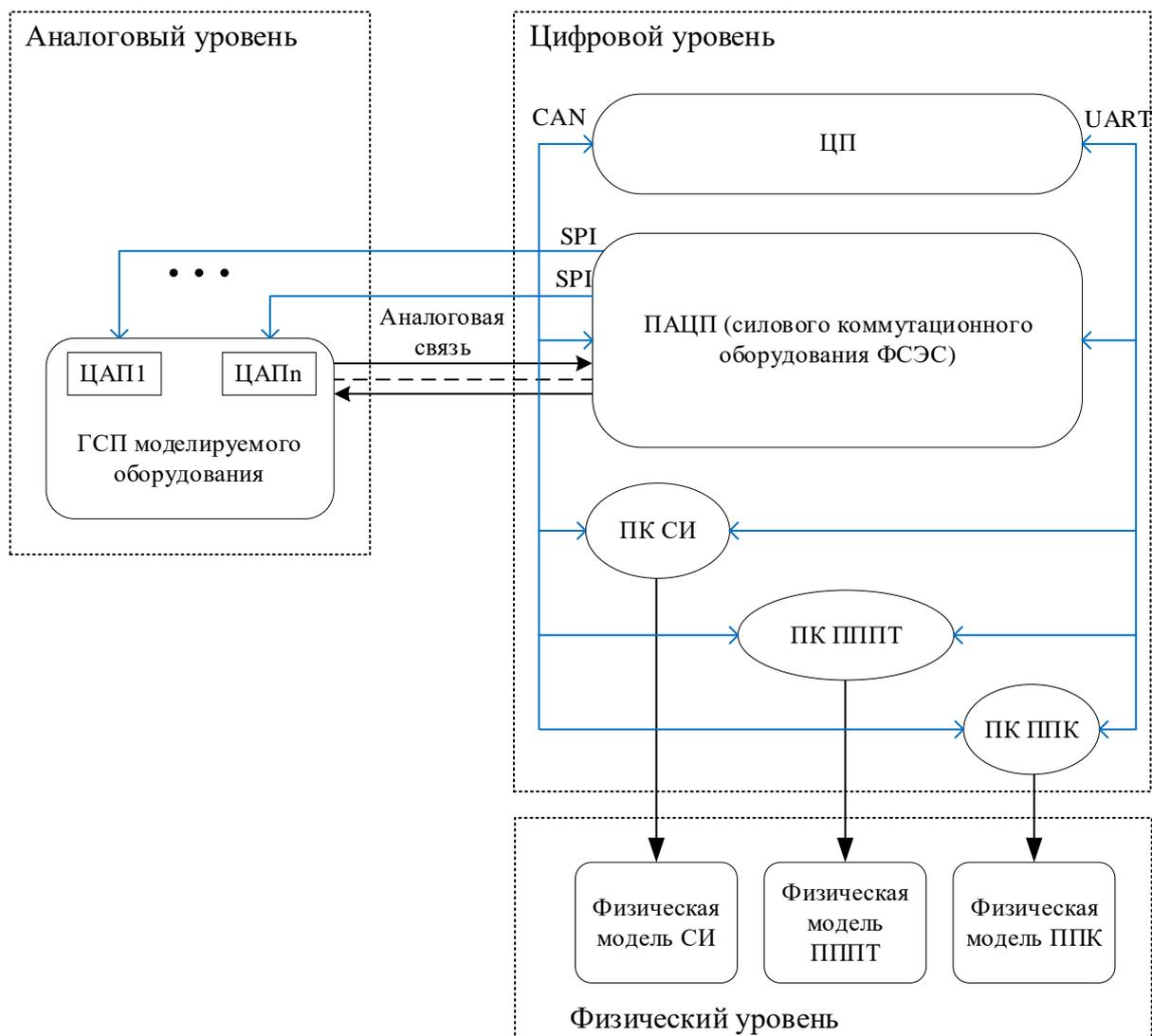


Рисунок 3.27 – Уровни взаимодействия в рамках СГП ФСЭС

На рисунке 3.27 ЦП обеспечивает полное взаимодействие между сервером ВМК РВ ЭЭС и СГП ФСЭС. Шина CAN предназначена для широковещательных взаимодействий ЦП и ПАЦП, ПК СИ, ПК ППК и ПК ПППТ, а также для синхронизации работы всех процессоров и их перепрограммирования. Структура каждого ГСП, в которых реализуются математические модели элементов ФСЭС, включает цифро-аналоговые преобразователи, посредством которых осуществляется задание и динамическое управление параметрами математической модели с помощью шины SPI. По шине UART осуществляются индивидуальные взаимодействия между обозначенными выше процессорами. В

ПК СИ и ПППТ реализуются ШИМ и формирование управляющих сигналов для ЦУАК.

В соответствии с выше обозначенным, процедура работы ПАЦП (функциональная обработка и подготовка данных) должна осуществляться циклически (основной цикл составляет 200 мкс и включает четыре кванта по 50 мкс каждый), с необходимыми операциями прерывания: проверка и чтение, запись массива данных, обслуживание UART (передача данных в ПК, запись данных в буфер, чтение уставок регуляторов) и синхронизации времени ЦП и ПАЦП по шине CAN.

Для подтверждения адекватности выполнения программы ПАЦП далее представлены временные диаграммы выполнения процедур чтения АЦП, расчета мгновенных значений мощности, процедуры записи массива статистики, процедуры ШИМ и временная диаграмма процедуры задания параметра (рис.3.28-3.30).

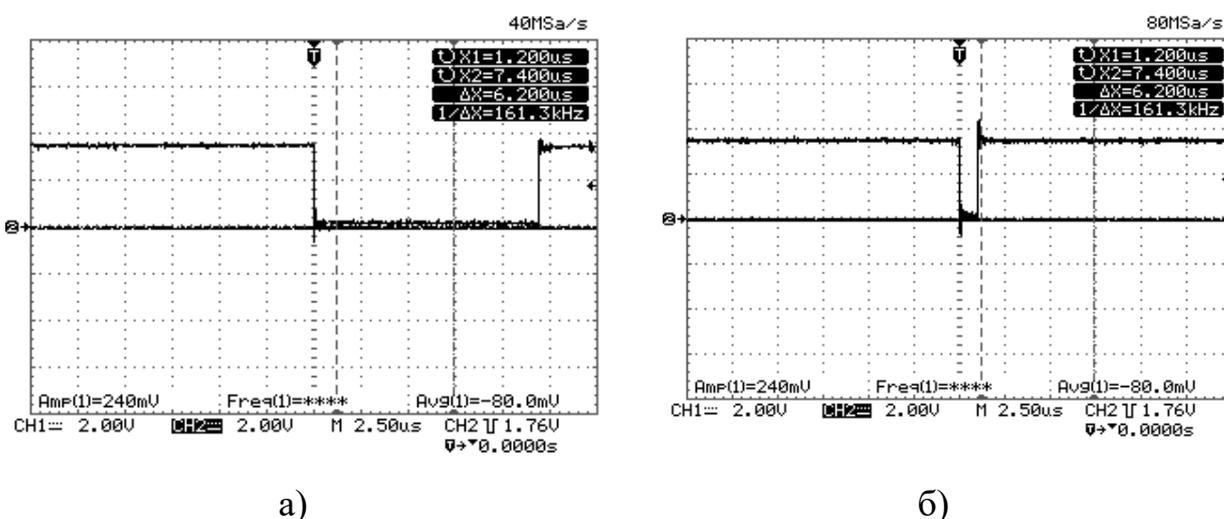


Рисунок 3.28 – Временная диаграмма: а) процедуры чтения АЦП; б) процедуры расчета мгновенных значений мощности

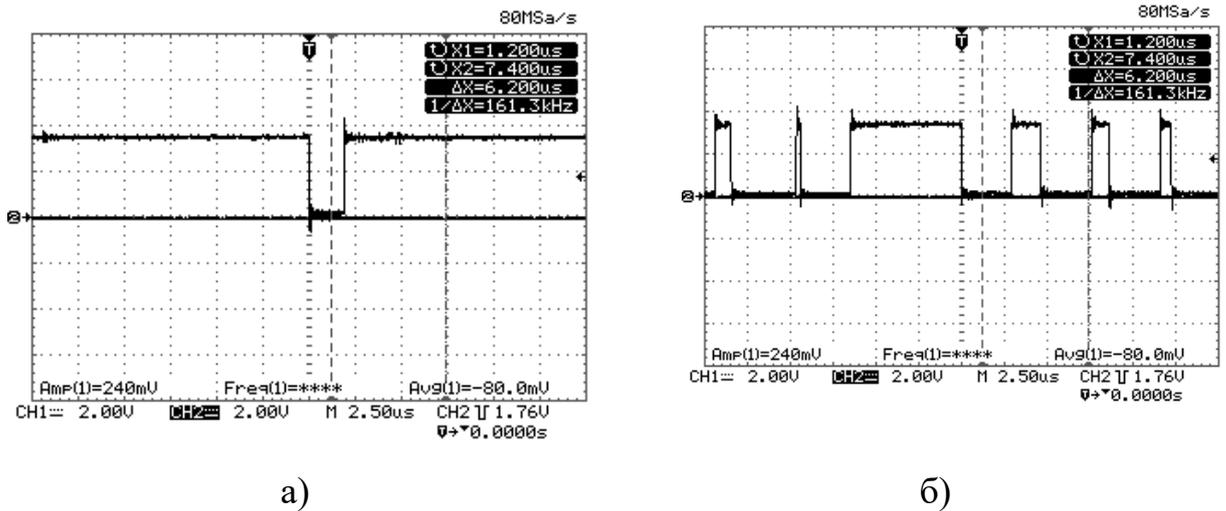


Рисунок 3.29 – Временная диаграмма: а) процедуры записи массива статики; б) процедуры ШИМ

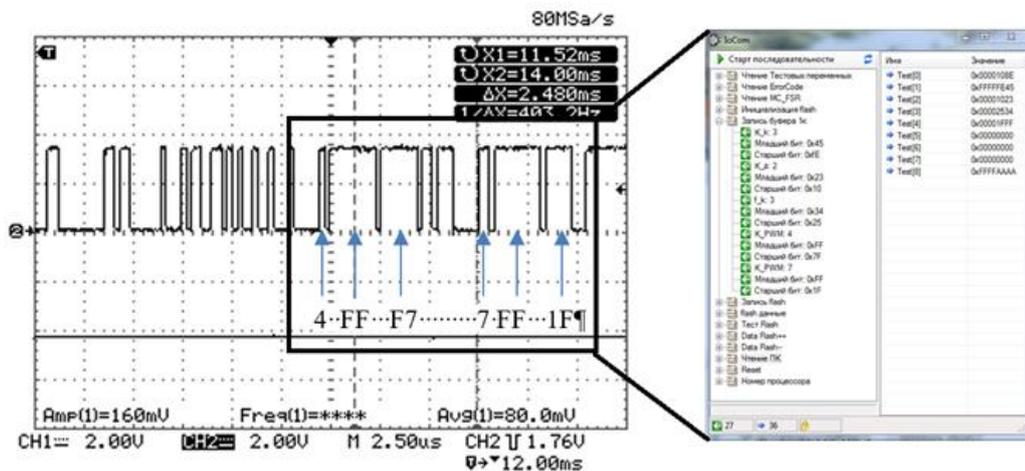


Рисунок 3.30 – Временная диаграмма процедуры задания параметра

Для проверки возможности изменения/задания в динамике параметров САУ (например, коэффициентов усиления, уставки) использовался модуль внутрисхемной отладки (DBGU). Для проверки правильности записи производится последовательно запись и чтение данных. Временная диаграмма процедуры передачи пакета и записи нового значения параметра или уставки составляет около 10 мкс, что является достаточным и приемлемым для реализации этой функции в 1 или 3 кванте.

3.4. Тестовые исследования СГП ФСЭС

После разработки и тестирования отдельных частей СГП ФСЭС (рисунок 3.31) проводилось его тестирование, отладка и верификация на примере тестовой двухмашинной модели ЭЭС (рисунок 3.32).

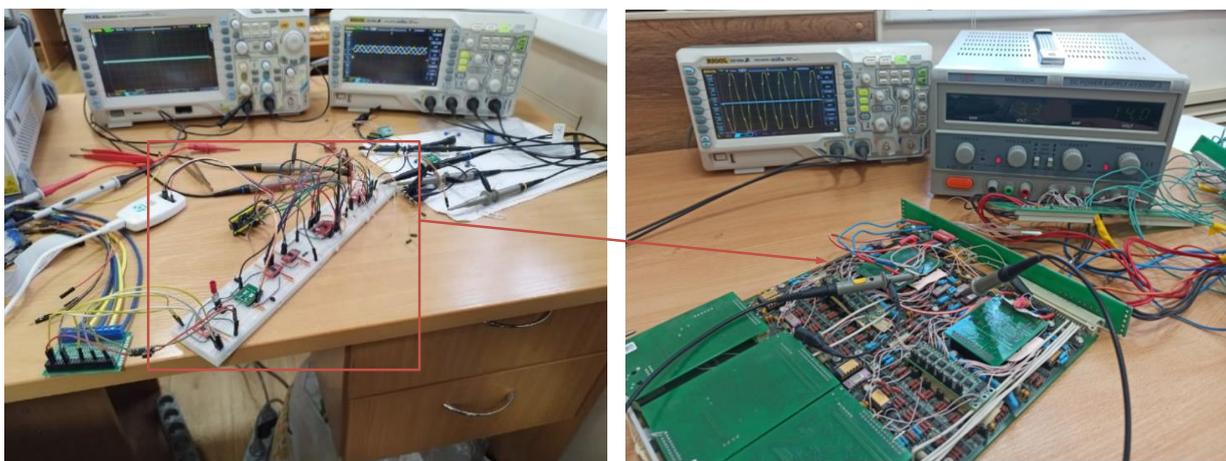


Рисунок 3.31 – СГП ФСЭС

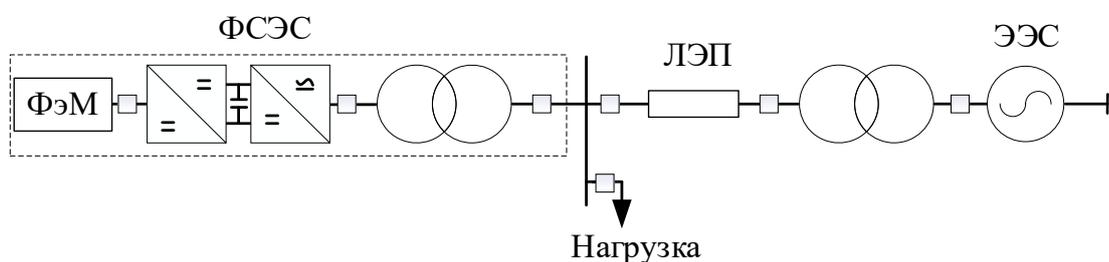


Рисунок 3.32 – Исследуемая двухмашинная схема ЭЭС

Верификация модели СГП ФСЭС осуществлялась путем сравнения результатов моделирования, полученных с помощью разработанных программно-аппаратных средств, с результатами, полученными с помощью ПАК RTDS. Использовались следующие показатели, для оценки результатов моделирования: относительная погрешность δ (3.12); нормализованное среднеквадратичное отклонение (НСКО) (3.13); нормализованное максимальное отклонение (НМО) (3.14); коэффициент корреляции r (3.15), которые в своей совокупности позволяют оценить достоверность и адекватность

воспроизведения процессов с помощью разработанных гибридных средств моделирования ФСЭС.

$$\delta = \left| 1 - \frac{x_i}{y_i} \right| \cdot 100\%, \quad (3.12)$$

где x_i – эталонное значение рассматриваемого параметра (ПАК RTDS); y_i – сравниваемое значение рассматриваемого параметра (ПАК СГП ФСЭС).

$$НСКО = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\hat{x}_i - \hat{y}_i)^2 \cdot 100\%, \quad (3.13)$$

$$НМО = \max |\hat{x}_i - \hat{y}_i| \cdot 100\%, \quad (3.14)$$

где $\hat{x}_i = (\hat{x}_1, \dots, \hat{x}_n)$ – выборка нормализованных эталонных значений; $\hat{y}_i = (\hat{y}_1, \dots, \hat{y}_n)$ – выборка нормализованных сравниваемых значений; все значения нормализуются относительно их максимального значения на рассматриваемом промежутке времени.

$$r = \frac{\left| \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}) \cdot (y_i - \bar{y}) \right|}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \cdot \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}}, \quad (3.15)$$

где $x_i = (x_1, \dots, x_n)$ – выборка эталонных значений; $y_i = (y_1, \dots, y_n)$ – выборка сравниваемых значений; \bar{x}, \bar{y} – средние значения выборок.

Верификации СГП ФСЭС заключалась в проведении экспериментальных исследований при параллельной работе ФСЭС с ЭЭС и возмущениях разного рода: (1) изменение выдаваемой мощности ФСЭС в результате изменения солнечной инсоляции; (2) однофазное КЗ (фазы А на землю) и двухфазное КЗ без переходного сопротивления длительностью 0,1 секунды в качестве внешних больших возмущений.

Оценка достоверности воспроизведения процессов в ФСЭС в нормальном квазиустановившемся режиме представлена на рисунке 3.33. В данном сценарии

номинальная мощность ФСЭС составляла 30 МВт, рост мощности осуществлялся за счет эквивалентирования.

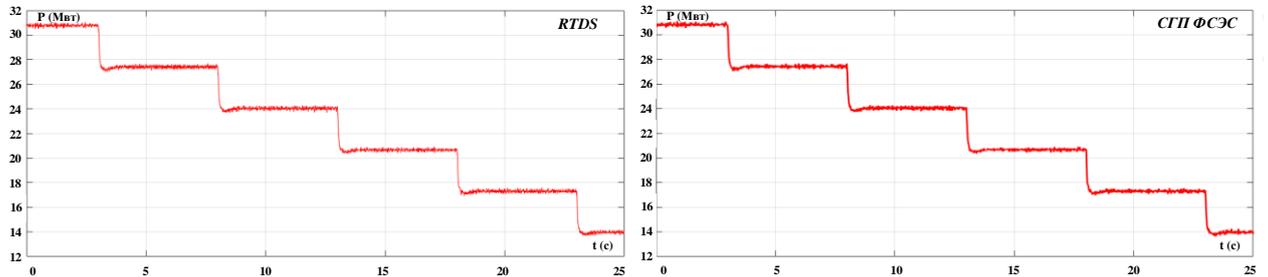


Рисунок 3.33 – Осциллограммы изменения выдаваемой мощности ФСЭС при изменении солнечной инсоляции

Ступенчатое снижение солнечной инсоляции с 1000 Вт/м^2 до 500 Вт/м^2 способствует снижению генерируемой мощности ФСЭС до 14 МВт. Результаты моделирования отражают сходство с данными полученными в ПАК RTDS, подтверждающие достоверность работы СПП ФСЭС в ЭЭС.

Воспроизведения обозначенных КЗ представлены на рисунках 3.34 и 3.35.

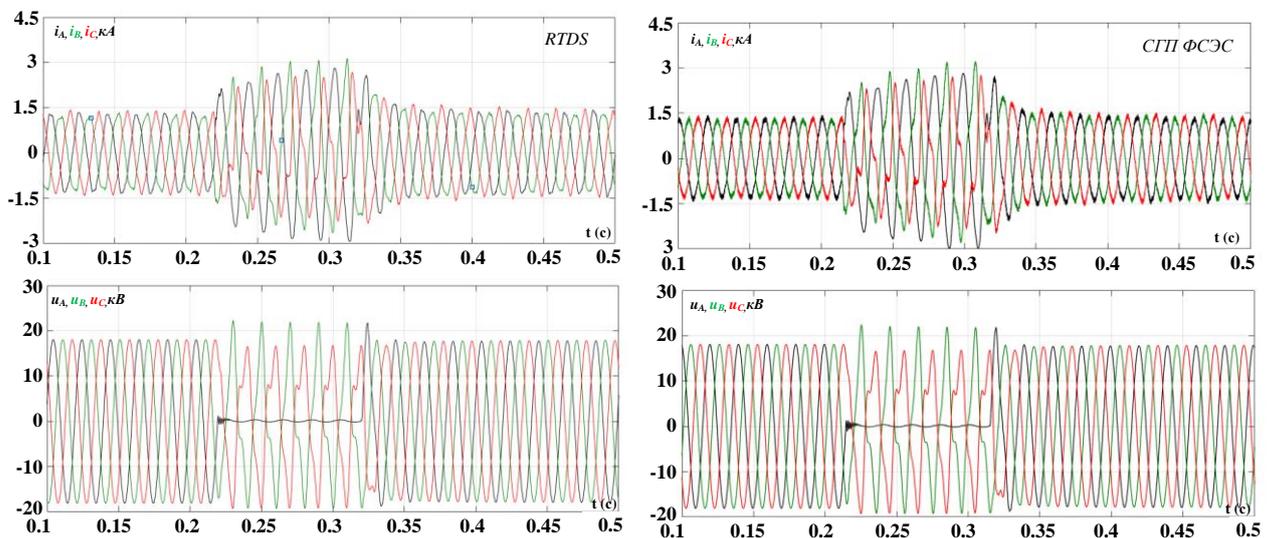


Рисунок 3.34 – Осциллограммы тока и напряжения трех фаз при возникновении однофазного короткого замыкания

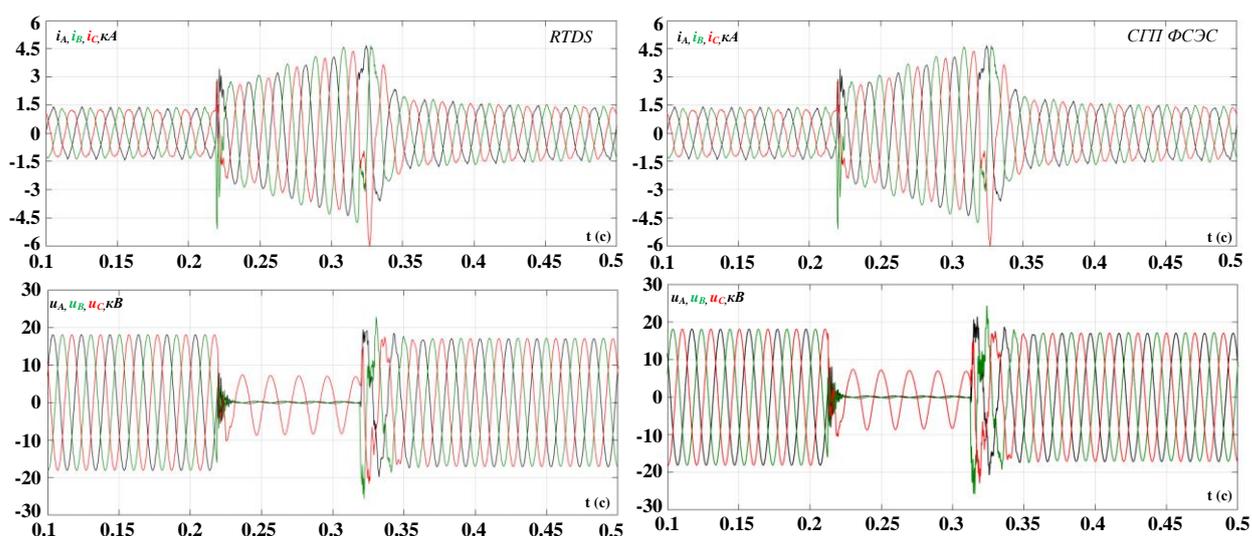


Рисунок 3.35 – Осциллограммы тока и напряжения трех фаз при возникновении междуфазного короткого замыкания

Результаты моделирования отражают достаточное сходство с данными полученными в ПАК RTDS, подтверждающие достоверность работы СГП ФЭС. Результаты оценки достоверности воспроизведения процессов приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты оценки достоверности воспроизведения процессов с помощью СГП ФЭС

Параметр	Количественный показатель			
	δ (%)	НСКО (%)	НМО (%)	r (о.е.)
Изменение выдаваемой мощности ФЭС				
$P_{СЭС}$	1,3	0,3	14,13	0,9972
Однофазное КЗ				
u_A	1,14	0,2	16,59	0,9966
i_A	2,37	0,49	38,47	0,9921
u_B	0,42	0,11	9,44	0,9977
i_B	0,46	0,17	14,66	0,9961
u_C	0,4	0,12	10,02	0,9971
i_C	0,43	0,17	14,98	0,9963
Двухфазное КЗ				
u_A	1,8	0,22	16,62	0,9965
i_A	4,5	0,52	39,55	0,992
u_B	1,7	0,24	16,69	0,9964
i_B	4,6	0,51	39,52	0,9919
u_C	0,45	0,11	10,32	0,9974
i_C	0,49	0,16	14,82	0,9961

Результаты моделирования при возмущениях в ЭЭС, полученных с помощью СГП ФЭС, показала высокую степень достоверности воспроизведения процессов при симметричных и несимметричных КЗ.

Наибольшие различия возникают при использовании критерия НМО, значение достигает 39,55%. Однако при анализе реального объекта, на практике допустимое значение НМО может составлять до 70% [60]. Оценка тесноты взаимосвязи оцениваемых параметров осуществляется в зависимости от величины коэффициента корреляции (r), значение которого находится в пределах от 0 до 1. Оценка коэффициентов корреляции осуществляется на основе шкалы Чеддока [118] и определяет силу взаимодействия сравниваемых параметров. Полученное значение коэффициента корреляции = 0,99, говорит о весьма высокой степени достоверности воспроизведения процессов.

Помимо сравнения созданных средств с моделями в ПАК, выполнялось сравнение с натурными данными из открытых источников. В качестве примера рассмотрены результаты [119], полученные при эксплуатации оборудования реальной ФСЭС (Пугачевской СЭС мощностью 15 МВт, Саратовская обл., г. Пугачев), по подтверждению готовности к участию в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ) [120].

В данном случае для того, чтобы СИ осуществлял ограничение активной мощности, в САУ СИ осуществлялась коррекция измеряемой частоты напряжения на заданное значение, другими словами к измеряемому значению частоты в зависимости от опыта искусственно прибавлялись разные значения (0,1; 1,1; 2,1; 2,6 Гц) а фактическая частота напряжения сети не изменялась.

Опыт 1. В первом опыте осуществлялось уменьшение исходной активной мощности на 80% при повышении частоты сети с 50 Гц до 52,1 Гц с последующим увеличением мощности при восстановлении частоты до значения 50 Гц. На рисунке 3.38 приведена диаграмма изменения активной мощности при проведении натурных испытаний. При повышении частоты сети до 52,1 Гц, СИ с учётом длительности переходного процесса в регуляторе 0,23 с уменьшил активную мощность на 80 % с 536,49 до 100,8 кВт. При восстановлении частоты до 50 Гц, с момента 11:55:01:06, СИ начинает увеличивать мощность и в течение 0,51 с восстанавливает генерируемую активную мощность с 100,81 кВт до максимально доступной 546,98 кВт (рисунок 3.36) [119]. Воспроизведение

аналогичного сценария с помощью СГП ФСЭС продемонстрировало схожий результат (рисунок 3.37).

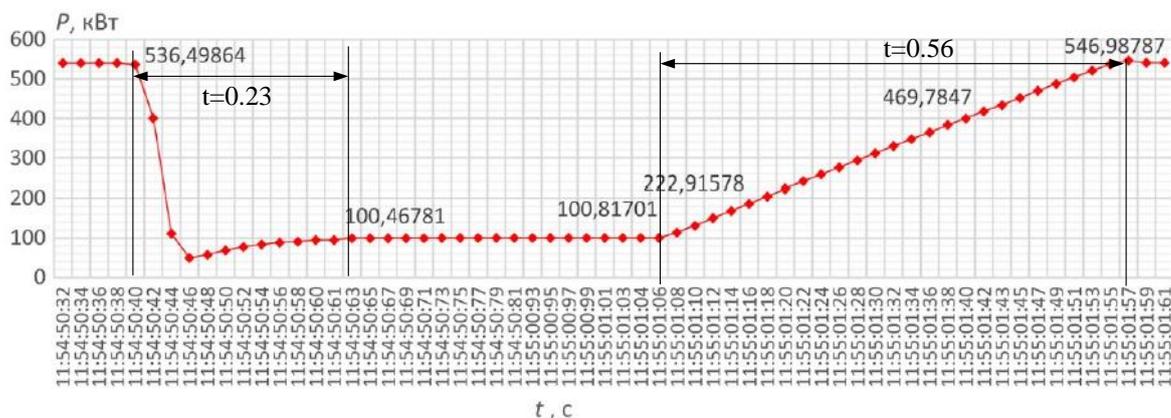


Рисунок 3.36 – Оциллограммы мощности с реальной ФСЭС в опыте №1 [119]

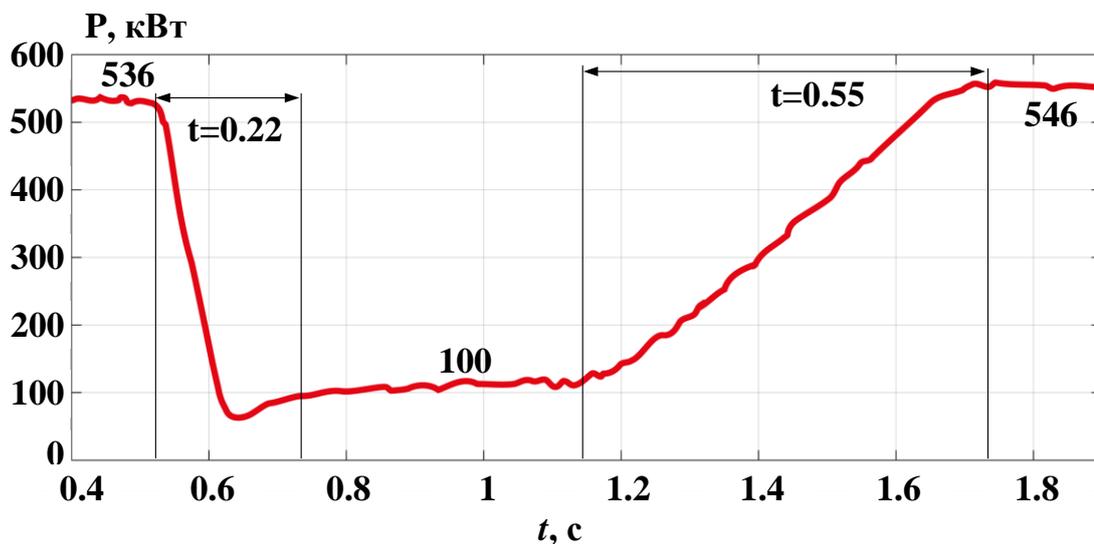


Рисунок 3.37 – Оциллограммы мощности СГП ФСЭС в опыте №1

Опыт 2. В втором опыте выполнялось уменьшение исходной активной мощности на 40 % при повышении частоты сети с 50 до 51,1 Гц, с последующим увеличением генерации при восстановлении частоты. На рисунке 3.38 приведена диаграмма изменения активной мощности при проведении опыта 2. При повышении измеряемой частоты сети с 50 до 51,1 Гц, начиная с момента 11:54:23:37 инвертор уменьшил активную мощность примерно на 40 % с 541,07 до 321,5 кВт. При восстановлении частоты до 50 Гц с момента 11:54:34:98 инвертор начинает увеличивать мощность и в течение 0,27 с восстанавливает

генерируемую активную мощность с 322,03 кВт до максимально доступной 544,09 кВт (рисунок 3.38) [119]. Результаты, полученные с помощью СГП ФСЭС аналогичные (рисунок 3.39). Результаты оценки достоверности воспроизведения процессов приведены в таблице 3.6.

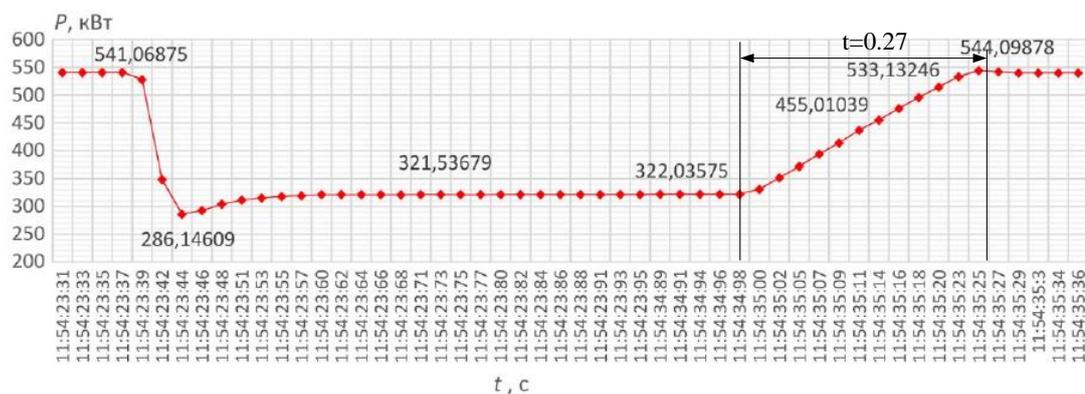


Рисунок 3.38 – Оциллограммы мощности с реальной ФСЭС в опыте №2 [119]

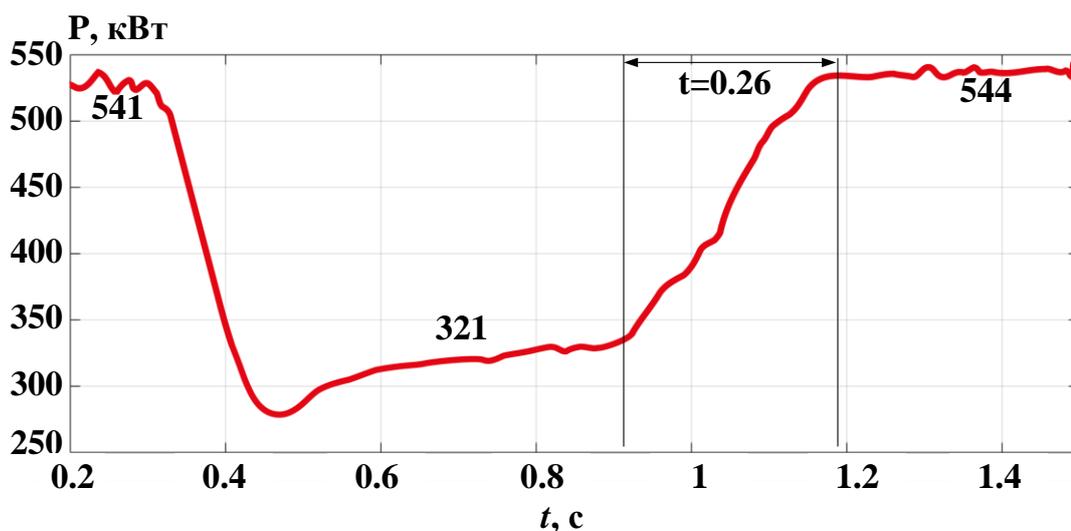


Рисунок 3.39 – Оциллограммы мощности СГП ФСЭС в опыте №2

Таблица 3.6 – Результаты оценки достоверности воспроизведения процессов с помощью СГП ФСЭС

Параметр	Количественный показатель			
	δ (%)	НСКО (%)	НМО (%)	r (о.е.)
Опыт 1				
t (сек) (уменьшение мощности)	4,5	0,1	6,12	0,9986
t (сек) (увеличение мощности)	4,5	0,12	6,62	0,9985
$P_{\text{ФСЭС}}$ (кВт) (номинальная мощность)	0,09	0,03	1,33	0,9981
$P_{\text{ФСЭС}}$ (кВт) (после уменьшения мощности)	0,8	0,06	3,56	0,9973
$P_{\text{ФСЭС}}$ (кВт) (возвращение к номинальной мощности)	0,18	0,08	1,63	0,9972
Опыт 2				
t (сек)	1,3	0,3	14,13	0,9972
$P_{\text{ФСЭС}}$ (кВт) (номинальная мощность)	0,09	0,032	1,46	0,9976
$P_{\text{ФСЭС}}$ (кВт) (после уменьшения мощности)	0,8	0,059	3,85	0,9983
$P_{\text{ФСЭС}}$ (кВт) (возвращение к номинальной мощности)	0,18	0,076	1,54	0,9985

Таким образом, проведенная оценка результатов моделирования в сравнении с натурными испытаниями ФСЭС показала высокую степень достоверности воспроизведения процессов с помощью СГП ФСЭС.

3.5. Выводы по главе 3

В соответствии с гибридным подходом был создан СГП ФСЭС, предназначенный для детального моделирования ФСЭС в составе ЭЭС, который включает в себя: а) МПУ, обеспечивающий все информационное управление СГП ФСЭС; б) модель ФЭМ, которая воспроизводится в МПУ СГП ФСЭС; в) модель СИ, ПППТ и ППК воспроизведение которых обеспечивается с помощью ЦУАК; г) модели реактора, цепи постоянного тока, фильтра высших гармоник, трансформатора, которые реализуются на аналоговом уровне; д) ЦП, который осуществляет информационно-управляющее взаимодействие по ЛКС между сервером ВМК РВ ЭЭС и периферийными процессорами.

Для проверки функционирования модели СГП ФСЭС, была подготовлена двухмашинная тестовая ЭЭС. Сравнение выполнялось с ПАК, предназначенного для моделирования ЭЭС в режиме реального времени, в котором также была реализована аналогичная ЭЭС. Проводились испытания динамики работы ФСЭС при моделировании различных видов короткого замыкания и ступенчатое изменение мощности ФСЭС с учетом изменения солнечной инсоляции. Результаты показали совпадение. Также было выполнено сравнение с натурными данными. В качестве примера были рассмотрены результаты, полученные при проведении испытаний на реальной ФСЭС. В проведенных экспериментах оценивался характер ограничения выходной мощности ФСЭС путём коррекции измеряемой частоты в органах управления СИ. Воспроизведение аналогичных режимов с помощью СГП ФСЭС продемонстрировало совпадение величины, скорости сброса и набора мощности СИ с реальными данными.

Глава 4. Экспериментальные исследования специализированного гибридного процессора фотоэлектрической солнечной электростанции в составе электроэнергетической системы

Для подтверждения свойств и возможностей разработанного экспериментального образца СГП ФСЭС, а также его корректного функционирования в составе ВМК РВ ЭЭС проведен комплекс испытаний в составе тестовой модели энергосистемы (ТЭЭС), разработанной на основе, составе и топологии реальной энергосистемы. ТЭЭС реализована на основе реального энергорайона Восточной Сибири (рисунок 4.1). Исходная модель энергосистемы содержит в себе электрические сети разного класса напряжений: 500 кВ, 220 кВ и 110 кВ, 35 кВ, 10,5 кВ. Так же в состав модели входят основные электростанции данного энергорайона с наличием каждого генерирующего объекта, нагрузки, средства компенсации реактивной мощности, трансформаторы и автотрансформаторы, линии электропередач. Модель включает в себя 202 трехфазных узла, 50 электрических машин, 60 трансформаторов, 114 линий электропередачи и 75 нагрузок (таблица 4.1.).

Таблица 4.1. Основное оборудование ТЭЭС

Наименование элемента	Количество
ШБМ	1
Генераторы	50
Трансформаторы и автотрансформаторы	60
ЛЭП	114
Нагрузки	75
УШР	11
ШР	16
КБ	15

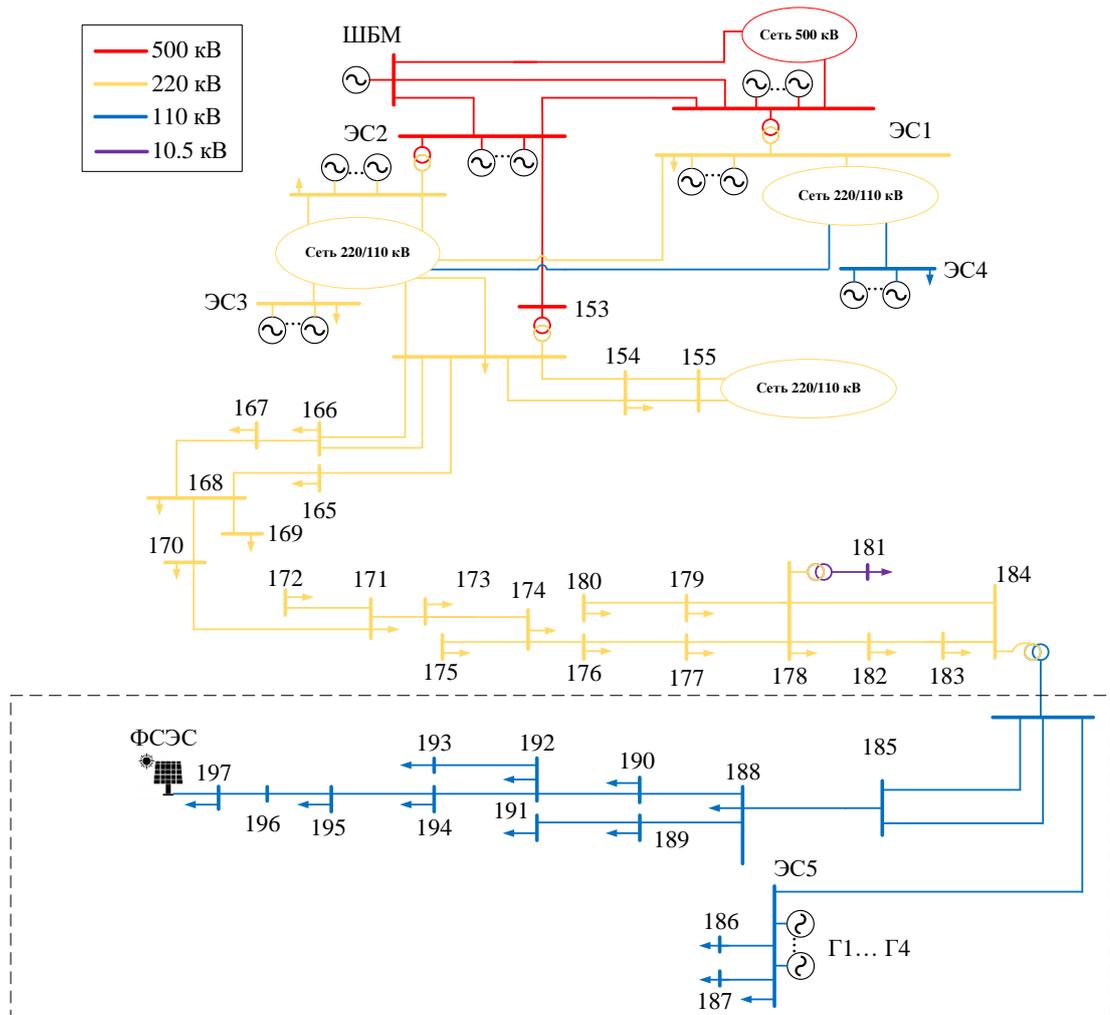


Рисунок 4.1 – Схема тестовой ЭЭС

Выделенная область (энергорайон 110 кВ) на рисунке 4.1 показывает удалённый дефицитный энергорайон (дефицит энергии в данном энергорайоне порядка 70 МВт) с местной синхронной генерацией, в который внедряется ФЭС. В данном энергорайоне располагаются крупные энергопотребители: горнодобывающие предприятия, предприятия по добыче железной руды и золота. Внедрение ФЭС в данный район обосновано подходящими климатическими условиями, район расположен вблизи зоны максимальной интенсивности солнечного излучения (энергорайон Иркутской области) [121]. Внедрение ФЭС позволяет решить проблемы дефицитного энергорайона, и является одним из возможных решений по повышению надежного и устойчивого электроснабжения потребителей.

Внедрение в рассматриваемый энергорайон разной мощности ФСЭС приводит к изменению плотности электрической сети. В связи с этим рассмотрены два основных случая: когда ФСЭС подключаются к сильной электрической сети, в которой $OK3 = 4,23$, и когда ФСЭС подключалась к слабой электрической сети с $OK3 = 1,99$. Для сохранения исходного установившегося режима при любой мощности ФСЭС пропорционально её увеличению, увеличивается мощность нагрузки в узле подключения.

Выполненные исследования разделены на два направления:

1. Верификация модернизированной обобщенной модели ФСЭС.

В настоящее время основным подходом к получению информации о режимах и процессах в ФСЭС, функционирующих в составе реальных ЭЭС, является использование модернизированной обобщенной модели ФСЭС в ПВК расчёта электромеханических переходных процессов. Однако, как отмечено в первой главе, такая модель имеет ряд упрощений и ограничений. В связи с этим необходимо определить области наиболее и наименее эффективного использования различных модификаций обобщенных математических моделей ФСЭС при различных по интенсивности, месту возникновения и типу возмущений для ЭЭС реальной размерности. Заложенные при разработке принципы построения СГП ФСЭС дают возможность изменять его структуру, что позволяет не только выполнить с помощью него верификацию обобщенной модернизированной модели, но и выявить конкретные причины возникновения погрешностей за счёт исключения различных элементов и контуров в составе СГП ФСЭС. Использование СГП ФСЭС в качестве модельного эталона обосновывается тем, что все основные элементы и СГП ФСЭС в целом были всесторонне испытаны, а также выполнены сравнения с широко апробированным ПАК RTDS и натурными данными, что гарантирует получение полной и достоверной информации с помощью СГП ФСЭС в составе ЭЭС ввиду сохранения всех его свойств и возможностей вне зависимости от масштаба рассматриваемой схемы ЭЭС и характера оцениваемого процесса. Достоверность результатов для ТЭЭС, получаемых с помощью ВМК РВ ЭЭС,

доказана различными исследованиями и сравнениями с натурными данными [122].

2. Возможность воспроизведения колебаний режимных параметров при функционировании ФСЭС в слабых сетях и реализация возможных средств их демпфирования.

Как было отмечено, данный район может приобретать свойства слабой электрической сети при определенных топологиях и уровне генерации ФСЭС. Соответственно в таких районах возможно возникновение незатухающих колебаний согласно представленному в первой главе анализу. Поэтому рассмотрение ФСЭС в данном районе актуально и практически значимо. Также данное направление исследований позволит экспериментально доказать необходимость использования детальной математической модели ФСЭС в составе ЭЭС для полного и достоверного воспроизведения колебаний режимных параметров в условиях слабой электрической сети, а также влияющие на данные колебания факторы.

В рамках первого направления рассмотрены следующие сценарии:

1. Изменение мощности, выдаваемой ФСЭС, в качестве внутреннего малого возмущения и наброс нагрузки в точке подключения ФСЭС в качестве внешнего малого возмущения.

2. Плавное увеличение мощности ФСЭС.

3. Трехфазное КЗ, воспроизводимое на шинах 110 кВ ПС 196 и шинах 220 кВ ПС 153. ПС 196 выбрана поскольку при близком КЗ возможно оценить первичный отклик модели и поведение быстродействующих САУ в течение и после КЗ, а также проанализировать их влияние на переходные процессы в близлежащей распределительной сети. Случай удалённого КЗ (ПС 153) является самым тяжелым возмущением для рассматриваемого дефицитного энергорайона.

4. Длительное трехфазное КЗ для оценки определения с помощью модернизированной обобщенной модели предельного времени отключения КЗ.

5. Изменение сопротивления связи между ФСЭС и точкой подключения.

В рамках второго направления рассмотрены сценарии, идея которых заключается в рассмотрении способов варьирования ОКЗ сети за счёт изменения топологии электрической сети и выдаваемой мощности ФСЭС:

1. Отключение ЛЭП 184-185.
2. Увеличение солнечной инсоляции.

Для количественной оценки результатов верификации используются параметры, приведённые в разделе 3.4.

4.1. Верификация обобщенной модернизированной модели ФСЭС

4.1.1. Верификация первичного отклика при изменении нагрузки и мощности ФСЭС

В первом верификационном сценарии проведены два типа малых возмущений для обоих рассматриваемых вариантов ОКЗ: уменьшение уставки по мощности на 5 МВт и увеличение нагрузки на 5 МВт в точке подключения. По данным возмущениям осуществляется исходная настройка систем управления СГП ФСЭС и модернизированной обобщённой модели ФСЭС, которая заключается в выборе постоянной времени (T_g) апериодического звена, аппроксимирующего внутренний КУТ СИ, и постоянной времени для выходного апериодического звена (T_{PC}), а также выборе коэффициентов усиления для ФАПЧ и внешних контуров управления. На верхнем уровне управления задан только канал по управлению напряжением (КУН). Выбранные параметры представлены в таблице 4.2. Ввиду различия моделей получились отличающиеся параметры, но настройка осуществлялась с целью получения одинакового отклика моделей.

Таблица 4.2 – Настройка моделей ФСЭС

Модель	Параметры	
	Модернизированная обобщенная модель ФСЭС	$K_{p_ФАПЧ}$ (ое)
$K_{i_ФАПЧ}$ (ое/с)		1,0
T_{PC} (с)		0,04
T_g (с)		0,02
$K_{p_КУН}$ (ое)		20,0
$K_{i_КУН}$ (ое/с)		5,0
СГП ФСЭС	$K_{p_ФАПЧ}$ (ое)	10,0
	$K_{i_ФАПЧ}$ (ое/с)	350,0
	$K_{p_КУТ}$ (ое)	2,0
	$K_{i_КУТ}$ (ое/с)	20,0
	$K_{p_КУН}$ (ое)	20,0
	$K_{i_КУН}$ (ое/с)	5,0

Сравнение результатов моделирования для сильной сети ($OK3 = 4,23$), полученных с помощью модернизированной обобщенной модели ФСЭС и СГП ФСЭС, представлено на рисунках 4.2. и 4.3. Результаты показывают высокий уровень достоверности, коэффициент корреляции по активной мощности составил 0,9833 для первого возмущения и 0,9192 – для второго (здесь и далее погрешности приведены для активной мощности). Для слабой электрической сети значения погрешностей аналогичные. Таким образом модернизированная обобщенная модель ФСЭС достаточно адекватно отражает первичный отклик в любой сети при малых возмущениях. Также стоит отметить, что изменение коэффициентов усиления, в частности КУТ, в СГП (имитирование более быстрого отклика) для сильной и слабой электрической сети не приводит к значительным изменениям в погрешности результатов моделирования при обозначенных малых возмущениях, что свидетельствует о приемлемости использования временной задержки в виде апериодического звена для описания внутреннего КУТ. Значения НСКО и НМО для всех рассматриваемых устройств находятся в диапазонах 0,01...0,06% и 1...8% соответственно, что в целом говорит о сохранении высокой степени достоверности результатов моделирования. Однако, как видно из таблицы 4.1, совпадающие результаты моделирования с помощью модернизированной обобщенной модели ФСЭС и СГП ФСЭС получены при разных настройках ФАПЧ. Это связано с тем, что в СГП ФСЭС воспроизводится весь спектр переходных процессов, в том числе

высокочастотных, и соответственно ФАПЧ реагирует и настраивается на этот спектр. В модернизированной обобщенной модели ФСЭС не воспроизводятся быстрые переходные процессы из-за применяемых упрощений. В связи с этим в модернизированной обобщенной модели спектр процессов, на которые реагирует ФАПЧ, уже другой.

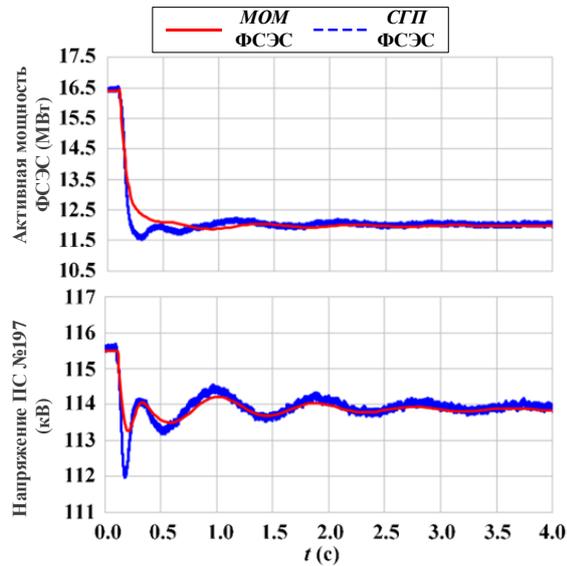


Рисунок 4.2 – Осциллограммы переходных процессов в уменьшения уставки по выдаваемой мощности ФСЭС ($OKЗ = 4,23$), где МОМ – модернизированная обобщенная модель

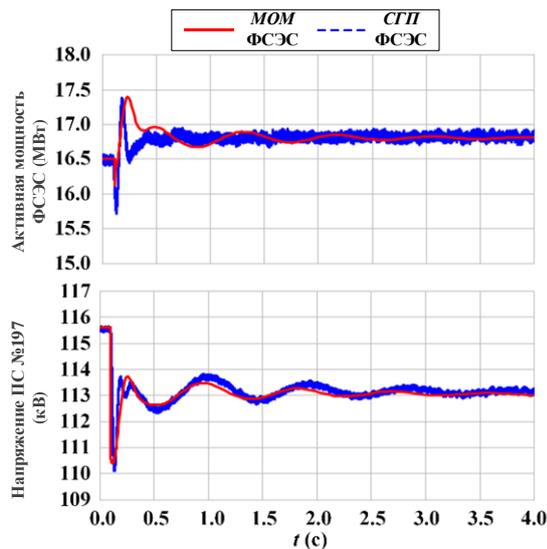


Рисунок 4.3 – Осциллограммы переходных процессов в случае наброса нагрузки в месте подключения ФСЭС ($OKЗ = 4,23$)

5.1.2. Плавное увеличение мощности ФСЭС

Вместо фиксированных значений ОКЗ, как в первом эксперименте, в данном случае рассматривается его плавное уменьшение за счёт увеличения уставки по мощности ФСЭС, что приводит к трансформации сильной сети в ультраслабую (от ОКЗ = 4,23 до ОКЗ = 1,75). При этом в первом случае пропорционально увеличивалась нагрузка в точке подключения ФСЭС, в втором случае пропорционально уменьшалась мощность синхронных генераторов в рассматриваемом энергорайоне. В ходе выполнения описанного сценария было выявлено, что увеличение установленной мощности ФСЭС при использовании модернизированной обобщенной модели оказывается практически безграничным и не приводит к нарушению устойчивости, в то время как при использовании СГП ФСЭС наблюдается обратная ситуация – увеличение выдаваемой мощности ФСЭС до 50 МВт (ОКЗ=1,75) приводит к возникновению незатухающих колебаний с частотой около 13 Гц и увеличивающейся амплитудой, которые также распространяются на внешнюю сеть, что показано на рисунках 4.4 и 4.5.

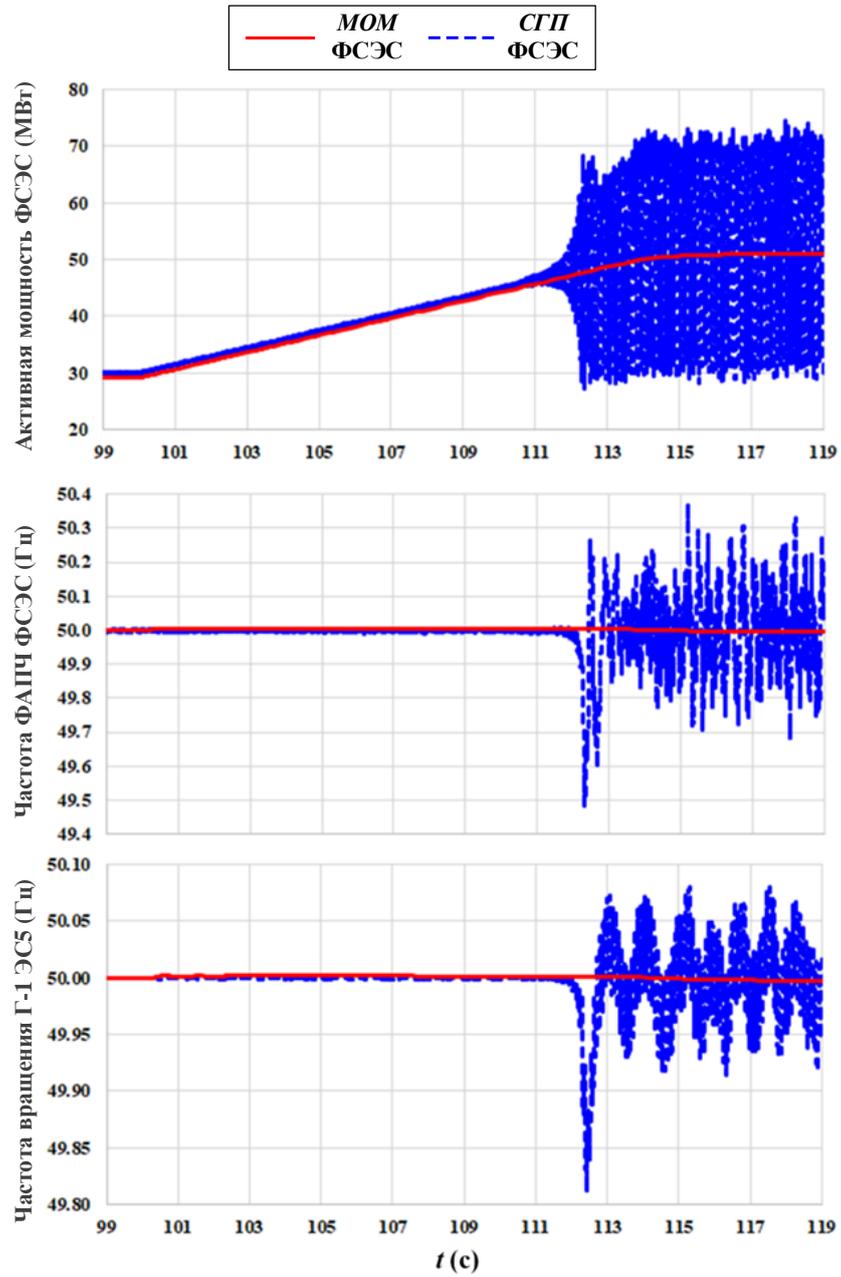


Рисунок 4.4 – Осциллограммы переходных процессов при интеграции объектов ФСЭС с плавным увеличением выдаваемой мощности в случае пропорционального увеличения нагрузки в узле подключения ФСЭС

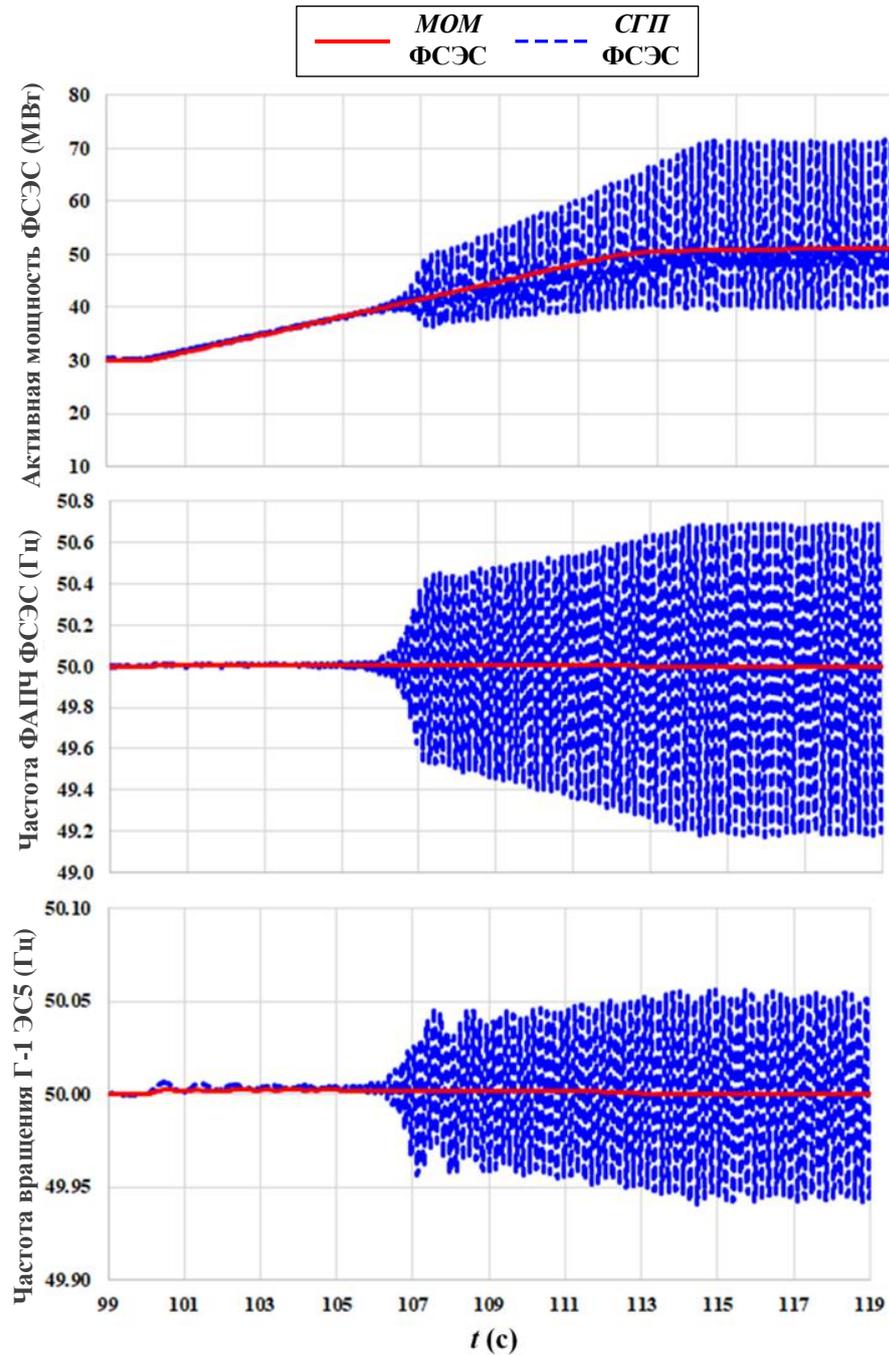


Рисунок 4.5 – Осциллограммы переходных процессов при интеграции объектов ФСЭС с плавным увеличением выдаваемой мощности в случае пропорционального уменьшения генерируемой мощности традиционной генерации

Наблюдаемые колебания связаны с динамикой функционирования быстрых контуров управления СИ, причем обоих ФАПЧ и КУТ. Поскольку если в детальной модели исключить КУТ, то колебания исчезают, и система остается устойчивой (зеленая кривая на рисунке 4.6). Таким образом добавление в

обобщенную модель только ФАПЧ не всегда позволяет воспроизвести колебательный характер объекта ФСЭС в случае слабой сети. Быстродействующий КУТ также играет важную роль, его отсутствие в обобщенной модели и соответственно игнорирование динамики его взаимодействия с ФАПЧ приводит к радикальной разнице в результатах моделирования. Разумеется, что не сам КУТ приводит к колебаниям, а его не подходящая настройка к сформировавшемуся ОКЗ сети.

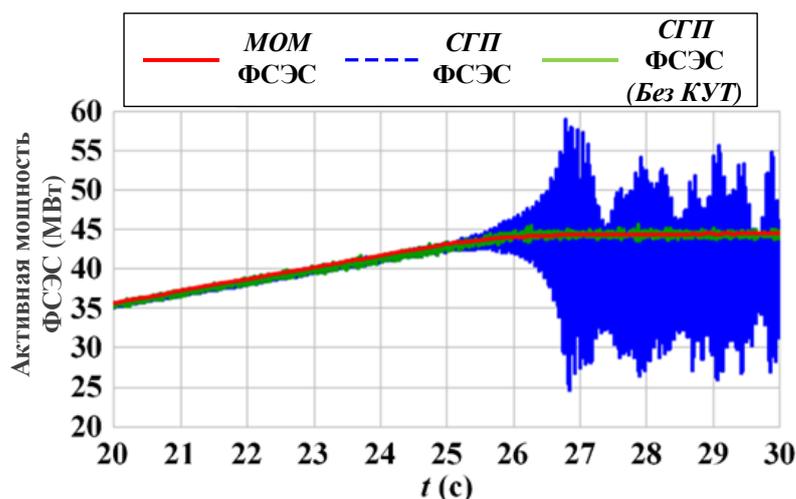


Рисунок 4.6 – Осциллограммы переходных процессов при интеграции ФСЭС с увеличением установленной мощности (пропорциональное увеличение нагрузки в узле подключения ФСЭС)

4.1.3. Верификация отклика САУ ФСЭС при КЗ

Результаты моделирования трехфазного КЗ для сильной сети, приведенные на рисунках 4.7 и 4.8, демонстрируют высокое совпадение – коэффициент корреляции для близкого КЗ равен 0,8172, для удаленного КЗ – 0,6645.

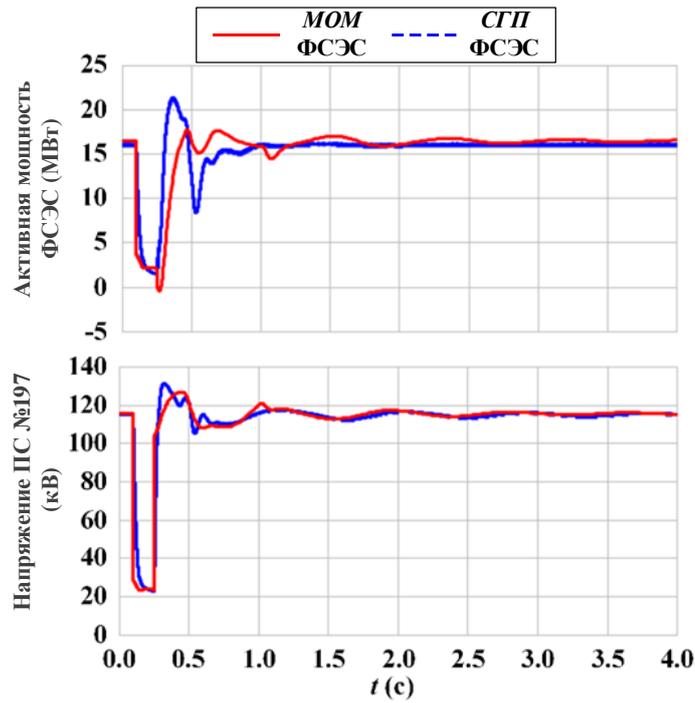


Рисунок 4.7 – Осциллограммы переходных процессов при близком КЗ
длительностью 150 мс ($OKЗ = 4,23$)

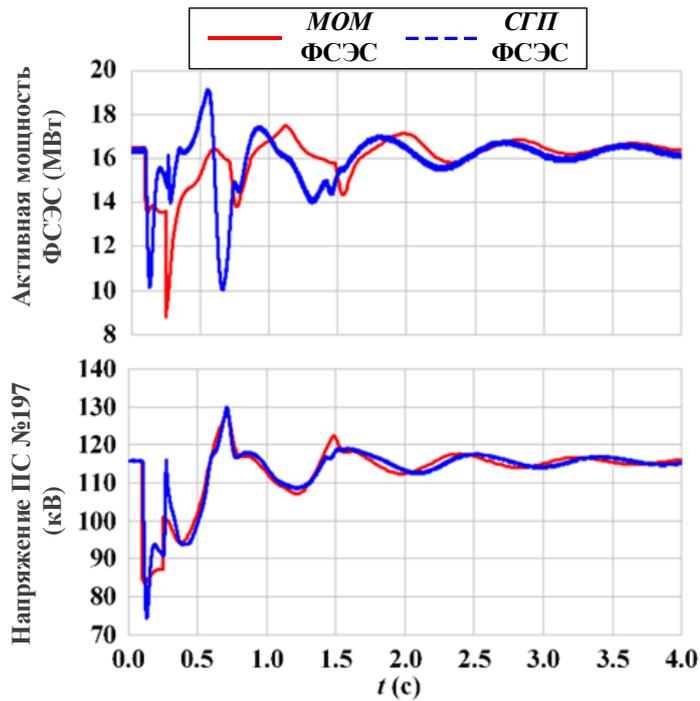


Рисунок 4.8 – Осциллограммы переходных процессов при удаленном КЗ
длительностью 150 мс ($OKЗ = 4,23$)

Основные различия возникают в осциллограммах активной мощности для обоих случаев КЗ. В результатах, полученных с помощью СП ФЭС, после

ликвидации КЗ наблюдается всплеск активной мощности, который обусловлен процессом разряда конденсатора ЦПТ. При моделировании с помощью модернизированной обобщенной модели ФСЭС динамика ЦПТ не воспроизводится. Исключение ЦПТ в СГП ФСЭС, всех ее звеньев и каналов управления, в том числе по активной мощности, приводит к значительно лучшему совпадению результатов моделирования (рисунок 4.9 и 4.10), особенно в возникающих всплесках активной мощности, что наглядно отражает изменение показателей: НСКО = 1,02% (было 5,97%) и НМО = 24,86% (было 52,56%) для близкого КЗ; НСКО = 0,83% (было 1,64%) и НМО = 29,44% (было 38,71%) для удаленного КЗ.

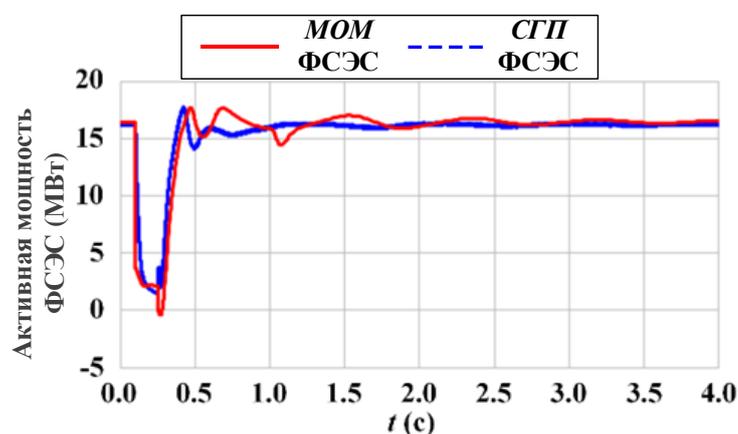


Рисунок 4.9 – Осциллограммы переходных процессов при близком КЗ длительностью 150 мс, в СГП ФСЭС исключена ЦПТ (ОКЗ = 4,23)

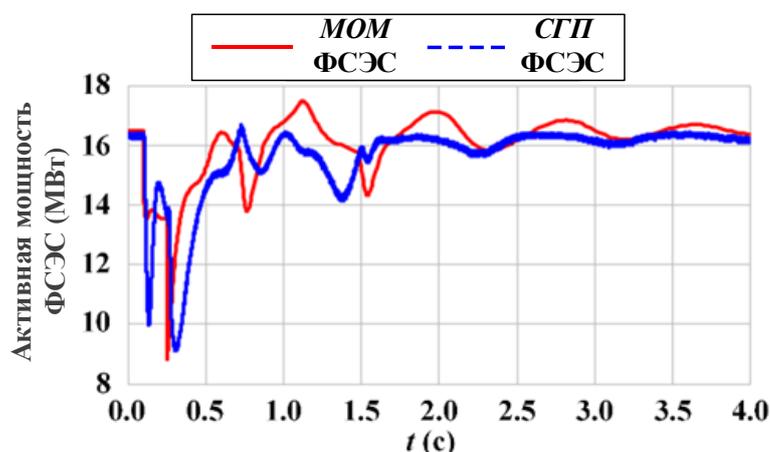
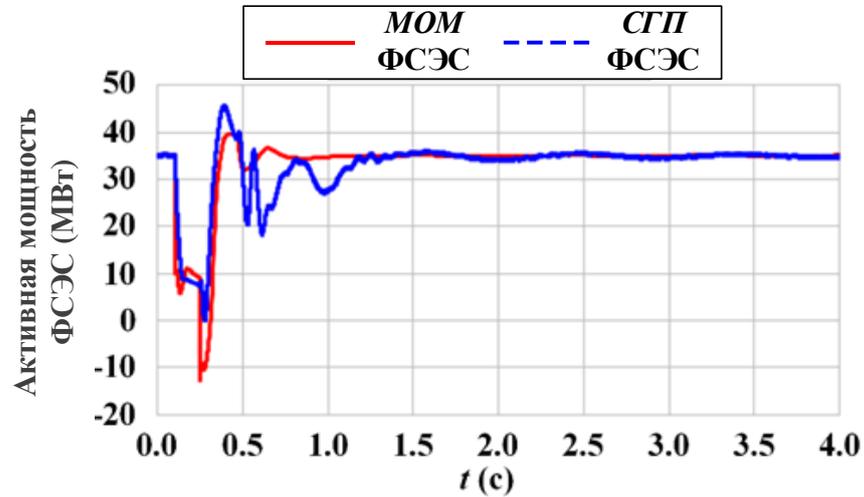


Рисунок 4.10 – Осциллограммы переходных процессов при удаленном КЗ длительностью 150 мс, в СГП ФСЭС исключена ЦПТ (ОКЗ = 4,23)

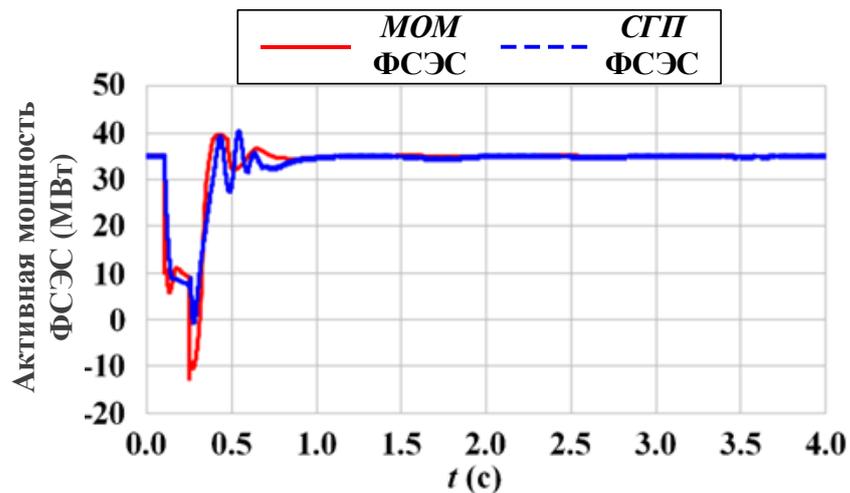
Однако исключение динамики ЦПТ в СГП при удаленном КЗ не привело к такому значительному снижению уровня погрешности как при близком КЗ. Такой характер изменения погрешности обусловлен существенным влиянием переходных процессов внешней сети на энергорайон, где расположена ФСЭС, при удаленном КЗ. Алгебраическое воспроизведение сетевых элементов вместо дифференциального приводит к различиям в амплитуде колебаний режимных переменных, уровне их затухания и др. Причем наибольшая погрешность возникает после снятия КЗ, когда происходит восстановление напряжения, которое как раз сильно зависит от переходных процессов в сети и по мере увеличения длительности удаленного КЗ, вплоть до предельного, погрешность будет расти. Несмотря на это, в целом модернизированная обобщенная модель показывает удовлетворительный отклик при любом КЗ в случае установки ФСЭС в сильной сети. В сильной сети изменение коэффициентов быстрых контуров управления (ФАПЧ и КУТ) приводит только к изменениям на начальной стадии переходных процессов, что незначительно сказывается на общем уровне погрешности моделирования с помощью модернизированной обобщенной модели. Также стоит отметить, что изменение коэффициентов КУН не оказывает влияния на достоверность результатов моделирования.

При низком ОКЗ в результатах моделирования аналогичных КЗ с помощью модернизированной обобщенной модели формируется большая погрешность по сравнению с предыдущим случаем: коэффициент корреляции равен 0,6319 для близкого КЗ и 0,4008 – для удаленного КЗ. Величина погрешности также зависит от динамики ЦПТ. При ее исключении погрешность снижается, но все равно остается большей по сравнению со случаем сильной сети. Например, при близком КЗ без цепи постоянного тока в СГП ФСЭС погрешность составила: НСКО = 2,54% (было 7,36%) и НМО = 46,68% (было 55,66%). На полученных осциллограммах активной мощности имеется ярко выраженный «провал» при снятии КЗ (рисунок 4.11), который является нереалистичным. Он обусловлен тем, что при численном воспроизведении только электромеханических переходных процессов не воспроизводится быстрая динамика системы

управления преобразователем и при мгновенном изменении напряжения САУ СИ в модернизированной обобщенной модели не успевает изменить выдаваемый ток, чтобы получить желаемую величину мощности.



а)



б)

Рисунок 4.11 – Активная мощность ФСЭС при близком КЗ длительностью 150 мс в случае $OKЗ = 1,99$: а) СГП ФСЭС с ЦПТ; б) СГП ФСЭС без ЦПТ

Увеличенная величина погрешности в слабой сети связана с тем, что в отличие от сильной сети преобладающее влияние на полноту и достоверность результатов моделирования оказывает динамика системы управления СИ ФСЭС. Несмотря на добавление в обобщенную модель ФАПЧ, быстрые контуры управления остаются упрощенными и не воспроизводят динамику

функционирования САУ полностью. Также спектр процессов, на которые реагирует ФАПЧ, ограничен при численном моделировании по сравнению с детальным моделированием с помощью СГП ФСЭС. В результате, чем более настройка системы управления ориентирована на получение быстрой реакции СИ, тем больше будет погрешность моделирования вплоть до радикальных различий. Из представленных результатов на рисунке 4.12 видно, что после снятия КЗ при детальном воспроизведении ФСЭС наблюдаются незатухающие низкочастотные колебания (~ 3 Гц), вызванные функционированием ФАПЧ и КУТ, которые также распространяются на близлежащую распределительную сеть. Как видно из представленных осциллограмм, модернизированная обобщенная модель не позволяет воспроизвести колебательный характер переходных процессов, который наблюдается в результатах, полученных с помощью разработанного СГП ФСЭС.

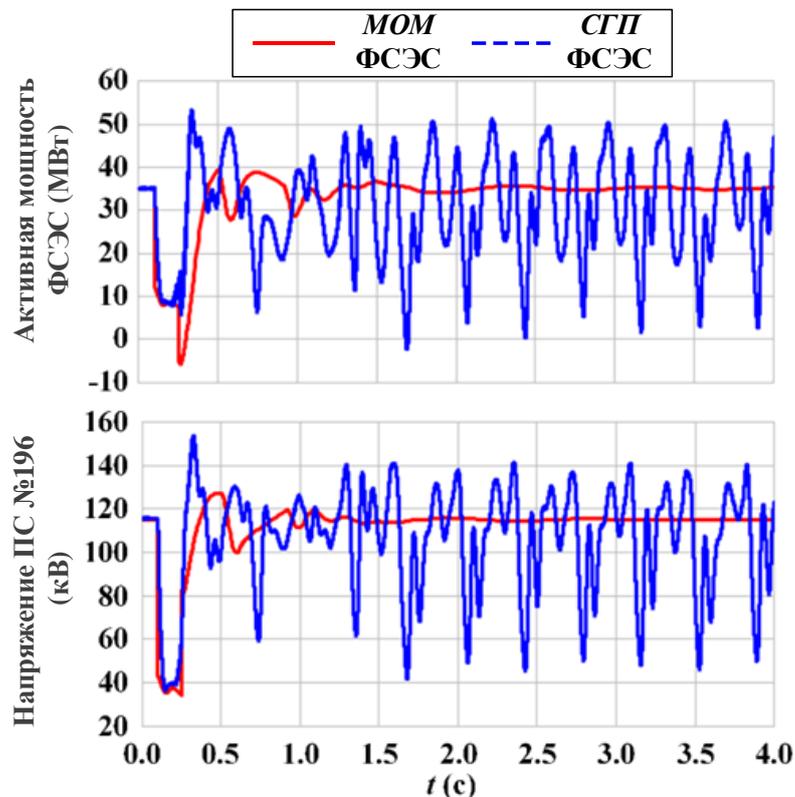


Рисунок 4.12 – Отклик ФСЭС при близком КЗ длительностью 150 мс в случае увеличенных коэффициентов усиления для ФАПЧ в обоих средствах (ОКЗ = 1,99)

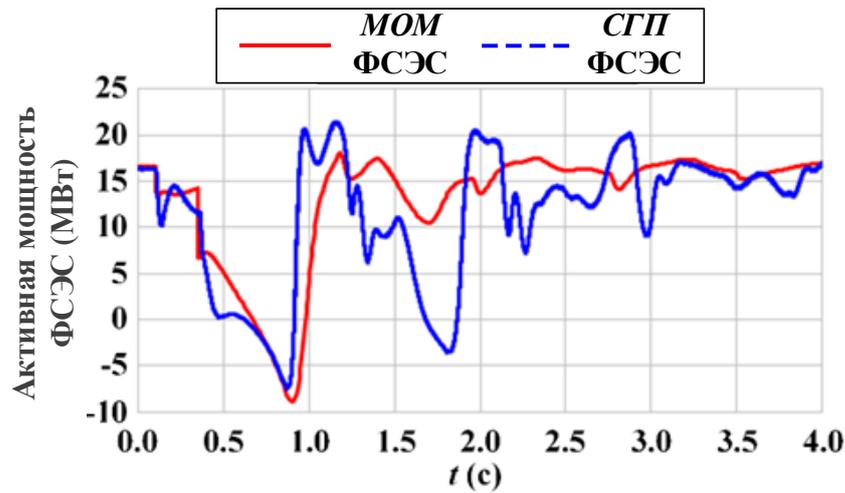
4.1.4. Верификация модели ФСЭС при предельной длительности КЗ

Для верификации расчетов предельного времени КЗ выполнены аналогичные предыдущему эксперименту близкое и далекое КЗ. Предельное время определяется по факту потери синхронизма ФАПЧ с сетью. Результаты представлены в таблице 4.3.

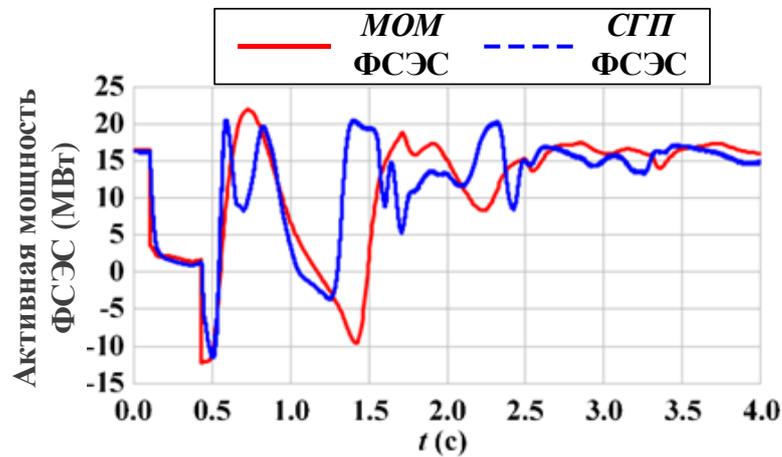
Таблица 4.3 – Предельные времена КЗ

Место КЗ	Предельное время КЗ (мс)					
	Концентрированная сеть			Слабая сеть		
	МОМ ФСЭС	СГП ФСЭС	$\Delta t_{\text{пред}}$	МОМ ФСЭС	СГП ФСЭС	$\Delta t_{\text{сст}}$
Близкое	330	350	20	300	230	-70
Удаленное	250	270	20	240	200	-40

В сильной сети для обоих случаев КЗ значения предельного времени практически совпадают при использовании как модернизированной обобщенной модели, так и СГП ФСЭС. Для удаленного КЗ характер переходных процессов при потере ФАПЧ синхронизма с сетью схож в обоих средствах моделирования, т.е. модернизированная обобщенная модель достаточно адекватно воспроизводит необходимую в данном случае динамику. В данном случае погрешность воспроизведения активной мощности получилась следующая: $r = 0,3436$, НСКО = 9,99% и НМО = 85,06%. Увеличение погрешности по сравнению с предыдущим экспериментом связано с более существенным влиянием упрощенного воспроизведения внешней сети при росте длительности КЗ. Для близкого КЗ величина погрешности увеличилась еще больше ($r = 0,4364$, НСКО = 12,73% и НМО = 92,62%), что обусловлено более активной реакцией ФСЭС при длительном КЗ и, соответственно, игнорирование динамики ЦПТ более существенно сказывается на результатах моделирования. Результаты представлены на рисунке 4.13.



а)



б)

Рисунок 4.13 – Активная мощность ФЭС при $OKЗ = 4,23$ в случаях: а) удаленного КЗ длительностью 250 мс; б) близкого КЗ длительность 330 мс

В слабой сети для обоих случаев КЗ погрешность расчета увеличилась. Причем при использовании СГП ФЭС сама величина предельного времени КЗ стала существенно меньше по сравнению с сильной сетью, а при использовании модернизированной обобщенной модели уменьшение незначительно. Данные изменения и погрешности в значениях предельного времени связаны с существенной зависимостью отклика ФЭС в слабой сети от адекватности воспроизведения быстрых контуров САУ, которые в модернизированной обобщенной модели ФЭС упрощены. Особенно это проявляется при близком КЗ, для которого погрешность определения предельного времени составила 70

мс, а результаты воспроизведения переходных процессов ФСЭС крайне различаются, в связи с чем погрешность количественно не оценивалась. Результаты моделирования удаленного КЗ представлены на рис. 4.14. Величина погрешности в активной мощности ФСЭС следующая: $r = 0,3557$, НСКО = 19,31% и НМО = 95,49%. Стоит отметить не только большое значение НМО, которое в принципе связано с отсутствием при численном моделировании быстрых процессов, но и существенный рост НСКО, что свидетельствует о низкой достоверности результатов.

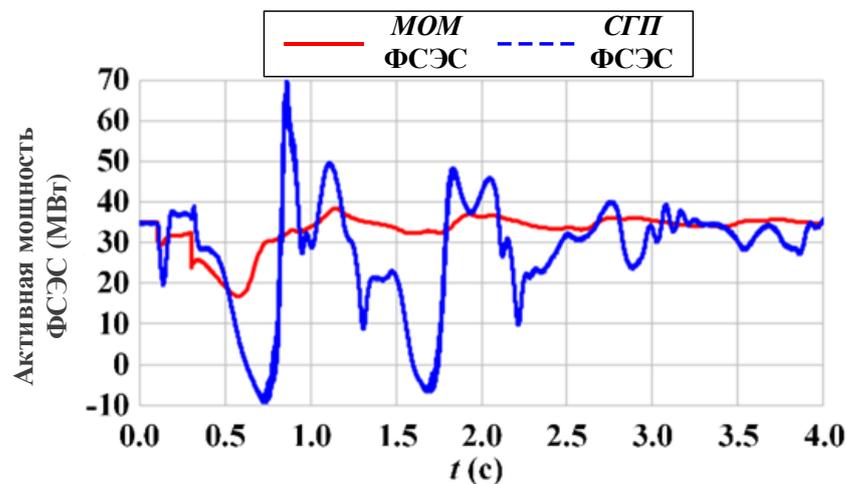


Рисунок 4.14 – Активная мощность ФСЭС при удаленном КЗ длительностью 200 мс в случае $OKЗ = 1,99$

Все предыдущие результаты получены для случая, когда мощность ФСЭС потреблялась непосредственно нагрузкой в точке подключения, т.е. не оказывая влияния на режим работы рассматриваемого энергорайона. Однако ранее полученные результаты показали влияние подхода по внедрению рассматриваемых устройств на погрешность расчетов. В связи с этим рассмотрены случаи, когда при внедрении ФСЭС на аналогичную величину разгружаются традиционные генераторы данного энергорайона. При этом коэффициент мощности генераторов остается постоянным. Рассматривались случаи с аналогичными ОКЗ сети. Для обозначенного варианта внедрения погрешность определения предельного времени КЗ приведена в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Предельные времена КЗ

Место КЗ	Предельное время КЗ (мс)					
	Концентрированная сеть			Слабая сеть		
	МОМ ФСЭС	СГП ФСЭС	$\Delta t_{\text{пред}}$	МОМ ФСЭС	СГП ФСЭС	$\Delta t_{\text{сст}}$
Близкое	530	400	-130	550	250	-300
	(330)*	(350)	(20)	(300)	(230)	(-70)
Удаленное	220	210	-10	200	160	-40
	(250)	(270)	(20)	(240)	(200)	(-40)

* В скобках обозначены значения из табл. 4.3.

При удаленном КЗ в случаях сильной и слабой сети снижается предельное время при использовании разных моделей ФСЭС, поскольку ФСЭС уже выдает мощность в сеть, а не только работает на местную нагрузку. В обоих случаях изменения предельного времени аналогичные, уровень погрешности остался прежним, т.е. способ внедрения ФСЭС не оказывает влияния. Однако при близком КЗ для обоих ОКЗ происходит увеличение величины погрешности в предельном времени по отношению к предыдущему способу внедрения. В результатах, полученных с помощью модернизированной обобщенной модели ФСЭС, наблюдается существенное увеличение предельного времени (200 мс и более), что свидетельствует о расширении границ области устойчивости. Это в первую очередь обусловлено разгрузкой традиционных генераторов, устойчивость которых при этом повышается и оказывает существенное влияние на ФСЭС. При этом настройка САУ СП остается прежней. В результатах моделирования, полученных с помощью СГП ФСЭС, величина предельного времени увеличивается незначительно по сравнению с модернизированной обобщенной моделью ФСЭС, что связано с отличающейся динамикой функционирования быстродействующей САУ СП. Особенно различия проявляются в слабой сети, для которой динамика функционирования быстрых контуров является определяющей с точки зрения устойчивости. Погрешность предельного времени для слабой сети составила 300 мс. При использовании СГП ФСЭС устойчивость ЭЭС продолжает зависеть от динамики быстрых контуров (ФАПЧ и КУТ) и при разных подходах к внедрению предельное время КЗ

практически не меняется. В итоговой таблице 4.5 приведены значения получившихся погрешностей для всех представленных в разделе экспериментов. Таблица 4.5 – Результирующая таблица погрешности расчетов в активной мощности ФСЭС

Возмущение	Сильная электрическая сеть		Слабая электрическая сеть	
	НСКО [%]	НМО [%]	НСКО [%]	НМО [%]
Малое возмущение				
- изменение уставки	0,04	6,21	0,02	5,57
- наброс нагрузки	0,02	4,62	0,04	8,88
Отклик САУ СП при малом возмущении	*	*	*	*
Трехфазное КЗ				
- близкое				
с ЦПТ	5,97	52,56	7,36	55,66
без ЦПТ	1,02	24,86	2,54	46,68
- удаленное				
с ЦПТ	1,64	38,71	2,03	44,91
без ЦПТ	0,83	29,44	1,51	36,85
Определение $t_{пред}$				
- близкое	12,73	92,62	*	*
- удаленное	9,99	85,06	19,31	95,49
* Погрешность не оценивалась ввиду принципиальных различий				

4.1.5. Верификация модели ФСЭС при изменении сопротивления связи

Ввиду упрощения элементов сети при традиционном численном моделировании, проведены экспериментальные исследования при изменении сопротивления связи между ФСЭС и точкой подключения. На рисунках 4.15 и 4.16 приведены полученные осциллограммы напряжения ПС №197, на которой установлены ФСЭС, с разными коэффициентами R/X при удаленном КЗ предельной длительности. Для энергорайонов с ФСЭС характерной особенностью является увеличенное значение коэффициента R/X по сравнению с системообразующей сетью из-за большего количества кабельных линий электропередачи. Увеличение соотношения R/X в сопротивлении связи между

ФСЭС и шиной подстанции подключения на 30% относительно исходного значения в исследуемом энергорайоне приводит к уменьшению уровня погрешности расчетов. Коэффициент корреляции увеличился до 0.5147, что говорит о хорошей степени достоверности результатов моделирования, получаемых с помощью модернизированной обобщенной модели, даже при рассмотрении предельного по длительности КЗ. При уменьшении коэффициента R/X наблюдается обратная ситуация, коэффициент корреляции становится 0.2202. Гистограмма с получившимися коэффициентами корреляции представлена на рис. 4.17.

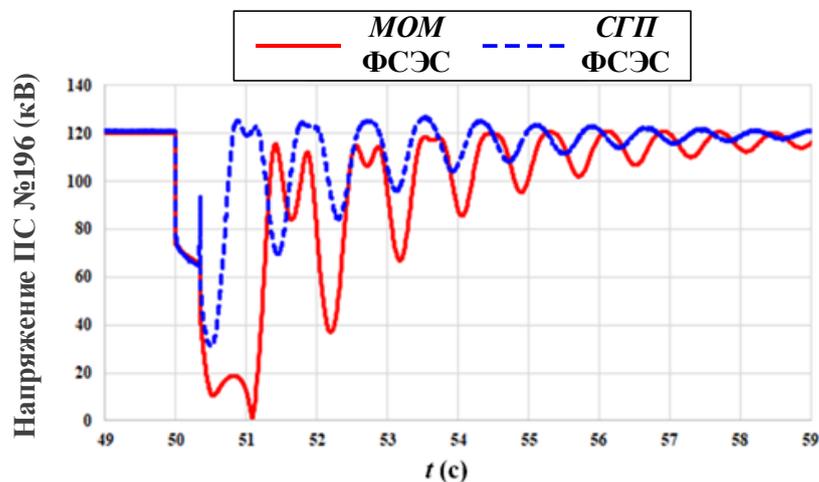


Рисунок 4.15 – Осциллограммы напряжения ПС №197 при исходном коэффициенте R/X

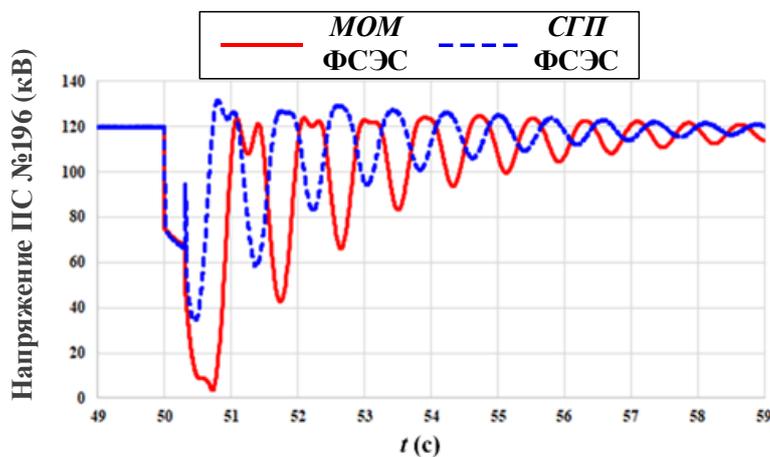


Рисунок 4.16 – Осциллограммы напряжения ПС №197 при увеличенном на 30% коэффициенте R/X

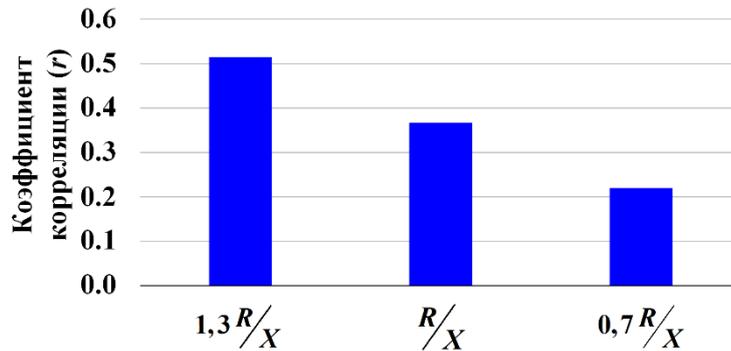


Рисунок 4.17 – Коэффициенты корреляции для напряжения ПС №197 с разными коэффициентами R/X при удаленном КЗ предельной длительности

Изменения погрешности для рассматриваемого случая связаны с влиянием сетевой составляющей. Поскольку уравнение элементов сети в дифференциальной форме $[L \cdot di/dt + Ri = u]$ имеет характеристическое уравнение вида $[Lp + R = 0]$, то из данного уравнения следует, что параметр L (тоже, что и $X = \omega L$) определяет степень влияния дифференциальной составляющей на результаты расчета. При увеличении R/X (в предельном случае имеем $u = Ri$) уменьшается влияние различного описания сетевых элементов (в алгебраической или дифференциальной форме), что сказывается на уменьшении общего уровня погрешности. Уменьшение R/X приводит к обратному эффекту. Следовательно, в энергорайонах с преобладанием кабельных ЛЭП и большим значением активного сопротивления в целом погрешность моделирования будет меньше, даже при рассмотрении случаев КЗ с длительностью близкой или равной предельной. Таким образом может быть сделан вывод о значительном влиянии сетевой составляющей на погрешность в результатах моделирования.

Из представленных экспериментов следует, что модернизированная обобщенная модель и численное моделирование электромеханических переходных процессов в целом с высокой достоверностью воспроизводят различные малые возмущения для любой конфигурации сети. Однако модернизированная модель не позволяет воспроизвести субсинхронные колебания режимных параметров, которые возникают преимущественно в слабой сети из-за быстрой динамики работы системы управления, которая, как

правило настраивается на достижение быстрой реакции САУ СИ. Добавление в обобщенную модель только ФАПЧ является недостаточным. Кроме этого, даже в случае добавления всех быстрых контуров в обобщенную модель, спектр процессов на которые они реагируют отличается от реальных, поскольку идеология численного моделирования электромеханических переходных процессов исключает возможность воспроизведения необходимого в данном случае высокочастотного спектра. Это приводит к сложностям анализа результатов моделирования, получаемых с помощью модернизированной обобщенной моделью, для настройки реальных систем управления ФСЭС, т.к. коэффициенты усиления и другие параметры из обобщенных моделей не могут быть перенесены в явном виде в реальное оборудование.

4.2. Анализ возникновения колебаний режимных параметров ФСЭС при их функционировании в слабых электрических сетях

Внедрение ФСЭС в слабые электрические сети оказывает различное влияние на частоту и амплитуду колебаний режимных параметров, также может выступать причиной их возникновения или наоборот приводить к демпфированию в зависимости от типа, объема, мощности, уровня интеграции таких устройств, места и способа их подключения к сети. Причём как было доказано в предыдущем разделе, наблюдаемые колебания имеют электрический характер и связаны с динамикой функционирования быстрых контуров управления СИ. Причём поскольку КУТ имеет, как правило, фиксированную настройку, зависящую от частоты ШИМ [123], то настройка ФАПЧ может изменяться в довольно широких пределах и связана с необходимой скоростью измерения частоты сети для синхронизации. В связи с этим в данном разделе рассматривается различная полоса пропускания ФАПЧ [124], определяемая по формулам (4.1), при изменении ОКЗ сети. Полосы пропускания для всех экспериментов были приняты следующие: а) ФАПЧ1 = 5 Гц ($K_i=232$, $K_p=21$); б)

ФАПЧ2 = 15 Гц ($K_i=2096$, $K_p=64$); в) ФАПЧ3 = 30 Гц ($K_i=8387$, $K_p=130$); г) ФАПЧ4 = 50 Гц ($K_i=2329$, $K_p=215$).

$$\begin{aligned}\omega_{III} &= 2 \cdot \pi \cdot f_{III} \\ K_{i\Phi АПЧ} &= \frac{\omega_{III}^2}{2 + \sqrt{5}} \\ K_{p\Phi АПЧ} &= \sqrt{2 \cdot K_{i\Phi АПЧ}}\end{aligned}\quad (4.1.)$$

Сценарий №1. В первом сценарии было выполнено отключение ЛЭП 178-184 при разных настройках блока ФАПЧ. Такой тип возмущения приводит к трансформации энергорайона из слабого (ОКЗ = 2,15) в ультрослабый (ОКЗ = 1,7). Полученные результаты представлены на рисунках 4.18-4.25. Также на данных рисунках представлен анализ гармонического спектра активной мощности ФСЭС при разных настройках ФАПЧ.

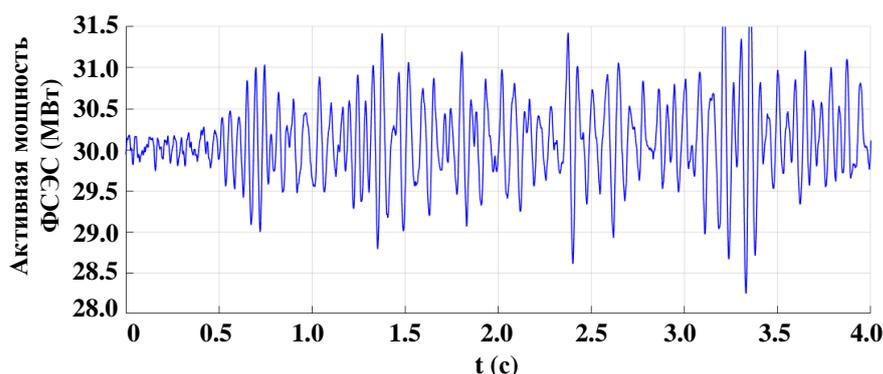


Рисунок 4.18 – Оциллограмма активной мощности ФСЭС при полосе пропускания ФАПЧ 5 Гц ($K_i=232$; $K_p=21$)

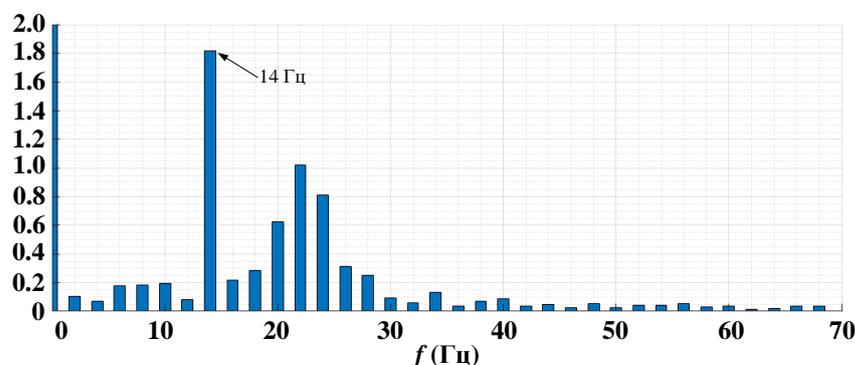


Рисунок 4.19 – Гармонический спектр мощности ФСЭС при полосе пропускания ФАПЧ 5 Гц ($K_i=232$; $K_p=21$)

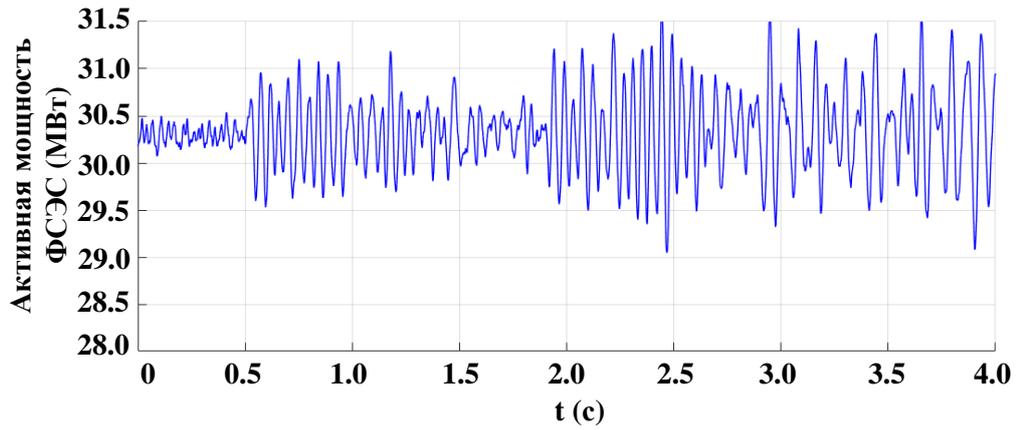


Рисунок 4.20 – Осциллограмма активной мощности ФЭС при полосе пропускания ФАПЧ 15 Гц ($K_i=2096$; $K_p=64$)

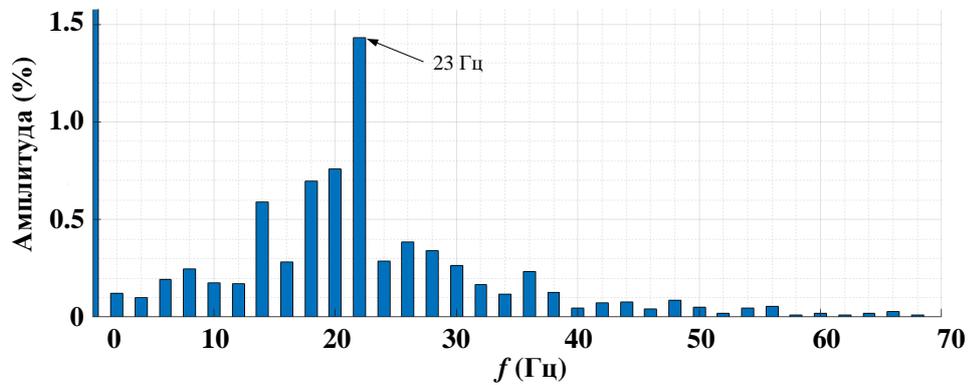


Рисунок 4.21 – Гармонический спектр мощности ФЭС при полосе пропускания ФАПЧ 15 Гц ($K_i=2096$; $K_p=64$)

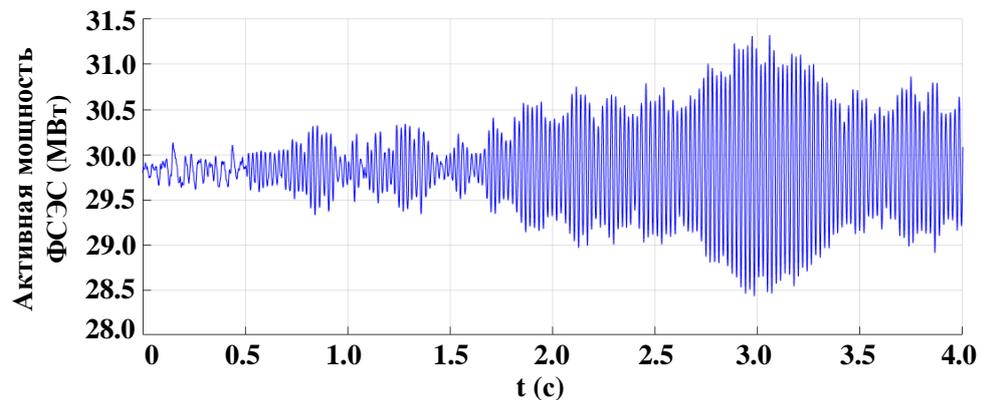


Рисунок 4.22 – Осциллограмма активной мощности ФЭС при полосе пропускания ФАПЧ 30 Гц ($K_i=8387$; $K_p=130$)

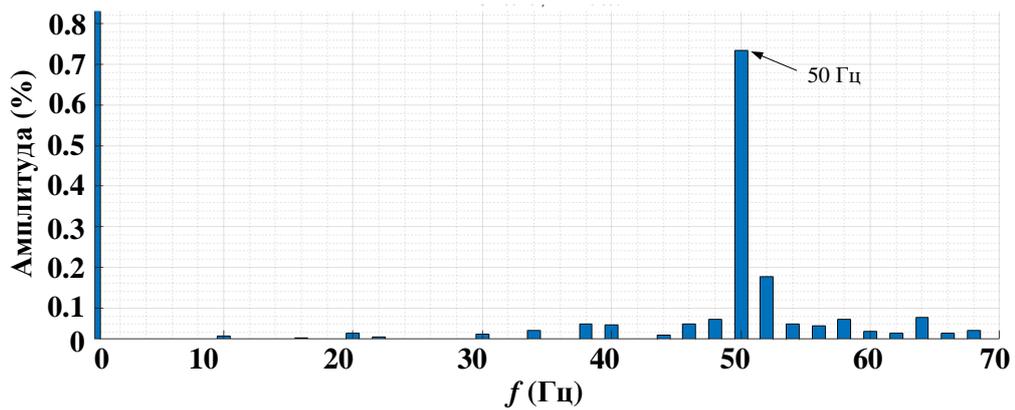


Рисунок 4.23 – Гармонический спектр мощности ФСЭС при полосе пропускания ФАПЧ 30 Гц ($K_i=8387$; $K_p=130$)

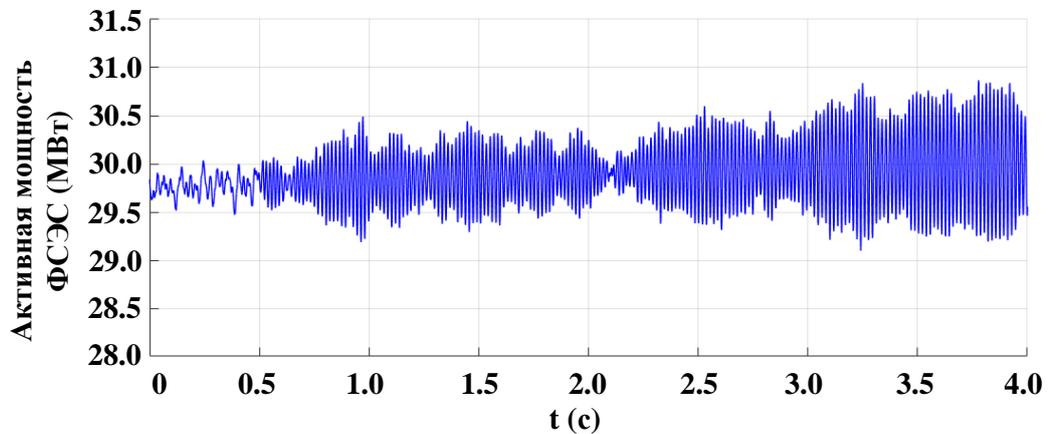


Рисунок 4.24 – Оциллограмма активной мощности ФСЭС при полосе пропускания ФАПЧ 50 Гц ($K_i=23298$; $K_p=215$)

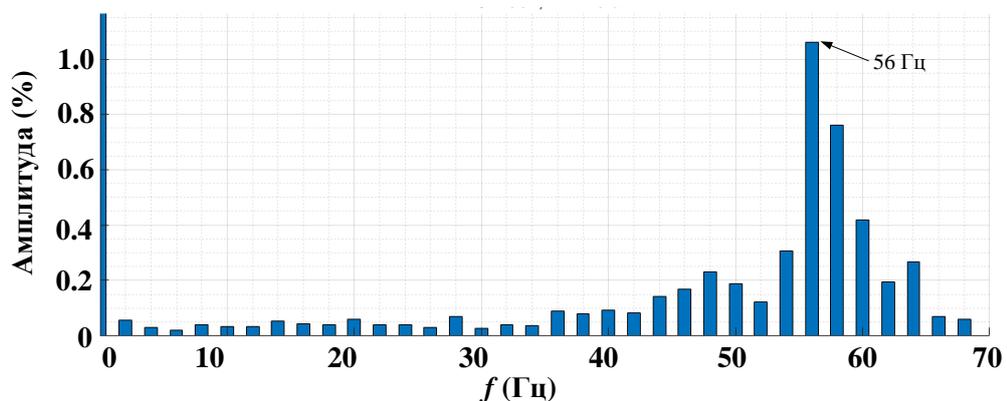


Рисунок 4.25 – Гармонический спектр мощности ФСЭС при полосе пропускания ФАПЧ 50 Гц ($K_i=23298$; $K_p=215$)

Отключение линии и как следствие уменьшение ОКЗ энергорайона приводит к возникновению незатухающих колебаний мощности разной частоты в зависимости от полосы пропускания ФАПЧ. Для каждого эксперимента был выполнен анализ гармонического спектра активной мощности, который выявил, что при росте полосы пропускания ФАПЧ увеличивается доминирующая частота колебаний активной мощности ФЭС, также прослеживается тенденция по снижению её амплитуды (рисунок 4.26).

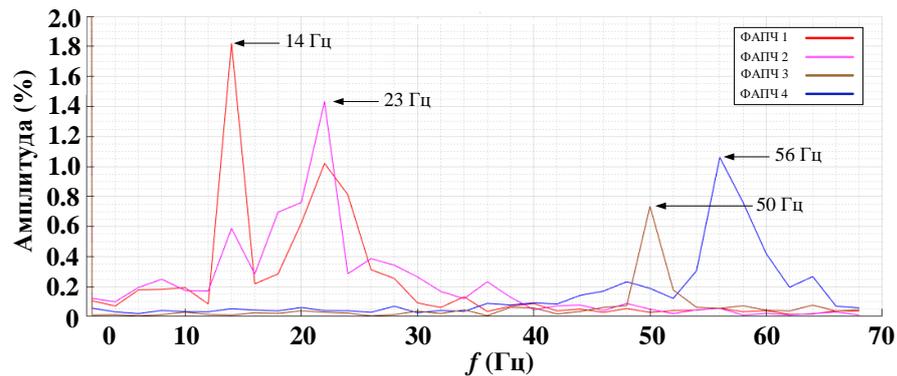


Рисунок 4.26 – Гармонический спектр мощности ФЭС при разных полосах пропускания ФАПЧ

Сценарий №2.

Второй сценарий заключался в изменении ОКЗ путём увеличения выдаваемой мощности ФЭС за счёт скачкообразного изменения уровня инсоляции. Исследования проводились, как и в первом случае, при разной настройке ФАПЧ. Полученные результаты представлены на рисунках 4.27-4.34.

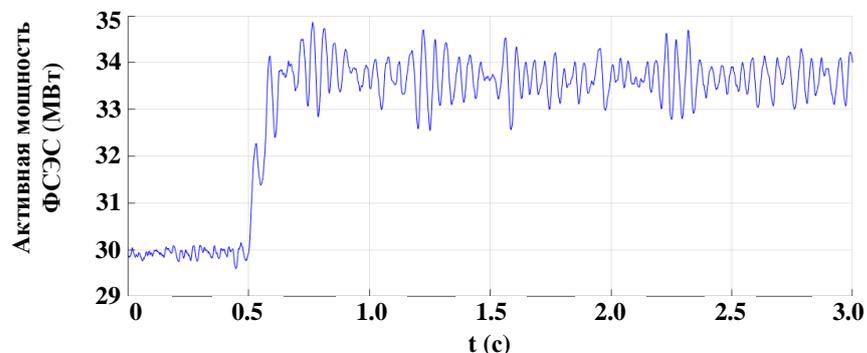


Рисунок 4.27 – Осциллограмма активной мощности ФЭС при полосе пропускания ФАПЧ 5 Гц ($K_i=232$; $K_p=21$)

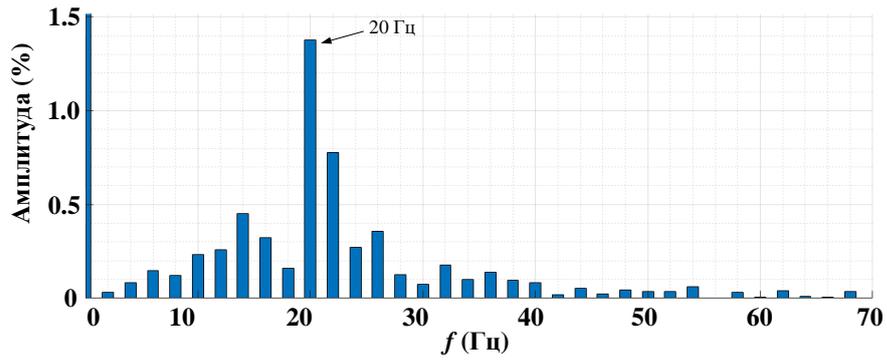


Рисунок 4.28 – Гармонический спектр мощности ФСЭС при полосе пропускания ФАПЧ 5 Гц ($K_i=232$; $K_p=21$)

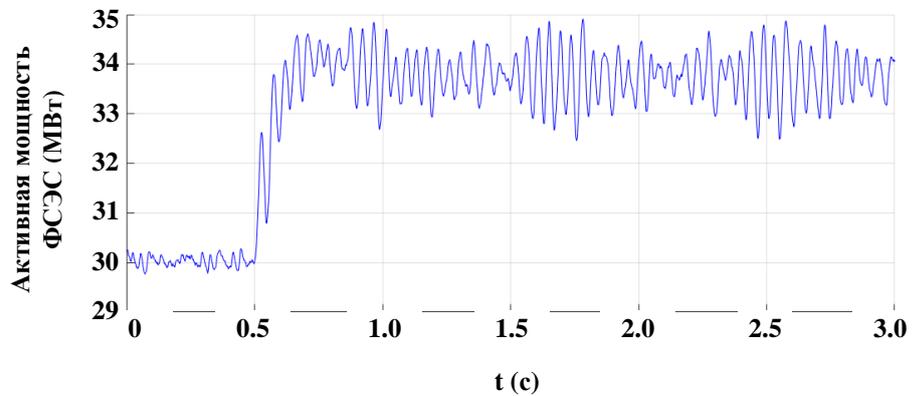


Рисунок 4.29 – Осциллограмма активной мощности ФСЭС при полосе пропускания ФАПЧ 15 Гц ($K_i=2096$; $K_p=64$)

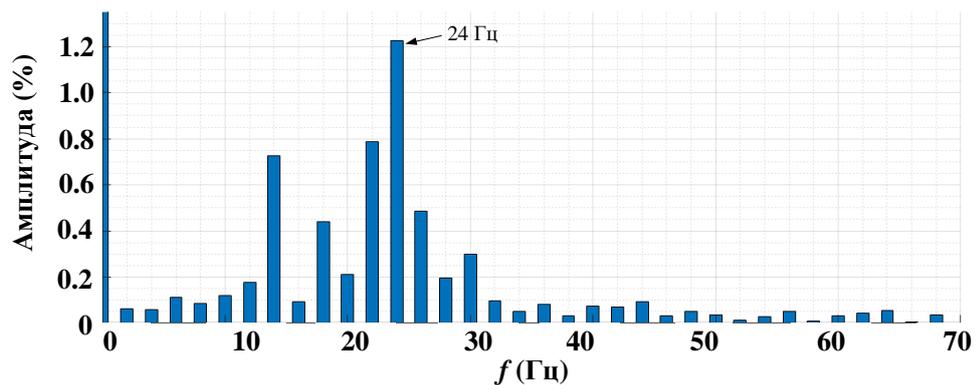


Рисунок 4.30 – Гармонический спектр мощности ФСЭС при полосе пропускания ФАПЧ 15 Гц ($K_i=2096$; $K_p=64$)

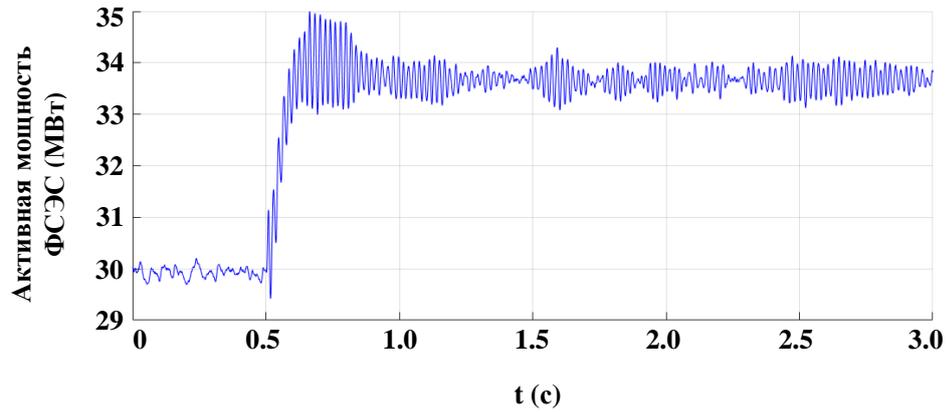


Рисунок 4.31 – Осциллограмма активной мощности ФСЭС при полосе пропускания ФАПЧ 30 Гц ($K_i=8387$; $K_p=130$)

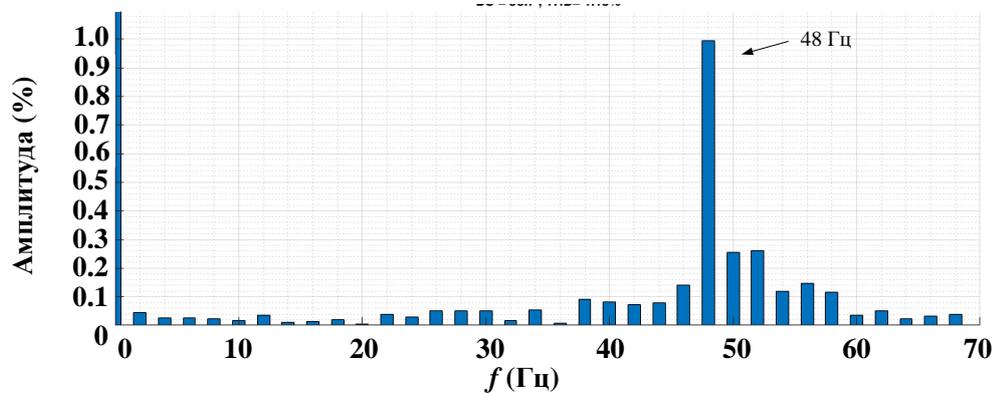


Рисунок 4.32 – Гармонический спектр мощности ФСЭС при полосе пропускания ФАПЧ 30 Гц ($K_i=8387$; $K_p=130$)

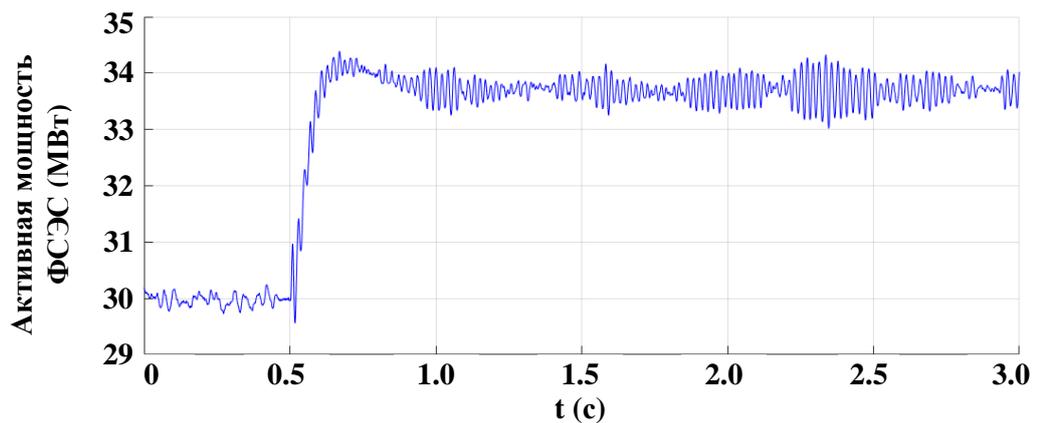


Рисунок 4.33 – Осциллограмма активной мощности ФСЭС при полосе пропускания ФАПЧ 50 Гц ($K_i=23298$; $K_p=215$)

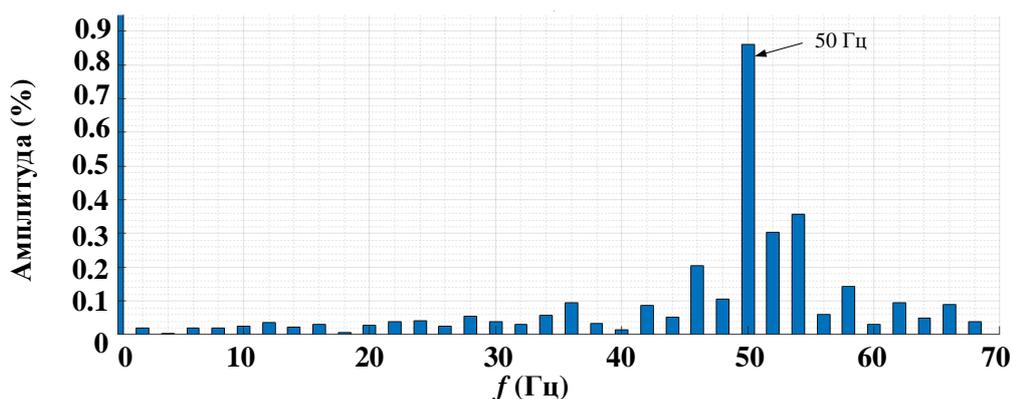


Рисунок 4.34 – Гармонический спектр мощности ФСЭС при полосе пропускания ФАПЧ 50 Гц ($K_i=23298$; $K_p=215$)

Из полученных осциллограмм следует, что увеличение солнечной инсоляции приводит к возникновению незатухающих колебаний мощности разной частоты в зависимости от полосы пропускания ФАПЧ. Для каждого эксперимента был выполнен анализ гармонического спектра активной мощности (рисунок 4.35). В данном случае полученные зависимости по изменению доминирующей частоты колебаний аналогичны первому сценарию, но более чётко прослеживается уменьшение амплитуды колебаний при увеличении полосы пропускания ФАПЧ.

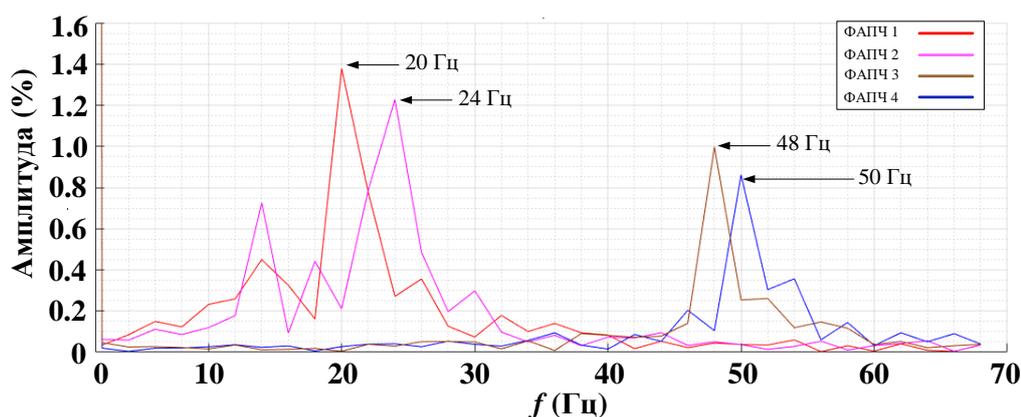


Рисунок 4.35 – Гармонический спектр мощности ФСЭС при разных полосах пропускания ФАПЧ

Из полученных экспериментальных данных, следует что разработанный СГП ФСЭС позволяет воспроизводить субсинхронные колебания режимных

параметров различной частоты и амплитуды при изменении основных, влияющих на них факторов: настройка блока ФАПЧ и изменение ОКЗ сети. В связи с этим СГП ФСЭС может использоваться для разработки мероприятий по демпфированию таких колебаний.

Комплексное решение рассматриваемой проблемы возможно в рамках двух принципиально различающихся подходов. Первый из них заключается в применении возможностей самих внедряемых объектов ФСЭС путем настройки их САУ, добавлением дополнительных каналов регулирования или алгоритмов управления [125]. Второй направлен на совместную установку объектов разного типа для достижения большей гибкости в управлении (например, ФСЭС и системы накопления энергии). В рамках работы рассматривался первый подход.

Помимо корректной настройки блока ФАПЧ для демпфирования колебаний, возможно дополнять и модернизировать САУ ФСЭС с помощью различных регуляторов демпфирования колебаний (РДК). В качестве входного сигнала регулятора можно использовать [126, 127]:

1. Разность частот сети и преобразователя (в отдельных случаях частоты вращения генераторов, которые вносят наибольший вклад в локальные колебания).
2. Передаваемая мощность по линии переменного тока (обычно переток мощности по контролируемому сечению).
3. Более сложные схемы, в которых в качестве входного сигнала регулятора используется отклонение частоты и производная напряжения в точке подключения объекта ФСЭС для формирования управляющего воздействия – изменения величины активной и реактивной мощности соответственно.

При этом анализ существующих зарубежных сетевых кодексов [128-132] показал, что рекомендованной для использования структуры РДК нет и основным требованием является поддержание соответствующего уровня напряжения и частоты, а также величины коэффициента демпфирования [133]). Например, в [134] авторами предлагается комбинированная система,

формирующая управляющее воздействие в зависимости от идентифицированной частоты колебания (рисунок 4.36).

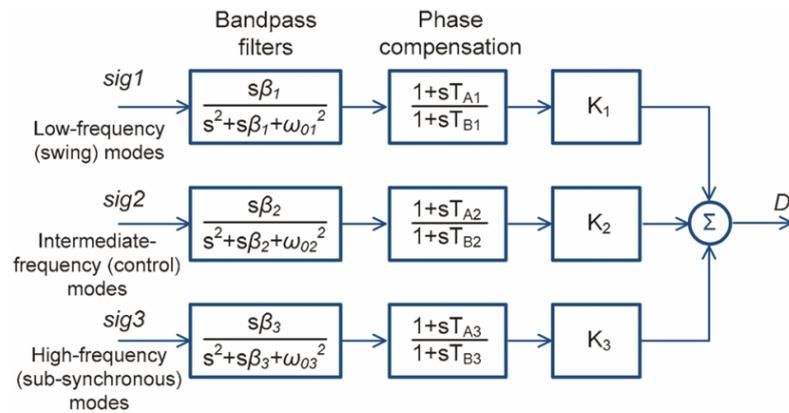


Рисунок 4.36 – Комбинированная система формирования управляющего воздействия [134]

Однако, продемонстрирована адекватность получаемых результатов только для частот до 2 Гц, другие режимы требуют более детального представления не только модели ВИЭ, но и ЭЭС в целом. Аналогичные выводы о необходимости детального моделирования ЭЭС и объекта ВИЭ, рассмотрения всех возможных режимов работы ЭЭС для оценки эффективности РДК с учетом разных входных сигналов обозначены авторами в [134].

Свою эффективность продемонстрировал РДК на основе блока синтетической инерции (СИИ) [135, 136]. Традиционно, блок СИИ рассматривается применительно к ВЭУ [137-141]. Это связано с возможностью использования накопленной энергии вращающегося ветроколеса для краткосрочного увеличения выдаваемой ВЭУ мощности во время возникновения снижения частот в ЭЭС. При этом, существует 2 варианта реализации алгоритма СИИ: одно- и двухконтурная схема управления (рисунок 4.37) [141].

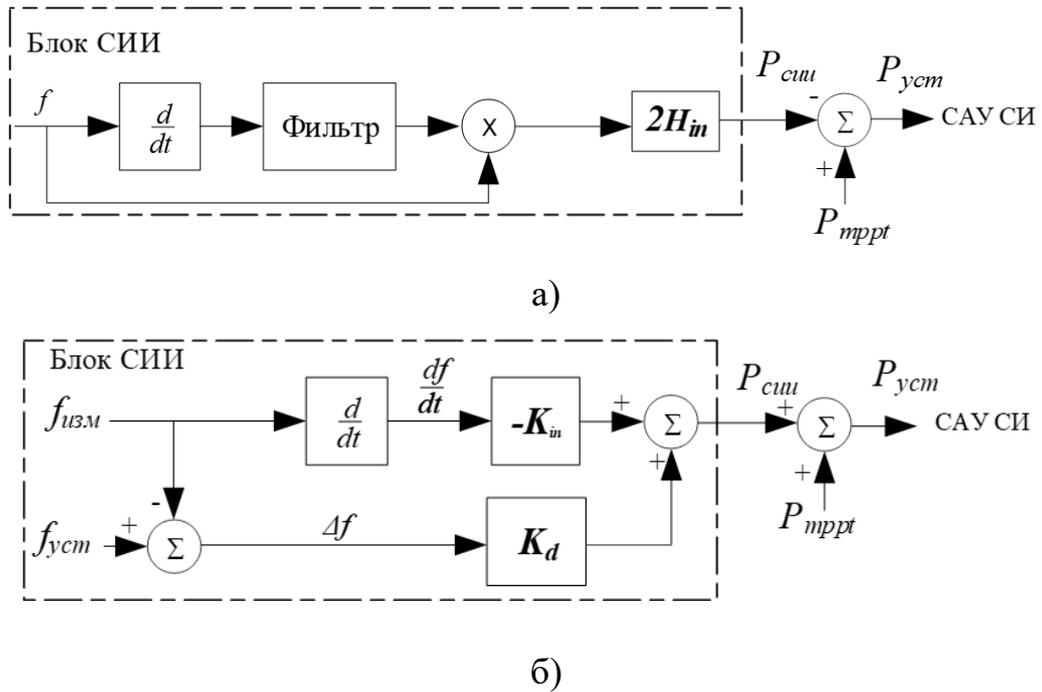


Рисунок 4.37 – Схема блока СИИ: а) одноконтурное управление; б) двухконтурное управление, где $P_{сии}$ – сигнал блока СИИ, $P_{тмрт}$ – сигнал блока ТММ, $P_{уст}$ – уставка для блока САУ СИ, $H_{ин}$ – коэффициент инерции, K_d – пропорциональный коэффициент, $K_{ин}$ – дифференциальный коэффициент, $f_{изм}$ – частота сети, $f_{уст}$ – уставка по частоте

В [49, 142-144] для решения проблем, связанных с субсинхронными колебаниями, авторы предлагают использовать дополнительное субсинхронное демпфирующее управление (ДСДУ), изображенное на рисунке 4.38 в составе САУ СИ ФСЭС.

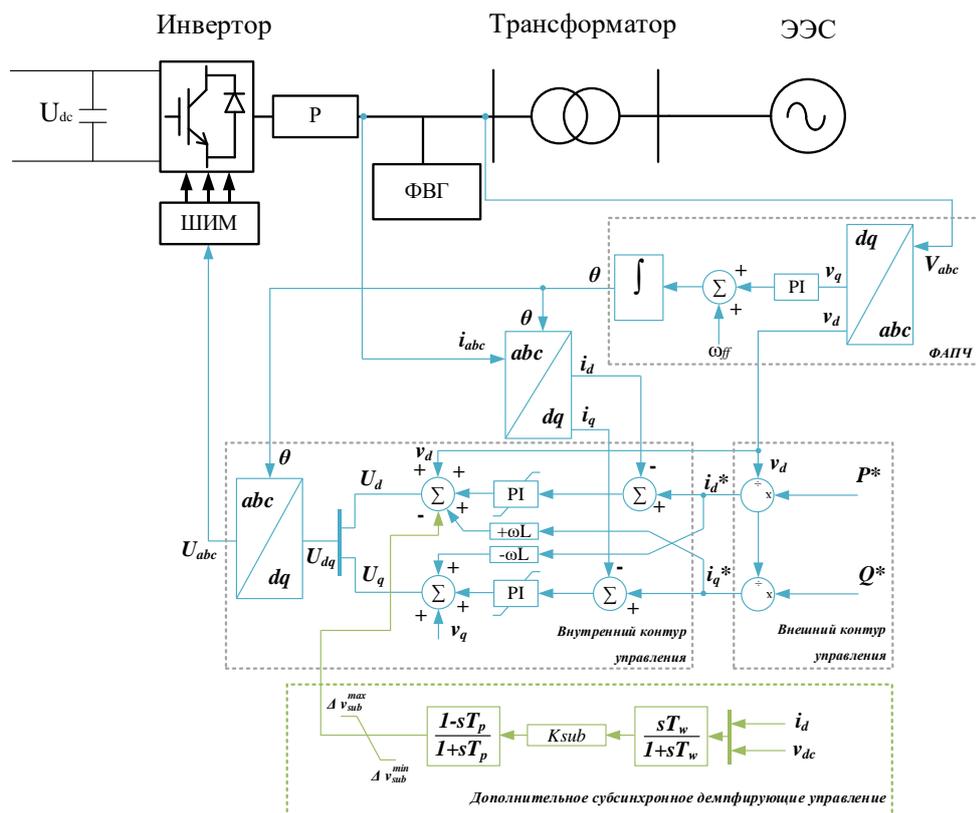


Рисунок 4.38 – САУ СП ФСЭС с ДСДУ

ДСДУ состоит из фильтра высоких частот, коэффициента усиления и фазовращателя. Фильтр высоких частот используется для отбора соответствующего подсинхронного сигнала. Коэффициент усиления и фазовращатель могут в большом диапазоне регулировать величину и фазу сигнала для достижения лучших характеристик управления. Переменные составляющие выходного тока по оси d и напряжения цепи постоянного тока v_{dc} используются в качестве обратной связи поскольку они оказывают существенное влияние на субсинхронные колебания. Опубликованные исследования [49, 142-144] показывают, что данный РДК является крайне эффективным, в связи с чем он выбран для интеграции в состав разработанного СГП ФСЭС.

Помимо выбора различных РДК для демпфирования колебаний, необходимо сформировать резерв мощности для ФСЭС. Первый способ заключается в использовании накопителей электрической энергии для выдачи дополнительной мощности, второй способ заключается в «недогрузке» ФСЭС в установившемся режиме и задействовании полной мощности в аварийных

режимах. В [141] доказано, что первый способ имеет более высокую стоимость, в связи с этим более распространённым и основным в настоящее время считается вариант недогрузки ФСЭС. Стратегия «недогрузки» заключается в уменьшение выдаваемой активной мощности в нормальных условиях эксплуатации, за счёт смещения рабочей точки в правую или левую область на кривой зависимости $P(U)$ (рисунок 4.39). Как указано в [145], зона 2 является наиболее предпочтительнее из-за лучшей эффективности функционирования ПППТ при более высоких уровнях напряжения и обеспечивает быстрый динамический отклик, вызванного большим наклоном кривой $P-U$. Кроме этого, в отличие от зоны 2, зона 1 имеет более короткий запас мощности из-за ограничения минимального напряжения, требуемого ШИМ преобразователя. Однако подходы к управлению разгрузкой, основанные на управлении напряжением ЦПТ вместо активной мощности, извлекаемой из фотоэлектрических модулей, могут так же использовать зону 1 для работы ФСЭС [146, 147]. Таким образом, когда частота сети ниже своего номинального значения, ФСЭС могут снизить или увеличить свое напряжение на стороне постоянного тока и впоследствии увеличить соответствующую генерируемую мощность [148].

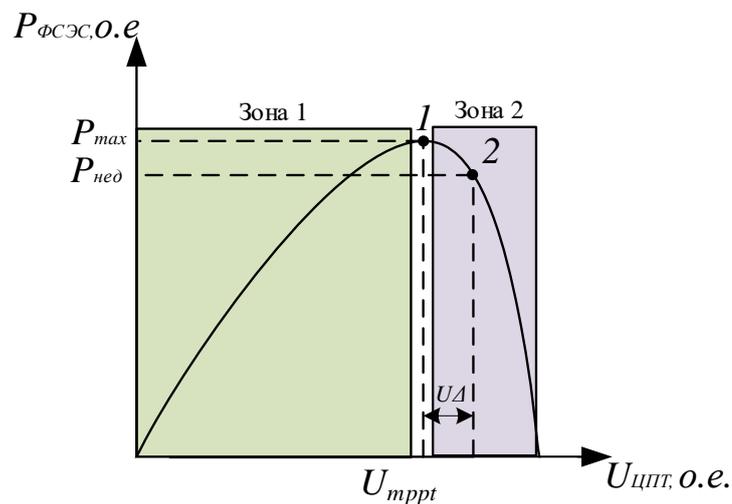


Рисунок 4.39 – Зависимость мощности от напряжения ЦПТ ФСЭС

В рамках экспериментальных исследований выполнено моделирование аналогичных сценариев №1 и №2, но с учётом интегрированных в СГП ФЭС РДК и режима недогрузки, результаты представлены на рисунках 4.40 и 4.41.

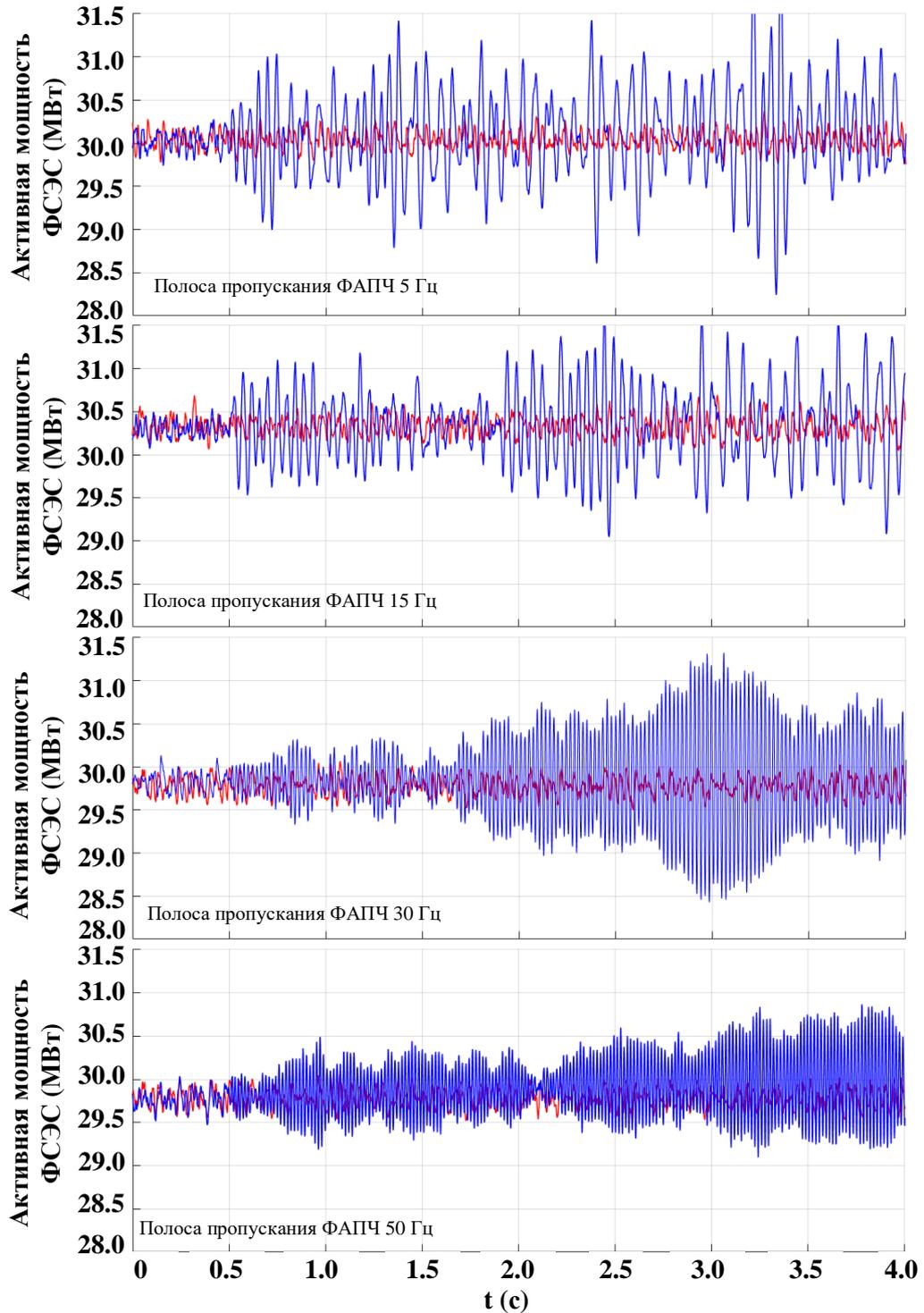


Рисунок 4.40 – Осциллограммы активной мощности ФЭС при отключении ЛЭП и разной полосе пропускания ФАПЧ (синяя кривая – ФЭС без ДСДУ, красная кривая – ФЭС с ДСДУ)

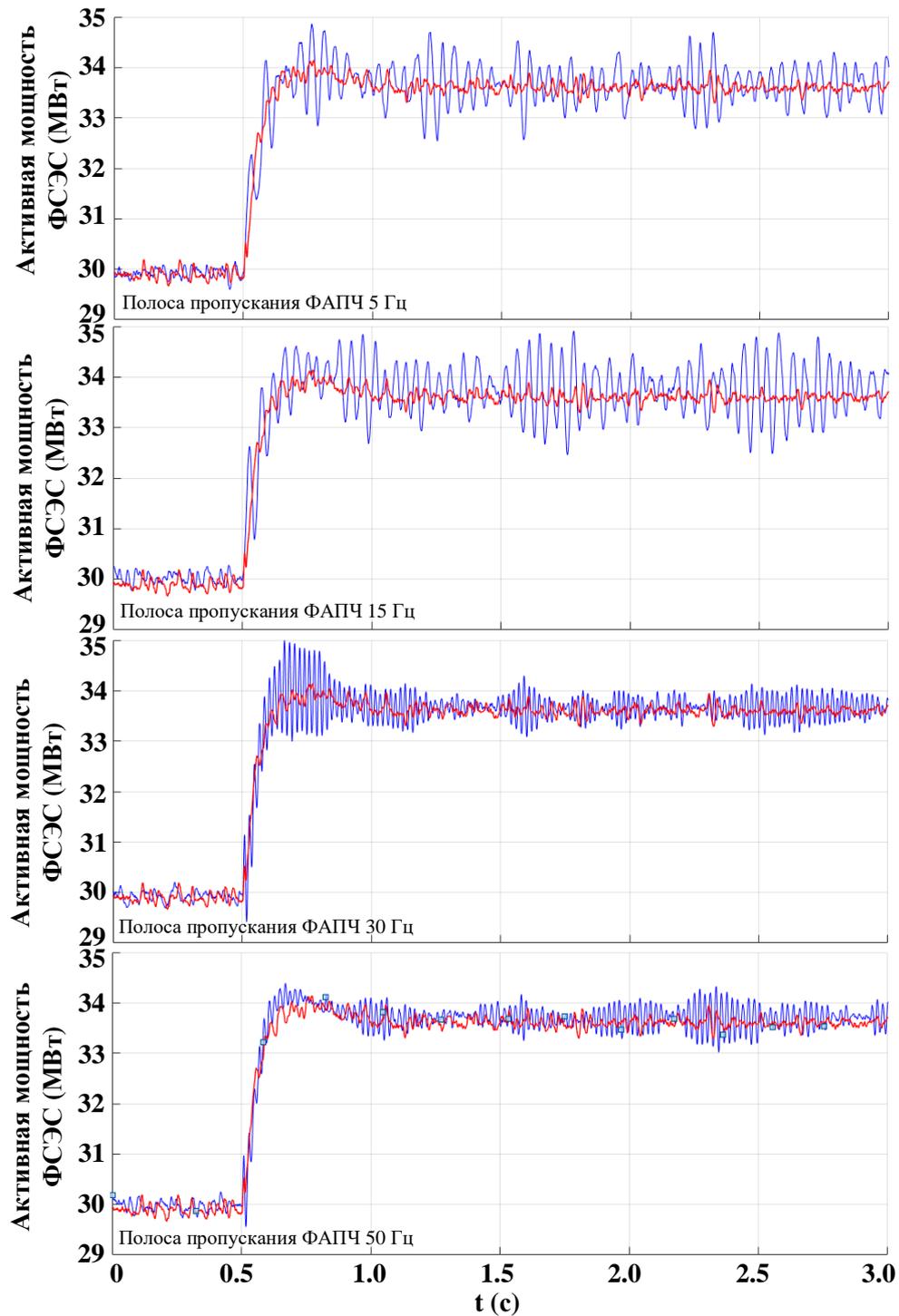


Рисунок 4.41 – Осциллограммы активной мощности ФЭС при увеличении уровня инсоляции и разной полосе пропускания ФАПЧ

Полученные результаты демонстрируют эффективное демпфирование колебаний при разных возмущениях в ЭЭС за счет использования РДК. В итоге доказана возможность использования разработанного СПП ФЭС для анализа способов и подходов по демпфированию субсинхронных колебаний в ЭЭС.

4.3. Выводы по главе 4

Проведенные исследования показали, что модернизированная обобщенная модель ФСЭС в целом с высокой достоверностью воспроизводит различные малые возмущения для любой конфигурации сети. Однако данная модель не позволяет воспроизвести колебания, которые возникают преимущественно в слабой сети из-за функционирования САУ, которая, как правило, настраивается на достижение быстрой реакции. Добавление в обобщенную модель только ФАПЧ является недостаточным. Кроме этого, даже в случае добавления всех быстрых контуров в обобщенную модель, спектр процессов на которые они реагируют отличается от реальных, поскольку идеология численного моделирования электромеханических переходных процессов исключает возможность воспроизведения необходимого в данном случае высокочастотного спектра. Это приводит к сложностям использования обобщенных моделей для настройки реальных систем управления СИ, т.к. коэффициенты усиления и другие параметры из обобщенных моделей не могут быть перенесены в явном виде в реальное оборудование.

При воспроизведении различных больших возмущений влияние на достоверность результатов моделирования оказывает место возмущения, интенсивность и ОКЗ сети. При близком КЗ погрешность преимущественно связана с исключением динамики ЦПТ в модернизированной обобщенной модели ФСЭС. Несмотря на это, в целом модернизированная обобщенная модель ФСЭС показывает удовлетворительный отклик при любом КЗ в случае сильной сети. В слабой сети формируется большая погрешность при воспроизведении КЗ. При определении предельного времени КЗ с помощью обобщенной модели наибольшие погрешности возникают в слабой сети при близком КЗ. Также при определении предельного времени играет роль способ внедрения ФСЭС в сеть.

Полученные результаты проведенных исследований с помощью разработанного СПП ФСЭС доказали существенное влияние ОКЗ и полосы

пропускания ФАПЧ на субсинхронные колебания в ЭЭС. Уровень внедрения ФСЭС, согласно статистике, продолжает непрерывно увеличиваться, тем самым приводит к тому, что ОКЗ сети становится меньше. Слабая система становится более чувствительной к возникающим колебательным процессам, что отражают проведенные эксперименты. С увеличением ширины полосы пропускания блока ФАПЧ происходит увеличение частоты колебаний и уменьшение их амплитуды. Однако такие колебания могут успешно демпфироваться с помощью модернизации САУ СИ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные результаты диссертационной работы заключается в следующем:

1. Представлен анализ особенностей ФСЭС, которые заключаются в отсутствие прямого сопряжения с сетью и использования для подключения к электрической сети СИ. В результате внедрения таких ФСЭС существенно изменяются динамические свойства ЭЭС из-за отличающийся динамики функционирования СИ и его системы управления, что может приводить к проблемам, связанным с возникновением колебаний различной частоты и амплитуды. Отмечено, что особенно часто возникают обозначенные проблемы при внедрении ФСЭС в ЭЭС со слабыми электрическими сетями. Плотность такой сети оценивается с помощью коэффициента ОКЗ. Также отмечено, что основным способом анализа возникающих проблем, связанных с внедрением ФСЭС в ЭЭС, является математическое моделирование.

2. Рассмотрены используемые виды обобщенных моделей ФСЭС и их модификации. Выделены особенности модернизированных моделей: а) ФСЭС представляется в виде источника напряжения вместо источника тока; б) для синхронизации с сетью добавлен контур ФАПЧ; в) КУТ аппроксимируется апериодическим звеном первого порядка с постоянной времени от 10 до 20 мс; г) ЦПТ и её система САУ не воспроизводятся; д) динамика первичного источника энергии не воспроизводится.

3. Рассмотрены подходы к моделированию ЭЭС с ФСЭС с помощью ПВК и ПАК. Отмечается, что при моделировании современных ЭЭС временная шкала работы СИ и их систем управления, определяющих в целом переходный процесс для ФСЭС, находится в диапазоне от нескольких микросекунд и охватывает высокочастотные процессы, которые при традиционном численном подходе к моделированию не воспроизводятся. Поэтому более предпочтительными для моделирования ЭЭС с ФСЭС являются средства расчета электромагнитных

переходных процессов. Отдельно представлены особенности, возникающие при использовании цифровых ПВК и ПАК для моделирования ЭЭС с СИ.

4. Предложено использовать гибридный подход к моделированию, который заключается в комплексном применении сразу нескольких методов моделирования: аналогового, цифрового и физического, ввиду присущих особенностей только цифровому математическому моделированию при анализе и исследовании процессов в больших ЭЭС с ФСЭС. Реализацией данного подхода является уникальное, отечественное средство моделирование – ВМК РВ ЭЭС. В рамках гибридного подхода, а также на основе анализа специфики функционирования ФСЭС в ЭЭС сформулированы конкретные положения концепции её всережимного моделирования в реальном времени.

5. Создан СГП ФСЭС, предназначенный для детального моделирования ФСЭС в ЭЭС, который состоит из: а) ПАЦП, обеспечивающего всё информационное управление СГП ФСЭС; б) ФЭМ, которая воспроизводится с помощью сопроцессора на цифровом уровне; в) ФМ СИ, ПППТ и ППК воспроизведение которых на физическом уровне обеспечивается с помощью ЦУАК; г) ПК, который осуществляет управление ЦУАК физических моделей; д) модели реактора, цепи постоянного тока, фильтра высших гармоник, трансформатора, которые реализуются на аналоговом уровне; е) ЦП, который осуществляет информационно-управляющее взаимодействие по локальной компьютерной сети между сервером ВМК РВ ЭЭС и периферийными процессорами МПУ.

6. Выполнено сравнение результатов моделирования, получаемых с помощью СГП ФСЭС на примере двухмашинной схемы, с аналогичными результатами, полученными с помощью ПАК RTDS. Также выполнено сравнение с натурными данными из открытых источников. Во всех экспериментах продемонстрировано совпадение результатов, что доказывает корректность функционирования разработанного СГП ФСЭС.

7. Для подтверждения свойств и возможностей СГП ФСЭС в составе ВМК РВ ЭЭС проведен комплекс испытаний в модели энергосистемы, разработанной

на основе топологии реальной ЭЭС. Сформулированы и выполнены два направления исследований: а) верификация модернизированной обобщенной модели ФСЭС; б) оценка возможности воспроизведения колебаний режимных параметров при функционировании ФСЭС в слабых сетях с помощью СГП ФСЭС.

8. В рамках первого направления доказано, что модернизированная обобщенная модель ФСЭС: а) с высокой достоверностью воспроизводит различные малые возмущения для любой конфигурации сети; б) демонстрирует удовлетворительный отклик при любом КЗ в случае сильной сети, в слабой сети формируется существенно большая погрешность; в) при близком КЗ демонстрирует погрешность преимущественно связанную с исключением динамики ЦПТ; г) не позволяет воспроизвести неустойчивость, обусловленную функционированием СИ в слабой сети, из-за упрощенной динамики функционирования САУ СИ. Таким образом доказана возможность использования разработанного СГП ФСЭС для верификации обобщенных математических моделей ФСЭС в составе ЭЭС.

9. В рамках второго направления экспериментально доказано, что с помощью разработанного СГП ФСЭС могут быть воспроизведены субсинхронные колебания режимных параметров различной частоты и амплитуды при изменении основных, влияющих на них факторов: настройка блока ФАПЧ и изменение плотности сети. Также возможна модернизация САУ СИ в СГП ФСЭС путём интеграции различных РДК, что позволяет разрабатывать мероприятия по эффективному демпфированию такого рода колебаний.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- CAN (Controller Area Network) – Вычислительная сеть контроллеров б/ва
- RTDS (Real Time Digital Simulator) – цифровой симулятор в реальном времени;
- SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) – система автоматического контроля и сбора информации;
- SPI (Serial Peripheral Interface) – Последовательный периферийный интерфейс;
- UART (Universal Asynchronous Receiver/Transmitter) – Универсальный асинхронный приемник/передатчик;
- АРМ – автоматизированное рабочее место;
- АЦП – аналогово-цифровое преобразование;
- ВАХ – вольтамперная характеристика;
- ВИЭ – возобновляемые источники энергии;
- ВМК РВ ЭЭС – Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем;
- ВЭС – ветроэлектростанция;
- ВЭУ – ветроэнергетическая установка;
- ГСП – гибридный сопроцессор;
- КЗ – короткое замыкание;
- КТУ – коммутатор трехфазных узлов;
- КУТ – контур управления током
- ЛАЧХ – логарифмическая амплитудно-частотная характеристика;
- ЛКС – локальная компьютерная сеть;
- ЛФЧХ – логарифмическая фазо-частотная характеристика;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- МПУ – микропроцессорный узел;
- НМО – нормализованное максимальное отклонение;
- НСКО – нормализованное среднеквадратичное отклонение;

ОИК – оперативно-информационный комплекс;
ОКЗ – отношение короткого замыкания
P dq – процессор d,q преобразований;
ПА – противоаварийная автоматика;
ПАЦП – процессор АЦП;
ПВК – программно-вычислительный комплекс;
ПН – повторитель напряжения;
ПНТ – преобразователь напряжение-ток;
ППК – продольно-поперечный коммутатора
ПППТ – повышающий преобразователь постоянного тока;
Р – реактор;
РДК – регулятор демпфирования колебаний.
РЗ – Релейная защита;
САУ – система автоматического управления;
СГП – специализированный гибридный процессор;
СИ – сетевой инвертор;
СИИ – синтетическая инерция;
СП – сопроцессор;
СПН – статический преобразователь напряжения
Т – трансформатор;
ТММ – точка максимальной мощности;
ТП – трансформатор присоединения;
ТЭЭС – тестовая электроэнергетическая система;
ФАПЧ – фазовая автоподстройка частоты
ФВГ – фильтр высших гармоник;
ФМ – физическая модель;
ФМ СИ – физическая модель сетевого инвертора;
ЦАП – цифро-аналоговое преобразование;
ЦП – центральный процессор;
ЦПТ – цепь постоянного тока;

ЦУ ФМ – цифруправляемая физическая модель;

ЦУАК – цифруправляемый аналоговый ключ;

ЭЭС – электроэнергетическая система.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ Р 51594-2000. СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА Термины и определения. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2000.
2. ГОСТ Р 55993-2014. Системы фотоэлектрические. Термины, определения и символы. – М.: Стандартинформ, 2015.
3. ГОСТ Р 59949-2021 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к управлению активной и реактивной мощностью генерирующего оборудования ветровых и солнечных электростанций. – М.: Оформление. ФГБУ «РСТ», 2022.
4. ГОСТ Р 51237-98. Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Термины и определения. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1999.
5. International Energy Agency: [Электронный ресурс]. URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics?type=statistics#data-tool-types> (дата обращения: 21.06.2023).
6. Renewable Energy Market Update 2023: [Электронный ресурс]. URL: <https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-june-2023> (дата обращения: 21.06.2023).
7. Информационный бюллетень рынок возобновляемой энергетики России: текущий статус и перспективы развития. Ассоциация развития возобновляемой энергетики. [Электронный ресурс]. URL: <https://rreda.ru/bulletin> (дата обращения: 21.06.2023).
8. Функционирование и развитие электроэнергетики в эпоху цифровизации: сборник под ред. Н.Д. Рогалева. – М.: Издательство МЭИ, 2021. – 272 с.
9. Илюшин, П.В. Интеграция электростанций на основе возобновляемых источников энергии в Единую энергетическую систему России: обзор проблемных вопросов и подходов к их решению / П.В. Илюшин // Вестник МЭИ. – 2022. – № 4. – С. 98—107.

10. Самойленко, В.О. О стандартизации и унификации принципов построения релейной защиты фотоэлектрических станций / В.О. Самойленко, Д.А. Трапезников, П.В. Илюшин // Релейная защита и автоматизация. – 2020. – № 3(40). – С. 10-25.

11. Impact of inverter based generation on bulk power system dynamics and short-circuit performance. IEEE Power and Energy Society, Tech. Rep. PES -TR68, Jul. 2018. [Электронный ресурс]. URL: https://resourcecenter.ieee-pes.org/technical-publications/technicalreports/PES_TR_7-18_0068.html (дата обращения: 21.06.2023).

12. Илюшин, П.В. О функционировании распределенных источников энергии с силовыми преобразователями в составе энергосистем и изолированных энергорайонов / П.В. Илюшин, А.В. Симонов // Релейная защита и автоматизация. – 2020. – № 2(39). – С. 30-38.

13. Li, B. Improved practical method for low-inertia VSC-HVDC stability analysis in weak system. / Li, B., Chen, S., Liu, T. // IET Generation, Transmission and Distribution. – 2020. – Vol.14 (22), – PP. 5072-5079.

14. Hatziargyriou, N. Definition and Classification of Power System Stability Revisited and Extended / N. Hatziargyriou, J.V. Milanovic, C. Rahmann, V. Ajjarapu, C. Canizares, I. Erlich, D. Hill, I. Hiskens, I. Kamwa, B. Pal, P. Pourbeik, J.J. Sanchez-Gasca // IEEE Transactions on Power Systems. – 2021. – Vol. 36(4). – P. 3271–3281.

15. Suvorov, A. A comprehensive assessment of the state-of-the-art virtual synchronous generator models. / A. Suvorov, A. Askarov, A. Kievets, V. Rudnik // Electric Power Systems Research. – 2022. – Vol 209. – 108054.

16. Суворов А.А. Верификация численных расчётов электромеханических переходных процессов при оценке устойчивости электроэнергетических систем с генерирующими объектами, использующими ВИЭ. / А.А. Суворов, А.Б. Аскарлов, В.Е. Рудник, И.А. Разживин, М.В. Андреев, Ю.Д. Бай // Электрические станции. – 2022. – № 1 (1086). – С. 25-37.

17. Ситников, С. А. Анализ проблем энергосистемы с высокой долей солнечной генерации. / Ситников, С. А., Шайтор, Н. М., Горпинченко, А. В., &

Дубков, Е. А. // Вестник ИЖГТУ имени М.Т. Калашникова. – 2021. – №24 (1). – С. 87–95.

18. Sinsel, S. R. Challenges and solution technologies for the integration of variable renewable energy sources—a review / Sinsel, S. R., Riemke, R. L., & Hoffmann, V. H. // *Renewable Energy*. – 2020. – Vol. 145. – PP. 2271-2285.

19. IEEE Std 1204-1997. IEEE Guide for Planning DC Links Terminating at AC Locations Having Low Short-Circuit Capacities.

20. Wang, W. Instability of PLL-Synchronized Converter-Based Generators in Low Short-Circuit Systems and the Limitations of Positive Sequence Modeling / W. Wang et al. // 2018 North American Power Symposium (NAPS), Fargo, ND, USA. – 2018. – PP. 1-6,

21. Ebrahimzadeh, E. Harmonic stability and resonance analysis in large PMSG-based wind power plants / E. Ebrahimzadeh, et al. // *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. – 2018. – Vol. 9. – No. 1. – PP. 12–23.

22. Huang, S.H. Voltage control challenges on weak grids with high penetration of wind generation: ERCOT experience / Huang, S.H., et al. // *IEEE PES General Meeting, San Diego*. – CA. – 2012. – PP. 1–7.

23. Ramasubramanian, Deepak. A Positive Sequence Voltage Source Converter Mathematical Model for Use in Low Short Circuit Systems. / Ramasubramanian, Deepak, Wang, Wenzong, Pourbeik, Pouyan, Farantatos, Evangelos, Gaikwad, Anish, Soni, Sachin, Chadliev, Vladimir. // *IET Generation Transmission and Distribution*. – 2020. – Vol. 14. – PP. 87-97.

24. Ruban, N. A Hybrid Model of Photovoltaic Power Stations for Modelling Tasks of Large Power Systems / N. Ruban, V. Rudnik, I. Razzhivin, A. Kievec // *EEA - Electrotehnica, Electronica, Automatica*. – 2021. – 69 (4). – pp. 43–49.

25. Solar Energy: [Электронный ресурс]. URL: <https://www.bloomberg.com/quicktake/solar-energy> (дата обращения: 21.06.2023).

26. Solar (photovoltaic) panel prices: [Электронный ресурс]. URL: <https://ourworldindata.org/grapher/solar-pv-prices?time=earliest..latest> (дата обращения: 21.06.2023).

27. Egorov, A. Research of the Number and Installed Capacity of Solar and Wind Power Plants in Interregional and Regional Power Systems in the Russian UPS / A. Egorov, A. Savosina, M. Sadokhina // 2021 Ural-Siberian Smart Energy Conference (USSEC), Novosibirsk, Russian Federation. – 2021. – PP. 152-156.
28. Yazdani, A. Voltage-Sourced Converters in Power Systems / A. Yazdani, R. Iravani // Hoboken, NJ, USA: Wiley. – 2010.
29. Teodorescu, R. Grid Converters For Photovoltaic and Wind Power Systems. / R. Teodorescu, M. Liserre, P. Rodriguez // Hoboken, NJ, USA: Wiley. – 2011.
30. Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies, IEEE Power and Energy Society, Tech. Rep. PESTR77, May 2020. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://resourcecenter.ieeeepes.org/technical-publications/technicalreports/PES_TP_TR77_PSDP_stability_051320.html
31. Bialek, J. Benchmarking and Validation of Cascading Failure Analysis Tools / J. Bialek, E. Ciapessoni, D. Cirio, E. Cotilla-Sanchez, C. Dent, I. Dobson, P. Henneaux, P. Hines, J. Jardim, S. Miller, M. Panteli, M. Papic, A. Pitto, J. Quiros-Tortos, D. Wu // IEEE Transactions on Power Systems. – 2016. – Vol. 31. – No. 6. – P. 4887-4900.
32. Villena-Ruiz, R. Field validation of a standard type 3 wind turbine model implemented in DIgSILENT-PowerFactory following IEC 61400-27-1 guidelines. / R. Villena-Ruiz, A. Honrubia-Escribano, J. Fortmann, E. Gómez-Lázaro // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. – 2020. –Vol. 116.
33. Zhang, Y. Wind Power Plant Model Validation Using Synchrophasor Measurements at the Point of Interconnection / Y. Zhang, E. Muljadi, D. Kosterev, M. Singh // IEEE Transactions Sustainable Energy. – 2015. – Vol. 6. – No. 3. – P. 984-992.
34. Huang, Z. Model Validation of Power System Components Using Hybrid Dynamic Simulation / Z. Huang, T. B. Nguyen, D. Kosterev, R. Guttromson //

IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, Dallas, TX. – 2006. – P. 153–160.

35. Ramasubramanian, D. Converter Model for Representing Converter Interfaced Generation in Large Scale Grid Simulations / D. Ramasubramanian, Z. Yu, R. Ayyanar, V. Vittal and J. Undrill // IEEE Transactions on Power Systems. – 2017. – Vol. 32. – No. 1. – P. 765-773.

36. Lammert G. Control of Photovoltaic Systems for Enhanced Short-Term Voltage Stability and Recovery / G. Lammert, D. Premm, L. D. Pabón Ospina, J. C. Boemer, M. Braun, T. V. Cutsem // IEEE Transactions on Energy Conversion. – 2019. – Vol. 34. – No. 1. – P. 243-254.

37. Eguia, P. Modeling and validation of photovoltaic plants using generic dynamic models / P. Eguia, A. Etxegarai, E. Torres, J. I. San Martin, I. Albizu // 2015 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP). – 2015. – P. 78-84.

38. Jalili-Marandi, V. Interfacing techniques for transient stability and electromagnetic transient programs IEEE task force on interfacing techniques for simulation tools / V. Jalili-Marandi, V. Dinavahi, K. Strunz, J. A. Martinez, A. Ramirez // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2009. – Vol. 24. – No. 4. – P. 2385-2395.

39. Huang, Q. Application of electromagnetic transient-transient stability hybrid simulation to FIDVR study / Q. Huang, V. Vittal // IEEE Transactions on Power Systems. – 2016. – Vol. 31. – No. 4. – P. 2634–2646.

40. Huang, Q. Effect of accurate modelling of converter interfaced generation on a practical bulk power system / D. Ramasubramanian, V. Vittal, B. Keel, J. Silva // IET Generation Transmission and Distribution. – 2020. – Vol. 14. – No. 15. – P. 3108-3116.

41. Cheng, Y. Real-World Subsynchronous Oscillation Events in Power Grids With High Penetrations of Inverter-Based Resources / Y. Cheng et al. // IEEE Transactions on Power Systems. – 2023. – Vol. 38. – No. 1. – PP. 316-330.

42. Zhou, J. Z. Impact of short-circuit ratio and phase-locked-loop parameters on the small-signal behavior of a VSC-HVDC converter / J. Z. Zhou, H. Ding, S. Fan,

Y. Zhang, A. M. Gole // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2014. – Vol. 29. – No. 5. – PP. 2287-2296.

43. Wang, L. Investigation of SSR in Practical DFIG-Based Wind Farms Connected to a Series-Compensated Power System / L. Wang, X. Xie, Q. Jiang, H. Liu, Y. Li and H. Liu // IEEE Transactions on Power Systems. –2015. – Vol. 30. – No. 5. – PP. 2772-2779.

44. Ren, W. A Refined Frequency Scan Approach to Sub-Synchronous Control Interaction (SSCI) Study of Wind Farms / W. Ren, E. Larsen // IEEE Transactions on Power Systems. – 2016. – Vol. 31. – No. 5. – PP. 3904-3912.

45. ГОСТ Р 59027-2020 (МЭК 60633:2019) «Передача электроэнергии постоянным током высокого напряжения.

46. МЭК 60146-1-1:2009: Преобразователи полупроводниковые. Общие требования и линейные коммутационные преобразователи. Часть 1-1. Технические условия на основные требования (Semiconductor converters — General requirements and line commutated converters — Part 1-1: Specification of basic requirements).

47. Going the Distance: Moving AC Power from Large Inverter-Based Generation Pockets to Load Centers: [Электронный ресурс]. URL: https://globalpst.org/wp-content/uploads/ESIG_Webinar_Mar10-2021_Miller-Richwine_r3.pdf/ (дата обращения: 21.06.2023).

48. Grid-Forming Inverter-Based Resources Workshop. October 13, 2021: [Электронный ресурс]. URL: <https://www.esig.energy/event/wecc-esig-grid-forming-inverter-based-resources-workshop/> (дата обращения: 21.06.2023).

49. Liu, H. Subsynchronous Interaction Between Direct-Drive PMSG Based Wind Farms and Weak AC Networks / H. Liu et al // IEEE Transactions on Power Systems. – 2017 – Vol. 32. – No. 6. – PP. 4708-4720.

50. C. Wang, C. Mishra, K. D. Jones and L. Vanfretti. Identifying oscillations injected by inverter- based solar energy sources in dominion energy's service territory using synchrophasor data and point-on-wave data. [Электронный ресурс]. URL

<https://naspi.org/sites/default/files/2021->

04/D1S1_02_wang_dominion_naspi_20210413.pdf (дата обращения: 21.06.2023).

51. Wang, C. Identifying Oscillations Injected by Inverter-Based Solar Energy Sources / C. Wang, C. Mishra, K. D. Jones, R. M. Gardner and L. Vanfretti // IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), Denver, CO, USA, 2022, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM48719.2022.9916830.

52. WECC REMTF. Solar Photovoltaic Power Plant Modeling and Validation Guideline MVWG. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.wecc.org/Reliability/Solar%20PV%20Plant%20Modeling%20and%20Validation%20Guideline.pdf> (дата обращения: 21.06.2023).

53. Clark, K. Modeling of GE Solar Photovoltaic Plants for Grid Studies / K. Clark, N. W. Miller, R. Walling // General Electr. Int. Rep. Ver. 1.1. – 2010.

54. Clark, K. Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies Prepared by. / K. Clark, N. W. Miller, J. J. Sanchez-Gasca // 2010. [Электронный ресурс]. URL: https://www.researchgate.net/publication/267218696_Modeling_of_GE_Wind_Turbine-Generators_for_Grid_Studies_Prepared_by. (дата обращения: 21.06.2023).

55. Sanchez-Gasca, J. J. Generic wind turbine generator models for WECC - a second status report / J. J. Sanchez-Gasca // 2015 IEEE Power Eng. Society General Meeting, Denver, CO, USA. – 2015. – P. 1-5.

56. Elliott, R. T. Generic photovoltaic system models for WECC - A status report / R.T. Elliott, A. Ellis, P. Pourbeik, J.J. Sanchez-Gasca, J. Senthil, J. Weber // 2015 IEEE Power Eng. Society Gen. Meeting. – 2015. – P. 1-5.

57. Cole, S. A proposal for standard VSC HVDC dynamic models in power system stability studies / S. Cole, R. Belmans // Electric Power Systems Research. – Vol. 81. – No. 4 – 2011. – P. 967–973.

58. 1. Pourbeik, P. Generic Dynamic Models for Modeling Wind Power Plants and Other Renewable Technologies in Large-Scale Power System Studies / P. Pourbeik, J. J. Sanchez-Gasca, J. Senthil, J. D. Weber, P. S. Zadehkhosht, Y.

Kazachkov, S. Tacke, J. Wen, A. Ellis // IEEE Transactions on Energy Conversion. – 2017. – Vol. 32. – No. 3. – P. 1108-1116.

59. Pourbeik, P. Model Validation of Large Wind Power Plants Through Field Testing / P. Pourbeik, N. Etzel, S. Wang // IEEE Transactions on Sustainable Energy. – 2018. – Vol. 9. – No. 3. – P. 1212-1219

60. Machlev, R. Verification of Utility-Scale Solar Photovoltaic Plant Models for Dynamic Studies of Transmission Networks / Machlev, R.; Batushansky, Z.; Soni, S.; Chadliev, V.; Belikov, J.; Levron, Y // Energies. – 2020. – 13. – 3191.

61. Cole, S. Robust modeling against model-solver interactions for high-fidelity simulation of VSC HVDC systems in EUROSTAG / S. Cole, B. Haut // IEEE Transactions on Power Systems. – 2013. – Vol. 28. – No. 3. – P. 2632-2638.

62. Rosado, S. Modeling of power electronics for simulation based analysis of power systems / S. Rosado, R. Burgos, S. Ahmed, F. Wang, D. Boroyevich // Proceedings of the 2007 Summer Computer Simulation Conference. – 2007. – P. 19-26.

63. Connection of wind farms to weak AC networks, 2016, Working group B4.62.

64. Pourbeik, P. Proposed REGC_B Model. [Электронный ресурс]. URL:https://www.wecc.biz/Administrative/REMTF_REGC_A_and_REGC_B_0317.pdf (дата обращения: 21.06.2023).

65. Clark, K. Solar photovoltaic (PV) plant models in PSLF. / K. Clark, R. Walling, and N. Miller // IEEE Power and Energy Society. General Meeting. – 2011. – PP 1–5.

66. Li, Y. A Multi-Rate Co-Simulation of Combined Phasor-Domain and Time-Domain Models for Large-Scale Wind Farms / Y. Li, D. Shu, F. Shi, Z. Yan, Y. Zhu, N. Tai // IEEE Transactions on Energy Conversion. – 2020. – Vol. 35. – P. 324–335.

67. Chen, Y. Multi-FPGA digital hardware design for detailed large-scale real-time electromagnetic transient simulation of power systems / Chen, Y., &

Dinavahi, V. // IET Generation, Transmission and Distribution. – 2013. – Vol. 7(5). – PP. 451-463.

68. Opal-rt. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.opal-rt.com/systems-hypersim/> (дата обращения: 21.06.2023).

69. Ufa, R.A. A hybrid simulation model for VSC HVDC / R.A. Ufa, Y.S. Borovikov, A.S. Gusev, A.O. Sulaymanov, A.S. Vasilev, M.V. Andreev, N.Y. Ruban, A.A. Suvorov // IEEE Transactions on Smart Grid. – 2016. – Vol. 7(5). – pp. 2242–2249.

70. OPAL-RT's Solution for Hybrid EMT-TS Simulation. IEEE Power & Energy Society [Электронный ресурс]. URL: <http://sites.ieee.org/pes-itst/files/2017/06/2017-Panel-4.pdf> (дата обращения: 21.06.2023).

71. Liang Y., Improved coherency-based wide-band equivalents for real-time digital simulators / Liang Y., Lin X., Gole A.M., Yu M. // IEEE Transactions on Power Systems. – 2011. – Vol. 26(3). – PP. 410–1417

72. Lin, X. A wide-band multi-port system equivalent for real-time digital power system simulators / X. Lin, A. M. Gole, and M. Yu // IEEE Trans. Power System. – 2009. – Vol. 24(1). – C.237–249.

73. Yuefeng Liang. Comparisons of Impact on the Modeling Detail on Real Time Simulation of Large Power Systems with HVDC / Yuefeng Liang, Xi Lin, A.M. Gole, Ming Yu, Yi Zhang, Boming Zhang // International Conference Power System Transient (IPTS), Delft, The Netherlands. – 2013.

74. Shu, D. A novel interfacing technique for distributed hybrid simulations combining EMT and transient stability models /D. Shu et al // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2018. – Vol. 33 (1). – PP. 130-140.

75. Liu, R. Geographically distributed real – time digital simulations using linear prediction / R. Liu, M. Mohanpurkar, M. Panwar, R. Hovsapiian, A. Srivastava, S. Suryanarayanan // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. – 2016. – Vol 84. – PP. 308-317.

76. C. Yang, Real-Time FPGA-RTDS Co-Simulator for Power Systems / C. Yang, Y. Xue, X. Zhang, Y. Zhang and Y. Chen // IEEE Access. – 2018. – № 6. – PP. 44917-44926.
77. Panwar, M. A multi-criteria decision analysis – based approach for dispatch of electric microgrids / M. Panwar, S. Suryanarayanan, and R. Hovsopian // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. – 2017. – Vol. 88. – С. 99-107.
78. Luo, Y. Real time optimal control of supercapacitor operation for frequency response / Y. Luo, M. Panwar, M. Mohanpurkar, and R. Hovsopian // IEEE Power and Energy Society General Meeting, Boston, USA. – 2016. – PP. 1–5.
79. Transient Analysis of Power Systems: Solution Techniques, Tools and Applications. Juan A. Martinez-Velasco. 2015 John Wiley & Sons Ltd.
80. Гусев, А.С. Концепция и средства всережимного моделирования в реальном времени электроэнергетических систем: дис. ... д-ра техн. наук: 05.14.02. – Томск, 2008. – 315 с.
81. Alhuwaishel, F. A New Medium Voltage DC Collection Grid for Large Scale PV Power Plants with SiC Devices / F. Alhuwaishel, A. Allehyani, S. Al-Obaidi, P. Enjeti // 2018 IEEE 19th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL), Padua, Italy. – 2018. – PP. 1-8.
82. Rocha, V.A. A New Fault-Tolerant Realization of the Active Three-Level NPC Converter / V.A. Rocha, S.M. Silva, I.A. Pires, A.A. Machado, F.V. Amaral, V.N. Ferreira, H. Paula, B.J. Cardoso Filho // IEEE Energy Conversion Congress and Exposition. – Pittsburgh, USA, 2014. – pp. 3483–3490.
83. Greenenworld [Электронный ресурс]. URL: https://greenenworld.ru/catalog/inventory/setevye_inventory/tryekhfaznyy_setevoy_invertor_kehua_spi30k_b/#desc (дата обращения: 21.06.2023).
84. Raghavendra, K.V.G. A Comprehensive Review of DC–DC Converter Topologies and Modulation Strategies with Recent Advances in Solar Photovoltaic Systems / Raghavendra, K.V.G.; Zeb, K.; Muthusamy, A.; Krishna, T.N.V.; Kumar,

S.V.S.V.P.; Kim, D.-H.; Kim, M.-S.; Cho, H.-G.; Kim, H.-J. // *Electronics*. – 2020. – Vol. 9. – No. 1.

85. Riquelme-Dominguez, J. M. Comparison of Different Photovoltaic Perturb and Observe Algorithms for Drift Avoidance in Fluctuating Irradiance Conditions / J. M. Riquelme-Dominguez and S. Martinez // 2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), Madrid, Spain. – 2020. – PP. 1-5.

86. Chen, P. J. Experimental determination of series resistance of p-n junction diodes and solar cells. / P. J. Chen, S. C. Pao, A. Neugroschel and oth. — *IEEE Trans. Electron. Devices*. – 1978, Vol. 25. – PP. 386— 388.

87. Базилевский, А.Б. Моделирование вольт-амперных характеристик солнечных батарей / А.Б. Базилевский, М.В. Лукьяненко. // *Вестник СибГАУ*. – 2005. – №4. – С. 63-66.

88. Kashif Ishaque. Simple, fast and accurate two-diode model for photovoltaic modules / Kashif Ishaque, Zainal Salam, Hamed Taheri // *Solar Energy Materials and Solar Cells*. – 2011. – Vol. 95. – 2011, PP. 586-594.

89. Zainal Salam. An Improved Two-Diode Photovoltaic (PV) Model for PV System / Zainal Salam, Kashif Ishaque, Hamed Taheri // 2010 Joint International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems and 2010 Power India, 20-23. – 2010.

90. Боровиков, Ю.С. Мультипроцессорная моделирующая система реального времени электроэнергетических систем с активно-адаптивными сетями: дис. ... д-ра техн. наук: 05.14.02. – Новосибирск, 2013. – 273 с

91. М. В. Андреев, Н.Ю. Рубан, А.А. Суворов «Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем»: учебное пособие / М. В. Андреев [и др.]; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — Томск: Изд-во ТПУ, 2016. — 112 с.

92. 1500V DC-DC Converter. SPT175K~200K-HM: [Электронный ресурс]. URL: <https://www.kehua.com/Sdw1Uploads/Do/6333003b839db.pdf> (дата обращения: 21.06.2022).
93. Solar inverters. ABB central inverters (PVI-500.0-CN, 500 kW). [Электронный ресурс]. URL: https://www.fimer.com/sites/default/files/PVI-500.0_BCD.00383_EN_Rev%20A_0.pdf (дата обращения: 21.06.2022).
94. System Advisor Model (SAM). Detailed Photovoltaic. [Электронный ресурс]. URL: <https://sam.nrel.gov/photovoltaic.html> (дата обращения: 21.06.2022).
95. Jamri M.S. Modeling and control of a photovoltaic energy system using the state-space averaging technique / M.S Jamri, T.C. Wei // American Journal of Applied Science. – 2010. – No7. – PP.682-691.
96. Altas L.H. A novel photovoltaic on-line search algorithm for maximum energy utilization / I.H. Altas, A.M. Sharaf // The International Conference on Communication, Computer and Power. – 2007. – PP. 352-358.
97. Tsuno Y. Temperature and irradiance dependence of the I-V curves of various kinds of solar cells / Y.Tsuno, Y.Hishikawa, K.Kurokawa// 15th International photovoltaic science & engeneering conference PSEC-15. – 2005. – PP. 422-423.
98. Reis, A.M. Comparison of PV module performance before and after 11-years of field exposure / A.M.Reis, N.T.Coleman, M.W.Marshall, P.A.Lehman, C.E.Chamberlin // 29 IEEE Photovoltaics specialists conference. – 2002. – PP. 1-4.
99. Влияние последовательного сопротивления на коэффициент заполнения [Электронный ресурс]. URL:: <http://pvcdrom.pveducation.org/RU/CELLOPER/SERIES.HTM> (дата обращения: 21.06.2023).
100. Влияние паразитных сопротивлений на солнечный элемент [Электронный ресурс]. URL: <http://ust.su/solar/media/section-inner14/1588/> (дата обращения: 21.06.2023).
101. Параметры реальных солнечных элементов [Электронный ресурс]. URL: <http://banksolar.ru/?p=5780> (дата обращения: 21.06.2023).

102. Влияние температуры на эффективность солнечных батарей [Электронный ресурс]. URL: <http://sunalt.ru/stati/poleznoe/vliyanie-temperaturyi-na-effektivnost-solnechnyix-batarej.html> (дата обращения: 21.06.2023).

103. Характеристики солнечных панелей [Электронный ресурс]. URL: <https://21ek.ru/raznoe/napryazhenie-solnechnoj-batarei.html> (дата обращения: 21.06.2023).

104. Плотникова, Е.Ю. Моделирование вольт-амперных характеристик тонкопленочного металлооксидного транзистора с учетом сопротивления и емкости канала / Е.Ю. Плотникова, А.В. Арсентьев, А.А. Винокуров, С.И. Рембеза // Вестник Воронежского государственного технического университета. – 2014. – Vol. 2. – PP. 71-74.

105. Vivek Tamrakar. Single-Diode Pv Cell Modeling And Study Of Characteristics Of Single And Two-Diode Equivalent Circuit / Vivek Tamrakar, S.C. Gupta, Yashwant Sawle // Electrical & Computer Engineering: An International Journal (ECIJ). – 2015. – Vol. 4.

106. Tanvir Ahmad. Comparative Analysis between Single Diode and Double Diode Model of PV Cell: Concentrate Different Parameters Effect on Its Efficiency / Tanvir Ahmad, Sharmin Sobhan, Md. Faysal Nayan // Journal of Power and Energy Engineering. – 2016. – Vol. 4. – PP. 31-46.

107. 2. Ali M. Humada. Solar cell parameters extraction based on single and double-diode models: A review / Ali M. Humada, Mojgan Hojabri, Saad Mekhilef, Hussein M. Hamada // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2016. – PP. 494–509.

108. С.В. Тимашев, В.А. Грилихес. Фотоэлектрические преобразователи солнечной энергии. Курс лекций. – Министерство обороны СССР, 1985. – 78.

109. Nahla Mohamed Abd Alrahim Shannan. Single-Diode Model and Two-Diode Model of PV Modules: A Comparison / Nahla Mohamed Abd Alrahim Shannan, Nor Zaihar Yahaya, Balbir Singh // IEEE International Conference on Control System, Computing and Engineering. – 2013. – PP. 210-214.

110. Kashif Ishaque. Accurate Matlab Simulink PV System Simulator Based on a Two-Diode Model / Kashif Ishaque, Zainal Salam, Hamed Taheri // Journal Of Power Electronics. – 2011. – Vol. 11. – PP. 179-187.

111. Emery, K. Uncertainty Analysis of Certified Photovoltaic Measurements at the National Renewable Energy Laboratory / K. Emery - NREL/TP-520-45229. – 2009. – PP. 59.

112. ASTM E948 Standart Test Method for Electrical Performance of Photovoltaic Cells Using Reference Cells Under Simulated Sunlight. - Amer. Society for Testing Mstls., West Conshocken PA, USA. – 2009. –PP. 6.

113. Humada A.M. Solar cell parameters extraction based on single and double-diode models: A review / Humada A.M., Hojabri M., Mekhilef S., Hamada H.M. // Renewable and Sustainable Energy: Reviews. – 2016. – Vol. 56. – PP. 494–509.

114. Kyocera Solar. KC200GT. Datasheet [Электронный ресурс]. URL:: <https://www.kyocerasolar.com/dealers/product-center/archives/spec-sheets/KC200GT.pdf> (дата обращения: 21.06.2023).

115. Hohm, D. P. Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms / D. P. Hohm, M. E. Ropp // Progress in Photovoltaics: research and applications. – 2003. – Vol. 11. – PP. 47–62.

116. Jiang, Y. Adaptive Step Size With Adaptive-Perturbation-Frequency Digital MPPT Controller for a Single-Sensor Photovoltaic Solar System / Jiang Y., Jaber A. Qahouq A., Haskew T. // IEEE Transactions on Power Electronics. – 2013. – Vol. 28(7). – PP. 3195–3205.

117. Femia, N. Predictive and Adaptive MPPT Perturb and Observe Method / N. Femia, D. Granozio, G. Petrone, G. Spagnuolo, M. Vitelli. // IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems. – 2007. – Vol 43(3). – PP. 934–950.

118. Общая теория статистики: статистическая методология в изучении коммерческой деятельности: учебник / А.И. Харламов, О. Э. Ба-шина, В.Т. Бабурин, И.А. Ионсен, Т.П. Пройдакова и др. – М.: Финансы и статистика, 1996. – 296 с

119. Коротков. Б. А. О возможности участия солнечных электростанций в общем первичном регулировании частоты / Б. А. Коротков, Е. Н. Попков, Р. И. Сейт // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2018. – № 2(79). – С. 109–117

120. Приказ Минэнерго России от 09.01.2019 N 2 (ред. от 04.10.2022) "Об утверждении требований к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты и внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. N 229" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.01.2019 N 53624).

121. Инсоляция на карте России [Электронный ресурс]. URL: <https://realsolar.ru/article/solnechnye-batarei/kolichestvo-solnechnoy-energii-v-regionah-rossii> (дата обращения: 21.06.2023).

122. Суворов А.А. Проблема достоверности расчетов токов коротких замыканий в электроэнергетических системах и средства их всережимной верификации / А.А. Суворов, А.С. Гусев, М.В. Андреев, С.А. Ставицкий // Известия РАН. Энергетика. – 2018. – № 2. – С. 13-25.

123. Yang S. A Robust Control Scheme for Grid-Connected Voltage-Source Inverters / S. Yang, Q. Lei, F. Z. Peng and Z. Qian // IEEE Transactions on Industrial Electronics. – 2011. – Vol. 58. – PP. 202-212.

124. Sun Yin. The Impact of PLL Dynamics on the Low Inertia Power Grid: A Case Study of Bonaire Island Power System / Sun Yin, (Erik) de Jong, E. C. W., Wang Xiongfei, Yang Dongsheng, Blaabjerg Frede, Cuk Vladimir, and (Sjef) Cobben J. F. G. // Power Electronics in Renewable Energy Systems. – 2019. – Vol. 12. – No. 7.

125. Arani M.F.M., El-Saadany E.F. Implementing virtual inertia in DFIG-based wind power generation / Arani M.F.M., El-Saadany E.F. // IEEE Transactions on Power Systems. – 2013. – Vol. 28. – PP. 1373–84.

126. Jianhui Meng. Control of PMSG-Based Wind Turbines for system Inertial Response and Power Oscillation Damping / Jianhui Meng Yi Wnag, Xiangyu Zhang,

and Lie Xu. // IEEE Transactions on sustainable energy. – 2015. – Vol 6. – No. 2. – 2015.

127. Resende, F. O. Simultaneous Tuning of Power System Stabilizers Installed in the VSC-based MTDC Networks of Large Off-shore Wind Farms / F. O. Resende, M. H. Vasconcelos, and J. A. Peças Lopes // Power Systems Computation Conference (PSCC), Wroclaw, Poland. – 2014. – PP. 1-7.

128. Netbeheer Nederland. Power-generating modules compliance verification. Technical report, 2020.

129. EirGrid. Eirgrid grid code version 9. Technical report, 2020.

130. Energinet. Technical regulation 3.2.5 for wind power plants above 11 kw. Technical report, 2016.

131. ENTSO-E. High penetration of power electronic interfaced power sources (HPOPEIPS). Technical report, 2017, National Grid Electricity System Operator. The grid code. Technical report, 2020.

132. ENTSO-E. High penetration of power electronic interfaced power sources and the potential contribution of grid forming converters. Technical report, 2020.

133. Li, C. A Novel Method for Computing Small-Signal Stability Boundaries of Large-Scale Power Systems / C. Li and Z. Du // IEEE Transactions on Power Systems. – Vol. 28. – No. 2. – PP. 877–883. – 2013.

134. Adamczyk, A. Control of full-scale converter based wind power plants for damping of low frequency system oscillations. / Adamczyk, A., Teodorescu, R., & Rodriguez, P. // IEEE PES Trondheim PowerTech: The Power of Technology for a Sustainable Society. – 2011.

135. Knüppel, T. Power oscillation damping capabilities of wind power plant with full converter wind turbines considering its distributed and modular characteristics / Knüppel, T., Nielsen, J. N., Jensen, K. H., Dixon, A., & Østergaard, J. // IET Renewable Power Generation. – 2013. – Vol. 7(5) . – PP. 431-442.

136. Mohammad, D. Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review / Mohammad D, Mokhlis H., Mekhilef S. // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2017. – Vol. 69. – PP. 144-155.

137. Cheng, Y. Smart frequency control in low inertia energy systems based on frequency response techniques: A review / Cheng Y., Azizipanah-Abarghooee R., Azizi S., Ding L., Terzija V. // *Applied Energy*. – 2020. – Vol. 279.
138. Magnus, D. M. A novel approach for robust control design of hidden synthetic inertia for variable speed wind turbines / Magnus D. M., Scharlau C. C., Pfitscher L. L., Costa G. C., Silva G. M // *Electric Power Systems Research*. – 2021
139. Gutierrez, F. State estimation for synthetic inertia control system using kalman filter / Gutierrez F., Riquelme E., Barbosa K. A., Chavez H. // *IEEE International Conference on Automation/24th Congress of the Chilean Association of Automatic Control, ICA-ACCA*. – 2021.
140. Nguyen, H. T. A technical economic evaluation of inertial response from wind generators and synchronous condensers / Nguyen H. T., Chleirigh M. N., Yang G. // *IEEE Access*. – 2021. – Vol. 9. – PP. 7183-7192.
141. Zarina, P.P. Exploring frequency control capability of a PV system in a hybrid PV-rotating machine-without storage system / Zarina P.P., Mishra S., Sekhar P.C. // *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. – 2014. – Vol. 60. – PP. 258-267.
142. Mohammadpour, H. A. SSR Damping Controller Design and Optimal Placement in Rotor-Side and Grid-Side Converters of Series-Compensated DFIG-Based Wind Farm / H. A. Mohammadpour, E. Santi // *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. – 2015. – Vol. 6. – No. 2. – PP. 388-399,
143. Wang, X. An Active Damper for Stabilizing Power-Electronics-Based AC Systems / X. Wang, F. Blaabjerg, M. Liserre, Z. Chen, J. He, Y. Li // *IEEE Transactions on Power Electronics*. – 2014. – Vol. 29. – No. 7. – PP. 3318-3329.
144. K. M. Alawasa and Y. A. -R. I. Mohamed, "A Simple Approach to Damp SSR in Series-Compensated Systems via Reshaping the Output Admittance of a Nearby VSC-Based System / K. M. Alawasa, Y. A. -R. I. Mohamed // *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. – 2015. – Vol. 62. – No. 5. – PP. 2673-2682.

145. Batzelis, E.I. Power reserves control for PV systems with real-time MPP estimation via curve fitting / E.I. Batzelis, G.E. Kampitsis, S.A. Papathanassiou // IEEE Trans Sustain Energy. – 2017. – Vol. 8. – PP. 1269-1280.
146. Sangwongwanich, A. Power reserve control strategy for two-stage grid-connected PV systems / A. Sangwongwanich, Y. Yang, F. Blaabjerg. A Sensorless // IEEE Trans power electron. . – 2017. – Vol. 32– PP. 8559-8569.
147. Darlei Feldmann. Operational and control approach for PV power plants to provide inertial response and primary frequency control support to power system black-start / Darlei Feldmann, Ricardo Vasquez deOliveira // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. – 2021. – Vol. 127.
148. Borges DT da S. Proposal for virtual synchronous machine with control voltage on the DC. / Borges DT da S, dos Santos WM, Coelho RF, Martins DC. // 9th IEEE International Symposium on Power Electronics. Charlotte. – 2018. – PP. 1–5.

Приложение А. Патент на изобретение и свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

(19) **RU** (11) **2 785 362**⁽¹³⁾ **C1**(51) МПК
H02S 99/00 (2014.01)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК
H02S 99/00 (2022.08)

(21)(22) Заявка: 2022123985, 09.09.2022

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
09.09.2022

Дата регистрации:
06.12.2022

Приоритет(ы):
(22) Дата подачи заявки: 09.09.2022

(45) Опубликовано: 06.12.2022 Бюл. № 34

Адрес для переписки:
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, ФГБАОУ ВО
"Национальный исследовательский Томский
политехнический университет", Батурина
Оксана Николаевна

(72) Автор(ы):
Рудник Владимир Евгеньевич (RU),
Уфа Руслан Александрович (RU),
Суворов Алексей Александрович (RU),
Аскарлов Алишер Бахрамжонович (RU),
Киевец Антон Владимирович (RU),
Андреев Михаил Владимирович (RU),
Рубан Николай Юрьевич (RU),
Разживин Игорь Андреевич (RU),
Бай Юлий Дмитриевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего
образования "Национальный
исследовательский Томский
политехнический университет" (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: RU 2575417 C2, 20.02.2016. EP
2192456 A1, 02.06.2010. CN 101546389 A,
30.09.2009. RU 2702311 C1, 07.10.2019.

C 1

6 2

(54) УСТРОЙСТВО ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

RU 2 785 362 C 1

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2020660394

Специализированный программный пользовательский
клиент гибридных моделирующих комплексов

Правообладатель: *федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический
университет» (RU)*

Авторы: *Суворов Алексей Александрович (RU), Рудник Владимир
Евгеньевич (RU), Аскарров Алишер Бахрамжонович (RU), Киевец
Антон Владимирович (RU)*

Заявка № 2020619564

Дата поступления 28 августа 2020 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 03 сентября 2020 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 Г.П. Ивлиев

