

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Объединенный
институт высоких температур РАН

На правах рукописи

Габдерахманова Татьяна Сергеевна

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ
ЭФФЕКТИВНОСТИ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ
МИКРОГЕНЕРАЦИИ В УСЛОВИЯХ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

специальность 05.14.01 – Энергетические системы и комплексы

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук

Попель О. С.

Москва – 2019

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАЗРАБОТОК В МИРЕ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ, ПОСТАНОВКА ЦЕЛИ И ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ	12
1.1 Анализ рынка, механизмов поддержки и проблем в области солнечной энергетики	12
1.1.1 Мировой рынок солнечной фотоэнергетики.....	12
1.1.2 Российский рынок солнечной фотоэнергетики	19
1.2 Показатели энергетической эффективности ФЭС.....	26
1.2.1 Понятия коэффициентов самопотребления и самодостаточности	26
1.2.2 Решения, улучшающие показатели энергетической эффективности ФЭС ...	28
2 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ОСОБЕННОСТЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ АККУМУЛЯТОРНОГО ТИПА, ВЕРИФИКАЦИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ СИСТЕМЫ.....	44
2.1 Экспериментальные исследования ФЭУ с НЭЭ.....	44
2.1.1 Состав и конструктивные особенности экспериментальной ФЭУ	44
2.2 Имитационное моделирование экспериментальной ФЭУ	60
2.2.1 Выбор среды моделирования.....	60
2.2.2 Имитационное моделирование ФЭУ, проверка модели по экспериментальным данным	64
Выводы по главе 2.....	73
3 МОДЕЛИРОВАНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ СОСТАВА СИСТЕМ СОЛНЕЧНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ В РАЗЛИЧНЫХ РЕГИОНАХ РФ	74
3.1 Выбор регионов РФ для исследований.....	74
3.2 Выбор конфигураций моделируемых систем микрогенерации	76
3.2.1 Система фотоэлектрической генерации 1	76

3.2.2 Система фотоэлектрической генерации 2 (система 2)	78
3.2.3 Система фотоэлектрической генерации 3 (система 3)	81
3.3 Моделирование систем фотоэлектрической генерации.....	84
3.3.1 Критерии оценки энергетической эффективности схемных решений	84
3.3.2 Исходные данные	86
3.3.3 Моделирование и параметрический анализ	95
Выводы по главе 3.....	111
4 ОЦЕНКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ФЭС МИКРОГЕНЕРАЦИИ.....	113
4.1 Методика экономической оценки.....	114
4.2 Оценка стоимости электроэнергии для потребителя	116
4.2.1 Общие исходные параметры.....	116
4.2.2 Результаты оценки	117
Выводы по главе 4.....	130
Приложение А	134
А1. Схема электрическая принципиальная установки.....	134
А2. Перечень элементов схемы (дополнение к Приложению А1).....	135
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	136

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Мировая фотоэлектрическая энергетика развивается высокими темпами. В 2018 г. суммарная установленная мощность солнечных фотоэлектрических станций (СЭС) в мире превысила 500 ГВт, а ежегодный прирост мощностей достиг около 100 ГВт/год. Такой рост во многом объясняется государственной поддержкой солнечной энергетики, но прежде всего – значительным снижением стоимости фотоэлектрических преобразователей энергии. С начала нового века рыночная стоимость наиболее распространенных фотоэлектрических модулей снизилась в 20-30 раз и продолжает уверенное снижение. Приоритетным направлением развития солнечной энергетики в странах Европы и ряде других стран стала микрогенерация: использование небольших фотоэлектрических установок непосредственно у потребителя энергии с возможностью собственного потребления выработанной электроэнергии, продажи избытков электроэнергии в сеть и покупкой недостающей энергии из сети в соответствующие периоды времени.

В последние годы и в России реализуются меры государственной поддержки возобновляемой энергетики. В этой перспективной отрасли энергетики построено около 30 сетевых солнечных электростанций в различных районах страны. К 2024 г. суммарная установленная мощность действующих в стране СЭС должна достичь около 1,5 ГВт. Первыми шагами по развитию микрогенерации на основе ВИЭ в России стали утвержденный Правительством РФ в 2017 г. «План мероприятий по стимулированию развития генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) с установленной мощностью до 15 кВт» и Проект федерального закона «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» по вопросам развития микрогенерации». К нововведениям этих нормативных документов относятся, в частности:

- введение обязательств для гарантирующего поставщика по приобретению электрической энергии (ЭЭ), выработанной с использованием объектов микрогенерации на основе ВИЭ, установленных у потребителя ЭЭ;
- исключение налоговых обязательств у физических лиц, осуществляющих операции по реализации ЭЭ, выработанной с использованием объектов микрогенерации на основе ВИЭ;
- упрощение порядка технологического присоединения и договорных отношений для потребителей – владельцев объектов микрогенерации.

Вступление в силу указанного законопроекта должно способствовать развитию малой фотоэнергетики в стране, однако ясно, что реальные масштабы практического использования солнечной микрогенерации в районах с благоприятными для этого климатическими условиями будут определяться ее экономической привлекательностью, зависящей, в свою очередь, от тарифных условий, определяющих величину розничной и сбытовой цены на электроэнергию в конкретных субъектах РФ с учетом их принадлежности к ценовой (ЦЗ), неценовой зонам (НЗ) оптового рынка ЭЭ и мощности или к территориям, не объединенным в Единую национальную энергетическую сеть (технологически изолированным энергорайонам РФ (ИЭ)).

В этой связи оценка эффективности и экономической привлекательности систем солнечной микрогенерации, а также поиск и обоснование районов страны и оптимальных технических решений является актуальной научно-технической задачей, решение которой стало **основной целью настоящей диссертационной работы.**

Объектом исследования являются фотоэлектрические установки индивидуальных потребителей малой мощности (до 15 кВт) с двусторонней связью с электрической сетью – фотоэлектрические системы (ФЭС) микрогенерации. Рассматриваются и сравниваются между собой три схемных решения:

- Система 1 – без аккумулирования энергии; основной элемент – массив фотоэлектрических модулей (ФЭМ), вырабатывающих энергию для

покрытия электрической нагрузки, излишки выработанной ФЭМ энергии передаются в сеть.

- Система 2 – с аккумулярованием электрической энергии; оставшиеся после покрытия электрической нагрузки излишки выработанной массивом ФЭМ энергии направляются приоритетно в систему накопления электрической энергии (НЭЭ), расположенную у потребителя, затем – в сеть.

- Система 3 – с аккумулярованием тепловой энергии; оставшиеся после покрытия электрической нагрузки излишки выработанной массивом ФЭМ энергии направляются приоритетно в водонагреватель, обеспечивающий горячее водоснабжение (ГВС) потребителя, затем – в сеть.

Исходя из сформулированной выше цели и выбранного объекта исследования, в диссертации **решаются следующие конкретные научные задачи:**

1. Обзорно-аналитическое исследование мирового и российского опыта разработки, создания и эксплуатации фотоэлектрических систем микрогенерации, направлений и методов улучшения их энергетических и технико-экономических характеристик;

2. Проведение натурных исследований производительности автономной фотоэлектрической установки аккумуляторного типа в обеспечение разрабатываемых динамических математических моделей указанных выше вариантов ФЭС микрогенерации необходимыми параметрическими данными, включая учет особенностей работы электрохимического накопителя энергии;

3. Разработка динамической математической модели экспериментальной ФЭУ и ее верификация по данным экспериментальных исследований;

4. Разработка динамических моделей рассматриваемых вариантов ФЭС для прогнозирования с их использованием энергетических и технико-экономических характеристик ФЭС микрогенерации в условиях различных перспективных регионов России;

5. Моделирование работы ФЭС трех рассматриваемых конфигураций в нескольких репрезентативных местоположениях для получения соответствующих энергетических характеристик, сравнительный анализ результатов, анализ чувствительности энергетических показателей к изменению типоразмерных параметров компонентов ФЭС и форме графика нагрузки.

6. Проведение оценки и сравнительного анализа экономических показателей ФЭС микрогенерации в рассматриваемых регионах России.

Научная новизна работы. Основным результатом, определяющим ее научную новизну, является следующий:

1. Впервые на основе комплекса экспериментальных и расчетно-теоретических исследований выполнен сравнительный анализ энергетических и экономических характеристик перспективных конфигураций ФЭС микрогенерации и с учетом климатических особенностей и тарифных особенностей электроэнергетического рынка рассмотренных регионов России оценена их экономическая привлекательность для индивидуальных потребителей.

В процессе выполнения работы получены также следующие новые научные результаты:

2. Проведены длительные экспериментальные исследования особенностей работы экспериментальной фотоэлектрической установки с электрохимическим накопителем энергии, обеспечившие возможность получения параметрических данных для последующего создания верифицированных динамических моделей перспективных конфигураций фотоэлектрических систем микрогенерации.

3. На основе выполненных экспериментальных исследований выявлены условия разбалансировки свинцово-кислотной аккумуляторной батареи и сформулированы требования, которые необходимо учитывать при проектировании ФЭС аккумуляторного типа, а также рекомендации по предотвращению преждевременного выхода НЭЭ из строя.

4. Предложен и реализован оригинальный подход к оценке привлекательности объектов фотоэлектрической микрогенерации с позиций потребителя на основе коэффициентов самопотребления и самодостаточности, равных соответственно доле сгенерированной массивом ФЭМ энергии, использованной на месте генерации, и доле покрытия электрической нагрузки за счет локальной генерации.

5. Впервые на основе оптимизационных исследований выявлены регионы, в которых при существующей в стране тарифной политике микрогенерация может быть экономически привлекательной для потребителя. К ним относятся, прежде всего, некоторые изолированные энергорайоны Якутии и юга Дальнего Востока. По мере снижения стоимости оборудования ФЭС экономически привлекательными могут стать районы, относящиеся к неценовым зонам оптового рынка, обладающие высоким потенциалом солнечной энергии.

6. Впервые предложены и рассмотрены схемы ФЭС микрогенерации с возможностью использования избытков генерируемой энергии на нужды горячего водоснабжения (вместо выдачи энергии в электрическую сеть), что при замещении традиционных электрических водонагревателей позволяет повысить экономическую привлекательность таких систем.

Практическая значимость работы определяется ее непосредственной направленностью на обоснование упомянутой выше государственной программы развития микрогенерации на основе ВИЭ, а также на разработку рекомендаций и обоснования энергетических и мощностных параметров и состава ФЭС микрогенерации, при которых достигается их наиболее экономически и энергетически эффективная эксплуатация для потребителя.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Результаты экспериментальных исследований автономной фотоэлектрической установки, позволившие верифицировать имитационную модель установки для подтверждения возможности ее дальнейшего использования,

а также выявить риски и негативные аспекты эксплуатации электрохимических НЭЭ и сформулировать рекомендации по их предотвращению.

2. Алгоритм анализа энергетической и экономической эффективности ФЭС микрогенерации с учетом климатических и тарифных условий.

3. Результаты динамического моделирования соединенных с сетью ФЭС микрогенерации трех видов и анализа чувствительности их энергетических характеристик (коэффициентов самопотребления и самодостаточности) к ряду факторов с учетом климатических особенностей регионов России и графиков нагрузки.

4. Результаты анализа экономической эффективности ФЭС рассматриваемых конфигураций, проведенного с использованием различных тарифных сценариев, позволившие выявить территории и тарифные условия, при которых эксплуатация ФЭС микрогенерации может быть экономически оправданной в некоторых изолированных энергорайонах страны, а также в неценовых зонах оптового рынка электроэнергии и мощности с благоприятными климатическими условиями.

Личный вклад автора

Все положения, выносимые на защиту, получены лично автором или при его определяющем участии.

Апробация результатов работы. Основные положения диссертационного исследования докладывались на следующих российских и международных научных конференциях:

- «Физико-химические проблемы возобновляемой энергетики», г. Санкт-Петербург, Физико-технический институт им. А.Ф. Иоффе, 2013 и 2015 гг;
- Всероссийская научная конференция с международным участием и научная молодежная школа "Возобновляемые источники энергии", г. Москва, МГУ имени М.В. Ломоносова, 2014 и 2018 гг.

- III Всероссийская научная конференция «Наноструктурированные материалы и преобразовательные устройства для солнечной энергетики», г. Чебоксары, Чувашский государственный университет имени И.Н. Ульянова, 2015.
- Международная школа молодых ученых «Современные проблемы геофизики и экологии», г. Майкоп, Майкопский государственный технологический университет, 2016.
- XIX Международная межвузовская научно-практическая конференция студентов, магистрантов, аспирантов и молодых ученых "Строительство – формирование среды жизнедеятельности", г. Москва, НИУ МГСУ, 2016.
- V международная конференция «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы» и XX Школа молодых ученых «Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов» имени Э.Э. Шпильрайна, г. Махачкала, Институт проблем геотермии ДНЦ РАН, 2017.
- XIII Международная молодежная научная конференция "Тинчуринские чтения", г. Казань, Казанский государственный энергетический университет, 2018 г.
- 2nd International Conference on Innovative Manufacturing Engineering and Energy - IManE&E 2018, Chisinau, Republic of Moldova, 2018.

Работа выполнялась в рамках проекта по гранту РФФИ 16-19-10659 «Расчетно-теоретические и экспериментальные исследования комбинированных систем аккумулирования и преобразования энергии в обоснование оптимальных конфигураций автономных фотоэлектрических энергоустановок для энергоснабжения потребителей в различных природно-климатических зонах России, а также частично в рамках следующих проектов:

- грант РФФИ № 18-58-41005 «Расчетно-теоретическое и экспериментальное исследование эффективности работы гетероструктурных кремниевых и других типов фотоэлектрических и фото-тепловых преобразователей энергии солнечного излучения и энергоустановок на их основе с учетом климатических условий эксплуатации;

- проект «Разработка и создание макетных образцов гибридных накопителей энергии и систем термостатирования, адаптированных к потребителям и условиям эксплуатации в Арктической зоне Российской Федерации» Программы фундаментальных исследований президиума РАН «Арктика - научные основы новых технологий освоения, сохранения и развития».

По материалам диссертации опубликовано 15 печатных работ, в том числе 6 статей в журналах, рекомендованных ВАК РФ, 2 статьи в журналах, входящих в реферативную базу данных Scopus.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав основного текста, заключения и списка литературы. Работа изложена на 152 страницах, содержит 41 рисунок и список литературы из 138 наименований.

1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАЗРАБОТОК В МИРЕ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ, ПОСТАНОВКА ЦЕЛИ И ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Анализ рынка, механизмов поддержки и проблем в области солнечной энергетики

1.1.1 Мировой рынок солнечной фотоэнергетики

За последние 15 лет структура мирового рынка энергетики претерпела значительные изменения, прежде всего, за счет активного развития технологий возобновляемой энергетики, в частности, ветровой и солнечной. В настоящее время доля фотоэлектрических мощностей в мировом энергетическом балансе составляет порядка 1,1% [1]. Экспоненциальный рост установленной мощности фотоэлектрических систем начался в начале 2000-х. В 2015 г. прирост мощности составил порядка 50 ГВт, в 2016 – около 77 ГВт, в 2017 – 99 ГВт, в 2018 – 109 ГВт [2]. В результате, установленная мощность солнечных фотоэлектрических электростанций (далее – СЭС) в мире по состоянию на конец 2018 г. составила порядка 500 ГВт (Рисунок 1.1(а)).

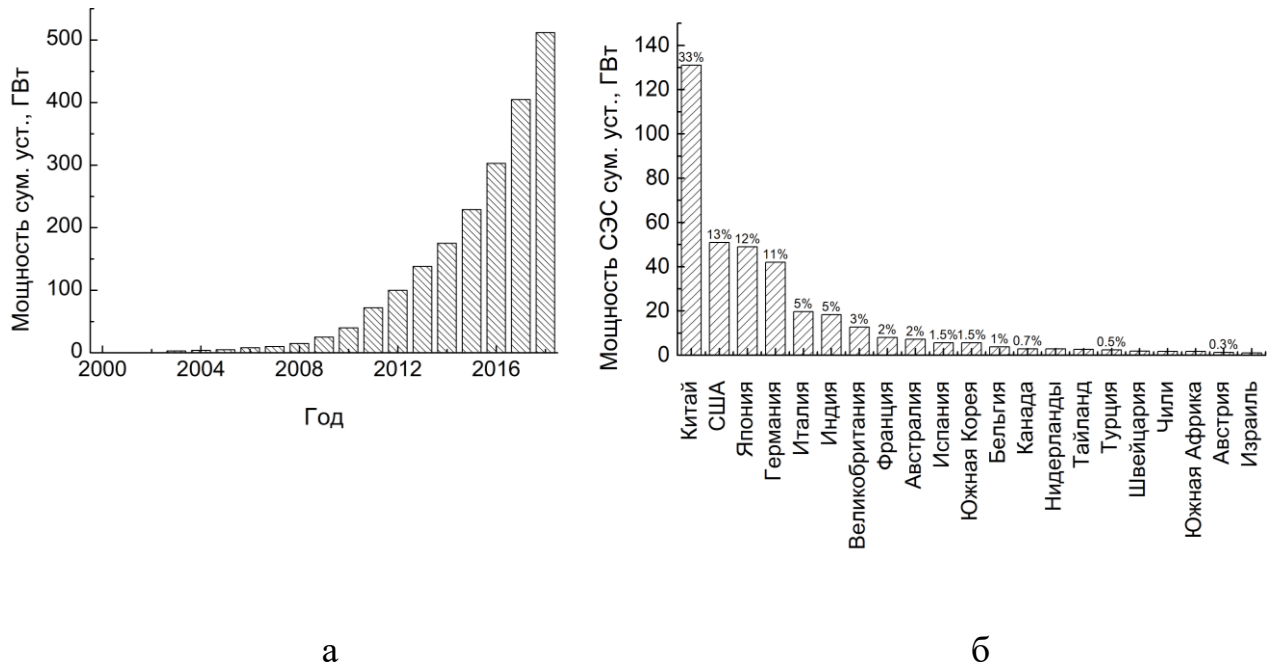


Рисунок 1.1 — Данные о мировом рынке солнечной энергетики:

а — динамика суммарной установленной мощности солнечных фотоэлектрических станций [3], *б* — суммарная установленная мощность СЭС на конец 2017 г. по странам, ГВт (приведены показатели для стран с установленной мощностью более 1 ГВт) [3]

Лидером в области солнечной энергетики с 2013 г. является Китай. В 2016 г. в стране введено в эксплуатацию свыше 34 ГВт СЭС, в 2017 г. – порядка 53 ГВт (45% и 53% от суммарной установленной мощности СЭС, запущенных в мире в 2016 и 2017 гг. соответственно) [4]. Общая мощность фотоэлектрических станций в Китае на конец 2017 г. составила около 130 ГВт (Рисунок 1.1(б)).

Важнейшим фактором, способствующим такому стремительному развитию солнечной энергетики, стало резкое снижение стоимости фотоэлектрических модулей (далее – ФЭМ) (Рисунок 1.2(а)) за счет роста конкуренции на рынке и удешевления производства в связи с переносом большинства производств в Китай, увеличением объемов и автоматизацией производственных процессов. Как

следствие, себестоимость энергии, производимой фотоэлектрическими панелями, также значительно снизилась. По данным института Фраунгофера [5], с 1980 по 2015 год выровненная стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, произведенной фотоэлектрической станцией (англ. – *Levelized Cost of Electricity, LCOE*) [6] упала приблизительно в 40 раз, при этом с 2009 по 2015 год – более чем в 4 раза. В 2016 г. средние мировые LCOE для сетевых СЭС составили 0,131 долл./кВт·ч [7]. По оценкам разных аналитических агентств, в перспективе ближайших 10-20 лет следует ожидать значительного снижения стоимости оборудования, входящего в состав СЭС, в частности, IRENA прогнозирует снижение стоимости ФЭМ на 59% к 2025 г. [8], Bloomberg – на 60% к 2040 г. [9]; стоимость свинцово-кислотных и литий-ионных накопителей электрической энергии, по прогнозам IRENA, снизится на 48 и 58% соответственно к 2030 г. [10].

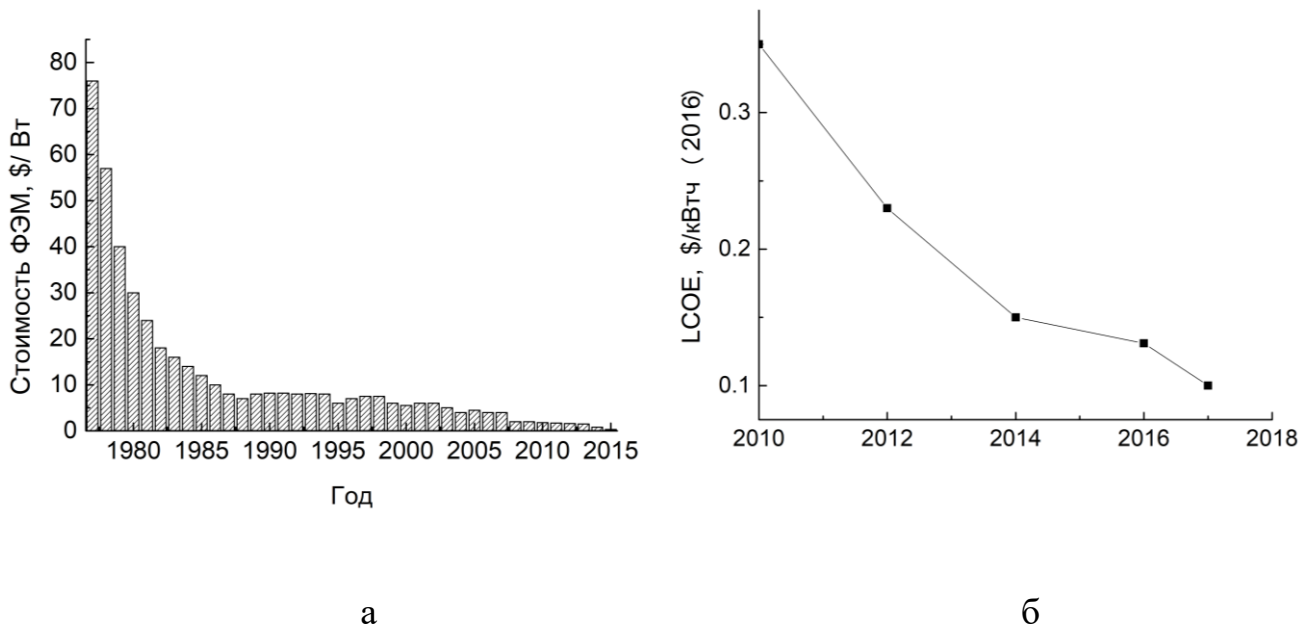


Рисунок 1.2 — Экономические показатели ФЭМ: а — динамика цены ФЭМ на основе кристаллического кремния в мире с 1980 по 2015 год [11], б — динамика снижения выровненной стоимости электроэнергии, произведенной ФЭМ (LCOE)

В странах Западной Европы более 70% всей вырабатываемой фотоэлектрической энергии генерируется индивидуальными производителями, являющимися одновременно и потребителями энергии, или просьюмерами, образуя рынок микророзницы (Рисунок 1.3).

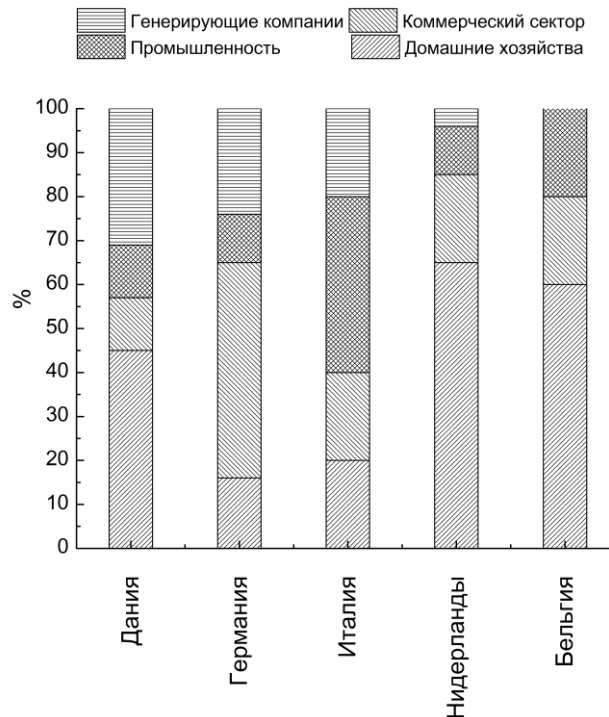


Рисунок 1.3 — Производство солнечной электроэнергии в странах Европы, 2016 г. [12]

Микрогенерация – производство электрической энергии на микроуровне установками, расположенными непосредственно у потребителя энергии с возможностью собственного потребления выработанной электроэнергии, продажи избытков электроэнергии в сеть и покупки недостающей энергии из сети в соответствующие периоды времени – является одним из приоритетных направлений развития солнечной энергетики в мире в настоящее время и рассматривается одним из основных факторов дальнейшего повышения доли энергоустановок на основе ВИЭ в общей структуре генерирующих мощностей и трансформации современной электроэнергетики.

Основным двигателем развития рынка фотоэнергетики в мире были и остаются различные экономические и политические механизмы поддержки, позволяющие в той или иной степени компенсировать разницу между затратами на генерацию энергии и доходами от ее использования или продажи в сеть [13]. Наиболее распространенный среди них (составляет порядка 73% всех мер поддержки ВИЭ) (Рисунок 1.4)) – «зеленый тариф» или «тариф на подачу» (англ. – *Feed-in-Tariffs, FIT*) [14], регулирующий взаимоотношения потребителя-микрогенератора и гарантирующего поставщика (далее – ГП).

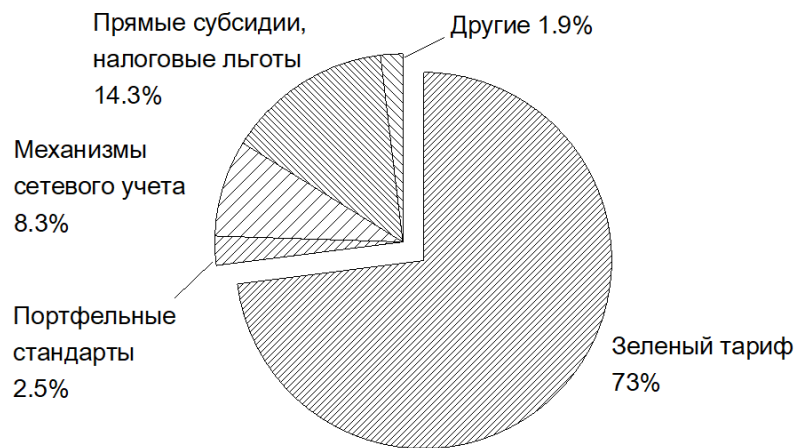


Рисунок 1.4 – Структура механизмов поддержки ВИЭ в мире

Данный механизм поддержки гарантирует владельцам фотоэлектрических установок возможность продавать сгенерированную электроэнергию в сеть по цене, обычно обеспечивающей возврат инвестиций в течение 20 лет.

Также выделить механизм сетевого учета (англ.– *Net-metering*) [15], продемонстрировавший свою эффективность в таких странах как Дания, Нидерланды, Бельгия, Турция, а также в некоторых штатах США [16], который позволяет индивидуальным потребителям выдавать выработанную системами микрогенерации энергию в сеть для временного «хранения» с последующим удовлетворением спроса на электроэнергию из сети, то есть фактически

использовать централизованную сеть в качестве накопителя бесконечной мощности.

В ряде стран в настоящее время используется такой механизм поддержки как портфельные стандарты (англ. – *Renewable portfolio Standards, RPS*), обязывающий ГП «иметь в распоряжении» определенную долю электричества, полученного с использованием возобновляемых источников энергии. Чтобы соответствовать требованиям, поставщик энергии может разрабатывать свои собственные солнечные проекты или приобретать солнечное электричество у агрегаторов или частных владельцев объектов солнечной генерации.

Однако в то время как в некоторых странах фотоэнергетика только набирает обороты и в них появляются новые меры поддержки развития данного сектора энергетики, в других странах, достигших в этой сфере значительного развития, в настоящее время наблюдается их сокращение, что связано, прежде всего, с удешевлением генерирующего оборудования и достижения значительной доли солнечной генерации в структуре энергетики этих стран. На Рисунке 1.5 представлен график изменения величины зеленого тарифа в Германии с 2000 г., демонстрирующий, что зеленый тариф сравнялся с ценой покупки электроэнергии на розничном рынке в 2011-2012 гг., сделав продажу произведенной ФЭС микрогенерации энергии в сеть с этого момента невыгодной. На начало 2017 г. зеленый тариф для небольших кровельных ФЭС уже составлял порядка 1/3 от розничной цены ЭЭ.

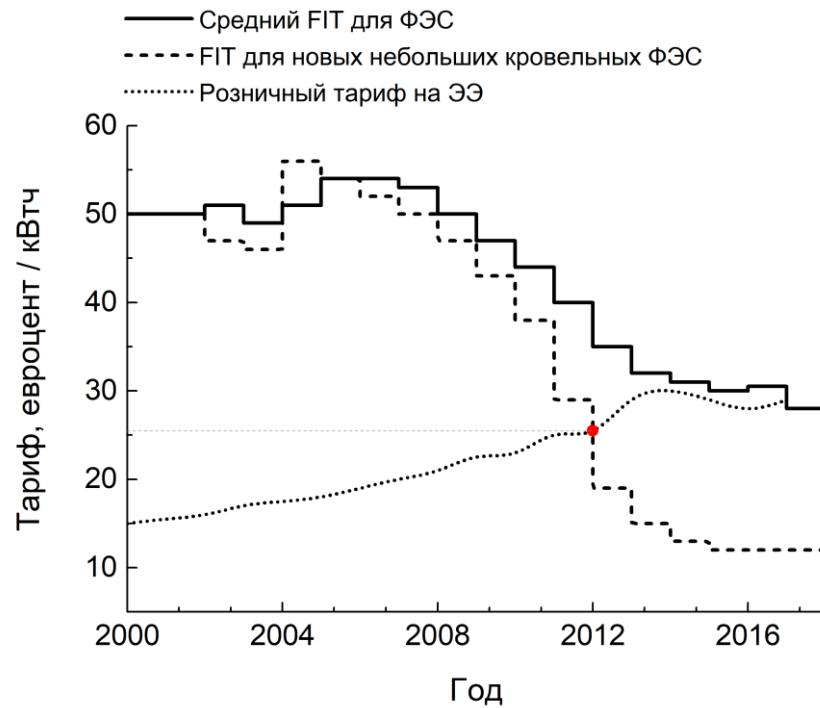


Рисунок 1.5 – Динамика розничного тарифа на ЭЭ и «зеленого тарифа» в Германии [5]

На этом фоне в ряде стран (Финляндия [17], Австралия [18], Германия, Швеция, Испания) стала актуальной задача повышения потребления произведенной энергии локально на месте генерации. Дополнительным стимулом можно назвать существующую политику ценообразования на розничном рынке электроэнергии (мощности) (РРЭМ). В среднем, не менее 50% тарифа на ЭЭ на РРЭМ обусловлено платежами, не связанными непосредственно с ценой ЭЭ. Этих платежей можно «избежать», уменьшив количество потребляемой из сети энергии за счет собственной генерации. Например, рассмотрим структуру розничной цены на ЭЭ в Германии, представленную на Рисунке 1.6. Основные 4 составляющих, вносящие свой вклад примерно в равной степени – стоимость собственно покупки ЭЭ, надбавка для потребителей, покупающих электроэнергию из сети, налоги, а также и иные услуги, без которых электроснабжение было бы невозможно (услуги по передаче электроэнергии, сбытовая надбавка, инфраструктурные платежи и т.д.). Таким образом, около $\frac{3}{4}$ тарифной ставки сформировано составляющими, не связанными собственно с ценой ЭЭ.



Рисунок 1.6 – Структура розничной цены на электроэнергию в Германии

Величина зеленого тарифа при этом составляет менее $\frac{1}{2}$ от розничной цены электроэнергии (в 2017 г. был равен 90...130 €/МВт·ч при розничной цене порядка 290 €/МВт·ч и оптовой цене ЭЭ 45 €/МВт·ч).

Таким образом, в ситуации, когда себестоимость солнечной генерации низка, зеленый тариф низок, а розничная цена сетевой энергии велика, перед владельцами систем микрогенерации возникает задача минимизировать потребление электрической энергии из сети путем максимального покрытия нагрузки за счет локальной генерации.

1.1.2 Российский рынок солнечной фотоэнергетики

В Российской Федерации на настоящий момент развитие получила только крупная сетевая фотоэнергетика, что обусловлено, главным образом, отсутствием до 2018 г. возможности присоединения объектов локальной генерации к централизованной сети на законодательном уровне.

На начало 2017 г. доля СЭС в структуре установленной мощности электростанций объединенных энергосистем и ЕЭС России составляла 0,03% (75,2 МВт) [19]. При этом объемы энергии, вырабатываемой СЭС, в 2016 г. по отношению к 2015 г. выросли в 10 раз [20]. Ряд крупных проектов солнечной энергетики прошел конкурсный отбор [21] и находится на разных стадиях реализации. На конец 2018 г. планируемые объемы СЭС составили около 900 МВт, ввод еще порядка 800 МВт запланирован до конца 2022 г. (Рисунок 1.7) [21]. Согласно государственной стратегии развития возобновляемой энергетики [22], к 2024 г. в РФ должно быть установлено 1,52 ГВт СЭС.

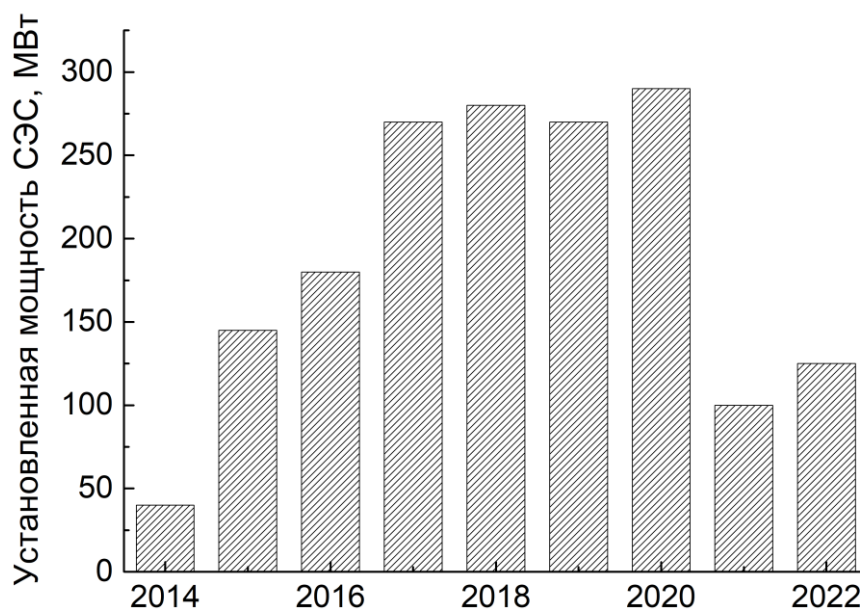


Рисунок 1.7 – Планируемые объемы ввода мощностей крупных сетевых фотоэлектрических станций в рамках договоров о предоставлении мощности (ДПМ)

Основной движущей силой развития солнечной энергетики в РФ также является государственная поддержка в области ВИЭ. Формирование инструментов поддержки ВИЭ в стране началось в 2007 г. с принятия поправок к федеральному закону № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», фиксирующих основные положения системы законодательной поддержки развития ВИЭ в России, после чего появился ряд

законодательных актов [23, 24, 25], регулирующих и стимулирующих внедрение этих технологий на оптовом рынке электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

Первые меры стимулирования использования ВИЭ на РРЭМ появились в 2015 г. с принятием Постановления № 47 «О стимулировании использования возобновляемых источников энергии на розничных рынках электроэнергии» [26]. Соответствующие правовые и организационные рамки в отношении микрогенерации начали формироваться в 2017 г. с утверждения «Плана мероприятий по стимулированию развития генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии с установленной мощностью до 15 кВт» [27]. К предложенным нововведениям относятся, в частности:

- введение обязательств для ГП по приобретению электрической энергии, выработанной с использованием объектов микрогенерации ВИЭ, установленных у потребителя ЭЭ;
- исключение налоговых обязательств у физических лиц, осуществляющих операции по реализации электрической энергии, выработанной с использованием объектов микрогенерации ВИЭ;
- упрощение порядка технологического присоединения и договорных отношений для потребителей-владельцев объектов микрогенерации.

В ноябре 2018 г. Проект федерального закона «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» в части развития микрогенерации», частично содержащий обозначенные выше положения и предлагающий новые, рассмотрен на заседании Правительства и вышел на этап первого слушания в Государственную Думу [28]. Несмотря на то, что соответствующие законодательные акты пока не приняты, возможность присоединения объектов микрогенерации к сети у потребителей появилась еще в середине 2018 г., при этом действуют обозначенные в [27] правила.

Вступление в силу указанных законодательных актов должно способствовать развитию малой фотоэнергетики в стране. Внедрение систем микрогенерации представляется особенно полезным в регионах и отдаленных поселениях, куда невыгодно прокладывать дорогостоящие коммуникации. Однако ясно, что реальные масштабы практического использования солнечной микрогенерации в районах с благоприятными для этого климатическими условиями будут определяться ее экономической привлекательностью, зависящей, в свою очередь, от тарифных условий, определяющих величину розничной и сбытовой цены ЭЭ в конкретных субъектах РФ с учетом их принадлежности к ценовым, неценовым зонам оптового рынка электроэнергии и мощности или к территориям, не объединенным в Единую национальную энергетическую сеть (технологически изолированным энергорайонам РФ) [27]. Рассмотрим подробнее принципы формирования розничной и сбытовой цены на ЭЭ в России.

1.1.2.1 Принципы формирования тарифов на ЭЭ на розничном рынке электроэнергии (мощности) в России

Розничная цена определяется стоимостью покупки ЭЭ (30...50%) и платой за иные услуги (оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки ЭЭ потребителям), которая состоит из тарифа на передачу электроэнергии (50...70% от общей цены), инфраструктурных платежей (менее 1% от общей цены) и сбытовой надбавки (1...20% от общей цены) [29] (Рисунок 1.8).



Рисунок 1.8 – Структура розничной цены электроэнергии в РФ

При этом стоимость покупки ЭЭ зависит от того, в какой тарифной зоне расположен потребитель, а также к какой категории он относится.

Вся территория РФ делится на территории, относящиеся к ценовым зонам ОРЭМ, неценовым зонам ОРЭМ и технологически изолированным территориальным электроэнергетическим системам (территориям, не объединенным в Единую национальную энергетическую сеть) (Рисунок 1.9).



Рисунок 1.9 – Отнесение регионов РФ к ценовым, неценовым зонам ОРЭМ и изолированным энергорайонам, и соответствующие тарифные решения [30].

Население и приравненные к нему потребители на всей территории России оплачивают ЭЭ по регулируемым тарифам. Для остальных категорий потребителей продажа ЭЭ осуществляется:

- в неценовых зонах ОРЭМ и изолированных энергорайонах – также по регулируемым ценам [31],
- в ценовых зонах ОРЭМ – по нерегулируемым ценам.

Регулируемые цены на электрическую энергию назначаются региональными службами по тарифам субъектов РФ в рамках установленных предельных минимальных и максимальных уровней регулируемых цен, установленных Федеральной службой по тарифам РФ (с 21.07.2015 – Федеральная антимонопольная служба, ФАС России). В основе тарифа на ЭЭ лежит средневзвешенная цена единицы электроэнергии, производимой или приобретаемой гарантирующим поставщиком (ГП) на ОРЭМ или РРЭМ по регулируемым тарифам [32].

Нерегулируемый тариф на ЭЭ формируется в рамках предельного уровня нерегулируемых цен (ПУНЦ), рассчитываемых ГП в соответствии с [31]. В основе лежит средневзвешенная цена ЭЭ на ОРЭМ, устанавливаемая, в свою очередь, коммерческим оператором (далее – КО) для каждого ГП. ПУНЦ дифференцирован по ценовым категориям, уровню напряжения и мощности потребителей [29].

Что касается *тарифов на продажу электроэнергии*, произведенной за счет микрогенерации для потребителей (далее – бытовая цены), то, в соответствии с [27]:

а) на территориях, объединенных в ценовые зоны ОРЭМ, бытовая цена равна средневзвешенной нерегулируемой цене ЭЭ, рассчитанной КО ОРЭМ в установленном порядке (то есть в 2...3 раза меньше розничной);

б) на территориях, объединенных в неценовые зоны ОРЭМ, бытовая цена на ЭЭ равна регулируемой цене ЭЭ, поставляемой на РРЭМ (то есть равна розничной);

в) в изолированных энергорайонах сбытовая цена ЭЭ равна минимальной стоимости производства единицы электрической энергии, установленной уполномоченным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов каждого субъекта РФ, то есть зависит от конкретной энергетической ситуации. При этом разница между сбытовой и розничной ценой может быть любой.

Очевидно, что при описанных выше тарифах для потребителей, находящихся в ценовых зонах ОРЭМ, а также изолированных энергорайонах, для которых сбытовая цена ниже розничной, продажа в сеть электрической энергии, произведенной ФЭС микрогенерации, экономически невыгодна. Таким образом, для данных потребителей, как и для просьюмеров ряда стран мира, становится важным как можно больше произведенной массивом ФЭМ энергии потребить на месте генерации, минимизируя таким образом продажу излишков в сеть и сокращая потребление из сети.

В то же время, для потребителей изолированных энергорайонов при условии, что сбытовая цена выше или равна розничной, соблюдение данного приоритета неактуально. Также неактуально и максимальное увеличение количества проданной в сеть энергии, т.к. ФЭС микрогенерации не может являться средством заработка, и, возможно, следует ожидать ограничения срока освобождения потребителей от налоговых выплат при достижении определенной величины дохода [28], поэтому более рациональным будет достижение как можно большей доли покрытия нагрузки исходя из того факта, что в этих зонах зачастую имеются сложности с электроснабжением.

1.2 Показатели энергетической эффективности ФЭС

1.2.1 Понятия коэффициентов самопотребления и самодостаточности

Долю локально потребленной энергии от общей сгенерированной характеризует так называемый *коэффициент самопотребления* (англ. – *self-consumption rate*) (далее – K_{cn}) [33].

Коэффициент самопотребления наиболее удобно интерпретировать по Рисунку 1.10, где схематично отображены профили солнечной генерации и энергопотребления. Области A и B представляют собой общее количество потребленной и произведенной электроэнергии соответственно, а область их пересечения – C – представляет собой сгенерированную массивом ФЭМ энергию, которая используется непосредственно объектом-потребителем на месте генерации и называется абсолютным самопотреблением [34]. Однако в литературе в основном используется термин «коэффициент самопотребления», равный отношению величины солнечной генерации, потребляемой локально, к общему объему сгенерированной фотоэлектрическими модулями энергии, что в соответствии с Рисунком 1.10 равно:

$$K_{cn} = \frac{C}{B + C} \quad (1.1)$$

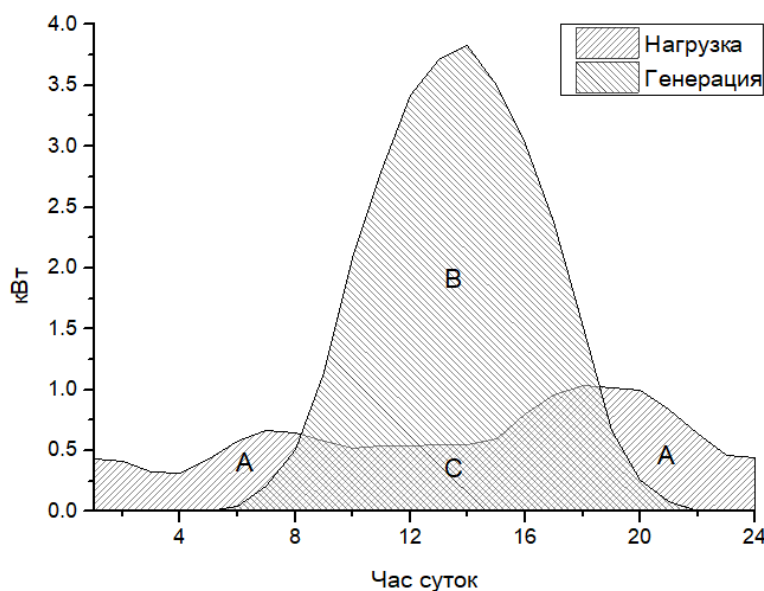


Рисунок 1.10 – Схематичное изображение суточной нагрузки ($A+C$), общего количества сгенерированной фотоэлектрическими панелями энергии ($B+C$) и абсолютного самопотребления (C) потребителя, оснащенного ФЭС

Еще одной метрикой энергетической эффективности ФЭС, которая используется в научной литературе, является *коэффициент самодостаточности* (англ. – *self-sufficiency rate*) (далее – K_{co}), равный отношению количества энергии, потребленной локально, к величине спроса на энергию [35]. Другие названия этой величины – индекс соответствия нагрузки, коэффициент покрытия нагрузки [36], фактор самопотребления, индекс самообеспечения, доля возобновляемых источников энергии [37].

Коэффициент самодостаточности показывает, в какой степени локальная генерация удовлетворяет энергетические потребности потребителя, т.е. равен доле покрытия нагрузки за счет локальной генерации:

$$K_{co} = \frac{C}{A+C} \quad (1.2)$$

Типичный период оценки этих показателей составляет 1 год, что позволяет учесть сезонные колебания и минимизировать влияние краткосрочных случайных колебаний в генерации и потреблении энергии.

1.2.2 Решения, улучшающие показатели энергетической эффективности ФЭС

Все многообразие предлагаемых подходов можно условно разделить на 2 группы: использование технологий *накопления энергии* и *управления нагрузкой*. Данные технологии могут быть использованы отдельно, в сочетании друг с другом или с другими методами. Рассмотрим их подробнее.

1.2.2.1 Использование технологий накопления энергии

Большая часть проанализированных исследований посвящена оценке потенциала повышения энергетической эффективности ФЭС за счет технологий хранения энергии. В настоящее время на рынке хранения энергии представлен широкий ряд применяемых технологий с различной стоимостью, мощностью, энергоемкостью, продолжительностью хранения энергии, временем отклика, эффективностью, сроком службы, способностью к саморазряду [38, 39, 40, 41, 42].

Для систем распределенной солнечной генерации наиболее часто используются электрохимические накопители электрической энергии (НЭЭ).

Электрохимические накопители энергии

Типичная схема использования электрохимических накопителей электрической энергии в сетевой ФЭС переменного тока представлена на Рисунке 1.11.

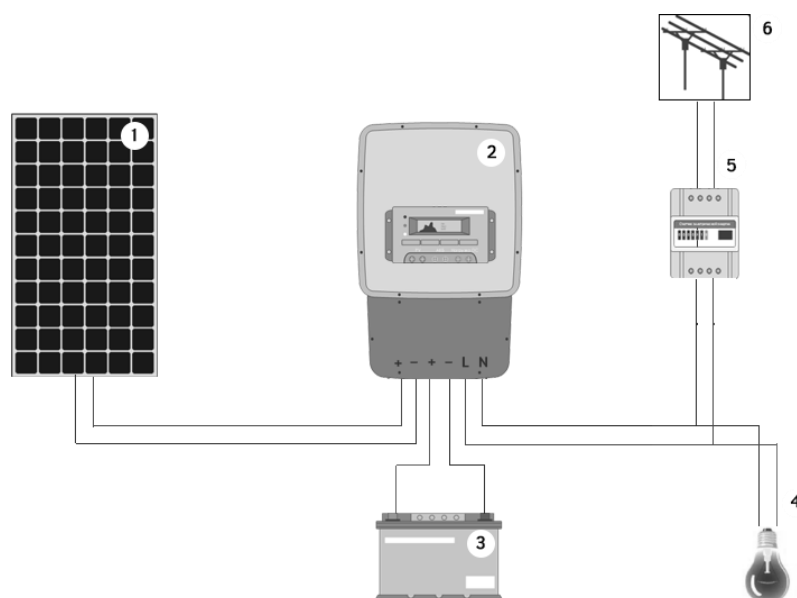


Рисунок 1.11 – Типичная конфигурация соединенной с сетью ФЭС:

1 – ФЭМ, 2 – инвертор с функциями слежения за точкой максимальной мощности (ТММ) и контроля заряда НЭЭ, 3 – НЭЭ, 4 – нагрузка переменного тока, 5 – двунаправленный счетчик ЭЭ, 6 – сеть.

Для бытового применения в основном используются свинцово-кислотные (СК), литий-ионные (ЛИ), никель-кадмиевые (НК) и никель-металлогидридные (НМ) НЭЭ [43]. Примерами сравнительно новых технологий хранения энергии, пригодных для бытового применения, являются натриево-ионные (НИ) (англ. – *sodium-ion*), например, натрий-серные (NaS) или натрий-хлорные (NaNiCl), и проточные редокс-накопители [44]. Из перечисленных выше технологий СК НЭЭ – самая зрелая и широко используемая технология хранения, в основном, благодаря своей относительной дешевизне. Немаловажным обстоятельством является также то, что для работы с СК НЭЭ адаптировано большинство контроллеров заряда и инверторов, присутствующих на рынке [45].

Литий-ионные накопители электрической энергии по удельным и ресурсным показателям существенно превосходят аналогичные характеристики других электрохимических накопителей, что определяет перспективность их применения

в системах электроснабжения на основе ВИЭ [46, 47] несмотря на высокую стоимость [48]. Несомненным достоинством ЛИ НЭЭ является высокая допустимая глубина разряда при сохранении приемлемых ресурсных характеристик. Одна из наиболее перспективных разновидностей ЛИ НЭЭ — $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}||\text{NMC}$, где NMC — смесь литированных оксидов кобальта, марганца и никеля [45].

Многочисленные исследования, проведенные с целью сравнения экономической и энергетической эффективности перечисленных выше технологий в системах микрогенерации, показали, что СК НЭЭ позволяют достигнуть довольно высокого коэффициента самопотребления (в некоторых случаях — до 80%) при меньших капитальных затратах по сравнению с другими технологиями НЭЭ [49, 50], однако при этом капитальные вложения все же велики.

Важным практическим вопросом является эффективность аккумуляторных батарей в условиях реальной эксплуатации, в частности, при экстремальных температурах, а также при длительных периодах низкой инсоляции, что характерно для значительной части территории РФ в зимний сезон. Результаты экспериментальных исследований эффективности различных технологий накопления электрической энергии в условиях низких температур в модельных условиях представлены в [51]. Продемонстрировано, что одними из наиболее перспективных для применения в холодном климате являются литий-железо-фосфатные аккумуляторы (LiFePO_4) и никель-кадмиевые аккумуляторы (NiCd). Однако наиболее достоверные данные могут быть получены только в результате длительной эксплуатации ФЭС в реальных условиях. Экспериментальная эксплуатация ФЭС с НЭЭ является незаменимым источником информации, позволяющей прогнозировать срок службы солнечной установки и ее компонентов, учитывать особенности их работы при проектировании ФЭС в различных условиях.

- Системы накопления энергии общего пользования

Эффективным с точки зрения повышения коэффициента самопотребления ФЭС может быть объединение домохозяйств в локальную изолированную микроэнергосистему с единой системой НЭЭ, в которой обмен энергией происходит внутри этой группы потребителей. При этом использование таких так называемых коммунальных систем НЭЭ наиболее актуально в случае динамического ценообразования на рынке электроэнергии (когда стоимость потребленной энергии зависит от часа суток), а также при наличии запрета выдачи электроэнергии в сеть в ночное время [52], в то время как использование такого подхода при «плоском» тарифе (когда величина тарифа на ЭЭ одинакова в течение суток) зачастую не дает ощутимого экономического эффекта.

Потенциал использования системы НЭЭ общего пользования для сглаживания пика энергопотребления на уровне района сильно чувствителен к величине емкости накопителя. Кроме того, аккумулятор малой емкости с большой долей вероятности будет иметь меньший срок службы из-за ограниченного ресурса циклов заряда/разряда, в то время как батарея большой емкости позволит сократить количество циклов и глубину разряда, и, соответственно, увеличить срок службы батареи [53, 54]. Нарастание мощности системы НЭЭ, в свою очередь, сопряжено с ростом капитальных затрат [55, 52].

В связи с этим, актуальным вопросом является разработка подходов и методов определения оптимальной энергоемкости системы НЭЭ для систем энергоснабжения единичных потребителей или групп потребителей.

В отечественных и зарубежных публикациях методики проектирования и оптимизации энергоустановок на основе ВИЭ, в частности, ФЭС, представлены достаточно широко [56 57]. Анализ результатов ряда исследований, направленных на поиск оптимальной емкости системы НЭЭ, показал, что:

– для решения задачи сглаживания пика энергопотребления по критериям баланса между коэффициентами самопотребления и самодостаточности и величины чистой приведенной стоимости [58, 59] в среднем оптимальная мощность системы хранения рассчитывается из соотношения 0,75...1 кВт·ч на 1 МВт·ч годового энергопотребления. При этом отмечается, что наибольшего эффекта можно достигнуть, используя НЭЭ в сочетании с массивом ФЭМ, мощность которого подбирается из соотношения 1 кВт_{пик} на 1 МВт·ч годового энергопотребления. При таком соотношении можно добиться снижения количества потребленной из сети энергии на 20...50% в зависимости от используемых стратегий управления системой НЭЭ (максимальный эффект достигается с использованием эвристических алгоритмов управления при условии близкого к идеальному прогнозированию перетоков энергии в системе (профилей генерации и потребления)).

- Батареи электротранспорта

Активное распространение электрических и гибридных автомобилей, использующих аккумуляторные батареи высокой энергоемкости, открывает дополнительные возможности по увеличению самопотребления систем микрогенерации. Результаты ряда исследований [60, 61, 62] демонстрируют очевидные преимущества «умного» заряда электромобилей, заключающегося в подстраивании под профиль солнечной генерации: это позволяет не только значительно увеличить коэффициент самопотребления (в некоторых случаях – до 90%), но и снизить величину пикового потребления мощности на 30...70%, что может дать значительный экономический эффект при работе в ценовых категориях электроэнергии, предусматривающих динамическое ценообразование и(или) плату за мощность.

Интересным решением, позволяющим также увеличить долю использованной на месте сгенерированной энергии и снизить потребление из сети

в пиковые часы, является использование в жилых помещениях отработавших ресурс автомобильных батарей [63].

Стоит подчеркнуть, что эффективность применения любой из рассмотренных выше технологий накопления электрической энергии зависит во многом от выбранного алгоритма управления НЭЭ. Например, стандартный алгоритм, при котором НЭЭ заряжается только при наличии избытка солнечной генерации и разряжается в часы вечернего сетевого пика, тоже может быть достаточно эффективным, однако могут быть использованы и другие, более сложные алгоритмы, позволяющие минимизировать обмен энергией с сетью. Например, возможность заряда НЭЭ не только от массива ФЭМ, но и от сети в ночное время для покрытия утреннего пика электропотребления [35].

Накопители тепловой энергии

Энергия, произведенная фотоэлектрической системой, также может быть преобразована в тепло. Высокие показатели самопотребления при включении в схемное решение накопителя тепловой энергии (далее – НТЭ) достигаются за счет того, что все избытки солнечной генерации, приходящиеся обычно на середину дня, используются на нагрев горячей воды для последующего ее использования в вечерние и ночные часы, на которые чаще всего приходится пик потребления горячей воды. Таким образом, произведенная ФЭС микрогенерации энергия расходуется на месте по максимуму, при этом за счет того, что вода нагревается предварительно, сокращается мощность нагрузки в часы пикового потребления сети, что, помимо такого плюса, как разгрузка сети, также может помочь достигнуть значительной экономии.

Использование технологий солнечной генерации для покрытия нагрузок на отопление и ГВС представляет огромный интерес, так как на них приходится значительная доля всей потребляемой энергии (в северных широтах – 50...60% от общего потребления энергии [64, 65]). Однако потенциал повышения $K_{сн}$

определяется во многом климатическими особенностями местности: например, в северных широтах в среднем спрос на тепло и избыток солнечной радиации отрицательно коррелируют в течение года, тогда как в южных широтах потребность в энергии, значительную часть которой составляет нагрузка на охлаждение, коррелирует с суточным и годовым приходом солнечной радиации положительно. Отмечается, что чем выше уровень теплоизоляции в зданиях, тем меньше потенциал повышения конкурентоспособности ФЭС за счет прямого электрического отопления, особенно в отсутствие НЭЭ (например, в зданиях с низким и средним стандартом энергетической эффективности [66, 67], для которых на покрытие тепловой нагрузки приходится 20...30% от общего энергопотребления, а также для домов с нулевым потреблением энергии [68]).

Прогнозируется, что в условиях дальнейшего снижения себестоимости фотоэлектрической энергии и роста цен на органическое топливо, в частности, нефть (согласно прогнозу U.S. Energy Information Administration [69], к 2050 году цены на нефть составят более 100 \$ за баррель), использование ФЭМ для нагрева воды будет все более востребованным. Такое техническое решение может быть эффективным средством снижения пикового потребления и повышения коэффициента самопотребления для потребителей с преобладанием энергозатрат на нагрев воды, что характерно, в частности, для промышленных предприятий (например, для молочного завода [70]).

Использование произведенной массивом ФЭМ электрической энергии на нагрев воды является особенно привлекательным в случае, когда в собственности потребителя уже есть водонагреватель, использующий для нагрева воды электрическую сеть или, например, газ [18]. Вопросам оценки привлекательности применения фотоэлектрических водонагревателей на основе бытовых электронагревателей посвящен ряд исследований [67-71], однако эффективность таких устройств в высокоширотных климатических условиях, характеризующихся одновременным снижением прихода солнечного излучения и увеличением

тепловой нагрузки в зимнее время, изучена слабо. В одной из таких работ показано, что в условиях стран Северной Европы при правильно подобранных размерах массива ФЭМ и бака-водонагревателя за счет фотоэлектрической генерации в летнее время нагрузка ГВС может быть покрыта полностью или практически полностью [17].

При этом, важным остается вопрос подбора оптимальных размеров бака-водонагревателя, массива ФЭМ и нагрузки ГВС, т.к. при определенных размерах солнечной батареи увеличение бака-водонагревателя в какой-то момент перестает вести к увеличению эффективности системы. Таким образом, потенциал использования ФЭС для электрической и тепловой нагрузки для повышения самопотребления может быть высоким, однако в связи с тем, что тепловая нагрузка растет зимой, когда обычно уровень солнечной радиации низкий, такое решение должно предполагать наличие дополнительных источников тепла.

Использование ФЭМ для подготовки горячей воды предполагает наличие в схеме устройства, позволяющего направлять сгенерированную электрическую энергию в водонагреватель. Роль такого устройства может выполнять специализированный контроллер для систем нагрева воды с использованием фотоэлектрических батарей [72] или контроллер, предназначенный для распределения потоков энергии в системе солнечной генерации между нагрузками в зависимости от приоритета питания [73].

Основными преимуществами фотоэлектрического нагревателя как устройства подготовки горячей воды перед традиционными солнечными водонагревательными установками (далее – СВУ) [74] являются:

- низкие первоначальные затраты, т.к. во многих домах часто уже имеется водонагреватель (бойлер);
- рост эффективности фотоэлектрического водонагревателя при снижении температуры окружающего воздуха (эффективность СВУ со снижением

температуры падает), что наиболее существенно для установок, работающих в умеренных и высоких широтах, особенно в зимнее время;

- меньшая инерционность;
- простота монтажа ФЭМ [18];
- простота схемного решения (отсутствует теплоноситель, а следовательно и промежуточный теплообменник, циркуляционные насосы и т.д.);
- возможность эксплуатации в северных широтах, в то время как для СВУ это недопустимо из-за риска замерзания теплоносителя.

Среди недостатков фотоэлектрического водонагревателя по сравнению с СВУ можно выделить необходимость в значительно *большой* площади ФЭМ для покрытия аналогичной нагрузки ГВС вследствие меньшего КПД ФЭМ по сравнению с КПД СВУ.

Устройства, комбинирующие в себе фотоэлектрический модуль и солнечный тепловой коллектор – солнечные термофотоэлектрические преобразователи, или PV/T-панели – также нашли свою нишу применения благодаря способности работать при низком уровне инсоляции [75]. Данная конструкция позволяет сократить потери энергии ФЭМ, обусловленные снижением КПД при повышении температуры модулей, за счет охлаждения ФЭМ теплоносителем солнечного коллектора. Отмечается потенциал их использования для увеличения $K_{сп}$ в условиях ограниченности доступной площади под размещение приемников солнечного излучения, например, в городской среде в Китае [76]. В то же время, PV/T панелям присущи перечисленные выше недостатки СВУ [77].

Как и в случае с электрохимическими накопителями энергии, доля потребленной локально энергии от общей произведенной ФЭС за счет использования водонагревателя может быть значительно увеличена при внедрении в схему более сложных алгоритмов управления «зарядом» бака водонагревателя, в данном случае – нагревательным элементом, или ТЭНом. Так, в [71] за счет

использования прогнозирующего контроллера (англ. - *Model Predictive Control, MPC*) для управления ТЭНом в зависимости от прогнозной производительности ФЭМ удастся достигнуть более полного использования как ресурса водонагревателя, так и энергии солнца: в солнечные часы осуществляется нагрев «про запас» до довольно высоких температур (порядка 80°C), в то время как ночью контроллер позволяет воде остыть ниже 50°C. Такое решение позволило сократить затраты на покупку электроэнергии из сети на 15%.

Сравнение электрохимических и тепловых накопителей энергии

Выбор в пользу той или иной технологии хранения энергии индивидуален для каждого применения и должен быть основан на ряде факторов, таких как, например, стоимость оборудования, особенности графика нагрузки, требуемая доля покрытия нагрузки, климатические условия.

Результаты исследования [78], посвященного сравнительному технико-экономическому анализу НЭЭ (в частности, СК и ЛИ) и НТЭ с точки зрения способности увеличивать коэффициент самопотребления, показали, что использование фотоэлектрической энергии на нагрев воды для последующего ее использования на отопление или ГВС более эффективно с экономической точки зрения и может обеспечить внутреннюю норму доходности инвестиций (англ. — *Internal Rate of Return, IRR*) [79] 7%, тогда как этот показатель для СК НЭЭ равен -6,5%. Также показано, что несмотря на более высокую стоимость ЛИ НЭЭ в сравнении с СК НЭЭ (в среднем в 2,5 раза выше), они имеют меньшую выровненную стоимость LCOE.

Сравнение K_{en} при использовании свинцово-кислотные НЭЭ и НТЭ в условиях Швеции в паре с массивом ФЭМ установленной мощностью 5 кВт_{пик} показало, что энергетический эффект от их использования практически одинаков, в то время как СК НЭЭ проигрывают в экономике [80] не менее чем в 2 раза.

Включение ФЭМ в схему нагрева воды позволило снизить затраты на покупку электроэнергии из сети с 21% до 65%, при этом срок окупаемости составил 4 года.

В некоторых случаях более эффективным инструментом повышения $K_{сн}$ может быть комбинирование НЭЭ и НТЭ по сравнению с вариантами использования только одной из технологий хранения [81, 82].

1.2.2.2 Управление нагрузкой

Концепция управления спросом или нагрузкой, УС (англ. – *Demand Side Management, DSM*) предполагает применение комплекса мер, направленных на оптимизацию энергетической системы на стороне потребителя [83]. В контексте настоящего исследования под этим термином подразумевается сдвиг энергопотребления отдельных категорий нагрузок или приборов-потребителей с часов пикового потребления на часы с максимальной солнечной генерацией, в результате чего может быть значительно уменьшена нагрузка на сеть, а также сокращены платежи за ЭЭ и передачу мощности [84]. Данная технология получила довольно широкое распространение в США и ряде стран Европы [85, 86].

Управление спросом может осуществляться вручную или автоматически (при этом второй подход предусматривает наличие системы хранения энергии, управляемых электроприборов и интеллектуальных счетчиков, а также системы прогнозирования производительности ФЭМ, а эффективность такой схемы зависит от применяемого алгоритма управления распределенной энергосистемой, а также от принятых на рассматриваемой территории тарифных решений в области электроэнергетики).

Для анализа влияния алгоритмов управления спросом на коэффициент самопотребления используются как методы математического моделирования, так и экспериментальные исследования. Моделирование выполняется на основе

фактических данных о генерации и потреблении энергии или прогнозных данных о погоде.

Существует ряд методов УС, среди которых наиболее распространенными и эффективными [87] являются:

- снижение пиковых нагрузок (англ. – *peak shaving*),
- сдвиг нагрузки с пиковых на непиковые часы (англ. – *load shifting*),

особо эффективный инструмент при действии тарифов, зависящих от времени потребления [88, 89].

Эффективность применения технологий УС во многом зависит от гибкости нагрузки. Сдвиг энергопотребления некоторых бытовых приборов с большими энергозатратами на часы максимальной генерации и/или непиковые часы (стиральная машина, сушилка, посудомоечная машина) может быть достаточно легко реализуем и при этом эффективен.

При малых излишках фотоэлектрической генерации УС является перспективной технологией, эффективность которой для решения задачи повышения самопотребления может быть равной или превышать эффективность использования НЭЭ.

Стоит отметить, что несмотря на высокую эффективность технологий УС, в общем случае это не является самостоятельным решением. Комбинирование методов УС с НЭЭ позволяет достигнуть более значительного и стабильного энергетического и экономического эффекта: алгоритмы управления спросом позволяют более полно использовать энергию в часы малого прихода солнечной энергии, а включение в систему НЭЭ – использовать излишки генерации в часы, когда солнечная генерация отсутствует. Такое «гибридное» решение особенно необходимо при высоком спросе на электроэнергию и слабой маневренности нагрузки, что характерно, в частности, для промышленных потребителей [84]. Эффективность связки системы НЭЭ и технологий УС при условии

«времязависимой» тарифной ставки была доказана в ряде исследований [90, 91, 92]. При этом исследовались различные вариации стратегии управления системой НЭЭ, однако все они предусматривали разряд накопителя в часы сетевого пика, приходящегося в среднем на период с 8 до 12 ч и с 17 до 21 ч.

В России концепция УС получила название «ценозависимое управление спросом» или «ценозависимое снижение потребления» (ЦЗСП). Первой мерой стимулирования потребителей к выравниванию графиков нагрузки в стране было внедрение дифференцированных по времени суток тарифов, а следующим шагом – принятие постановления Правительства Российской Федерации от 20 июля 2016 г. № 699 [93], в соответствии с которым потребители ОРЭМ могут подавать заявки для участия в конкурентном отборе мощности (КОМ), проводимом системным оператором, и по факту отбора заявки в КОМ принимают на себя обязательства по снижению потребления при определенных экономических сигналах рынка электроэнергии с получением выручки за осуществление такого снижения потребления. Механизм ЦЗСП формально действует в России с 2017 г., однако эта программа все еще находится на этапе разработки и тестирования. Кроме того, она предназначена только для потребителей ОРЭМ с фактической мощностью более 5 МВт. Реализация технологий управления спросом среди участников РРЭМ в России в настоящее время не осуществляется. В связи с этим, технологии УС в настоящее время не будут рассмотрены как самостоятельное решение для повышения конкурентоспособности ФЭС микрогенерации. Однако упрощенная форма УС, реализация которой доступна потребителю на уровне собственного домохозяйства, заключающаяся в некотором подстраивании потребителем собственного суточного графика электропотребления под график прихода солнечной радиации, может быть рассмотрена в качестве дополнения к техническим решениям с накопителями энергии.

Выводы по главе 1

1. Представлены результаты обзорно-аналитического исследования состояния разработок и практического использования технологий фотоэлектрической микрогенерации в мире. Проанализированы предпосылки и перспективы развития микрогенерации в РФ.

2. Выявлены необходимые условия обеспечения экономической эффективности ФЭС микрогенерации в терминах коэффициентов самопотребления и самодостаточности фотоэлектрической генерации.

3. Проанализированы технические решения, направленные на повышение конкурентоспособности ФЭС микрогенерации, прежде всего – за счет повышения самопотребления, то есть сокращения выдачи произведенной фотоэлектрическими модулями энергии в сеть, и повышения доли покрытия электрической нагрузки. Среди них наиболее распространены решения, содержащие накопители электрической энергии. При этом по дешевизне, зрелости технологии и доступности на рынке преимущество имеют свинцово-кислотные аккумуляторы. Перспективным, но менее распространенным решением является включение в состав ФЭС микрогенерации накопителя тепловой энергии в виде водонагревателя для использования излишков генерации, образовавшихся после покрытия электрической нагрузки. Еще одним решением является применение технологий управления спросом. Однако, в условиях России в настоящее время может быть реализовано только самостоятельное перестраивание суточного графика электропотребления на уровне домохозяйств для большего соответствия графику поступления солнечной радиации.

Одним из основных преимуществ первого, «традиционного», подхода является возможность отложенного использования произведенной ФЭС энергии на покрытие электрической нагрузки в часы отсутствия солнечного излучения (например, в вечерний пик нагрузки). Основной недостаток – высокие первоначальные вложения в накопители электрической энергии. При этом, важным практическим вопросом является чувствительность ресурсных показателей и

эффективности работы накопителей электрической энергии к реальным неоптимальным условиям эксплуатации (в частности, длительным периодам низкой инсоляции и низкой температуры).

Основными преимуществами второго схемного решения, включающего накопитель тепловой энергии, являются меньшие капитальные вложения и меньшие затраты на покрытие нагрузки ГВС, которая во многих случаях вносит значительный вклад в энергопотребление, особенно в северных широтах. Однако эффективность такого схемного решения может варьироваться в зависимости от климатических условий, так как в северных широтах спрос на тепло и избыток солнечной радиации отрицательно коррелируют в течение года, тогда как в южных широтах потребность в энергии, значительную часть которой составляет нагрузка на охлаждение, положительно коррелирует с суточным и годовым поступлением солнечной радиации.

Третье решение при его самостоятельном применении может быть недостаточно продуктивным для повышения самопотребления и доли покрытия нагрузки, однако может дать эффект при использовании совместно с технологиями накопления энергии.

Представленные в научной литературе результаты анализа технико-экономической эффективности накопителей тепловой и электрической энергии в составе ФЭС микрогенерации в большинстве случаев не являются репрезентативными, так как выполнены для специфических климатических, тарифных и других условий, и не могут быть распространены на российские реалии.

Исходя из вышесказанного, определена цель диссертационного исследования: оценка энергетической эффективности и экономической конкурентоспособности фотоэлектрических систем микрогенерации, а также поиск и обоснование районов страны и оптимальных технических решений, их обеспечивающих.

При этом, исследование должно быть выполнено в отношении нескольких схемных конфигураций ФЭС микрогенерации: с аккумулярованием электрической энергии, аккумулярованием тепловой энергии и без аккумулярования.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Проведение натурных исследований производительности автономной фотоэлектрической установки аккумуляторного типа в обеспечение разрабатываемых динамических математических моделей указанных выше вариантов ФЭС микрогенерации необходимыми параметрическими данными, включая учет особенностей работы электрохимического накопителя энергии;
2. Разработка динамической математической модели экспериментальной ФЭУ и ее верификация по данным экспериментальных исследований;
3. Разработка динамических моделей рассматриваемых вариантов ФЭС для прогнозирования с их использованием энергетических и технико-экономических характеристик ФЭС микрогенерации в условиях различных перспективных регионов России;
4. Моделирование работы ФЭС трех рассматриваемых конфигураций в нескольких репрезентативных местоположениях для получения соответствующих энергетических характеристик, сравнительный анализ результатов, анализ чувствительности энергетических показателей к изменению типоразмерных параметров компонентов ФЭС и форме графика нагрузки;
5. Оценка и сравнительный анализ экономических показателей ФЭС микрогенерации в рассматриваемых регионах России.

2 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ОСОБЕННОСТЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ АККУМУЛЯТОРНОГО ТИПА, ВЕРИФИКАЦИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ СИСТЕМЫ

Глава посвящена вопросам экспериментальной эксплуатации и математического моделирования автономной фотоэлектрической установки (ФЭУ) с накопителем электрической энергии в условиях Московского региона.

2.1 Экспериментальные исследования ФЭУ с НЭЭ

Экспериментальные исследования ФЭУ в рамках диссертационного исследования были направлены, прежде всего, на:

- получение актуальной информации об энергетических показателях работы ФЭМ, НЭЭ и фотоэлектрической установки (ФЭУ) в целом для оценки эффективности установки и ее отдельных компонентов (в частности, НЭЭ) в неблагоприятных климатических условиях;
- отработку методик проектирования ФЭС и систем мониторинга и сбора данных; верификацию модулей программной среды TRNSYS для их использования при моделировании работы компонентов системы в разных климатических условиях.

2.1.1 Состав и конструктивные особенности экспериментальной ФЭУ

Экспериментальная фотоэлектрическая установка была создана в 2012 г. на базе научно-исследовательской лаборатории возобновляемых источников энергии (НИЛ ВИЭ) МГУ им. М.В. Ломоносова.

Однолинейная схема установки представлена на Рисунке 2.1, внешний вид установки и ее отдельных компонентов – на Рисунке 2.2, принципиальная электрическая схема – в Приложении А.

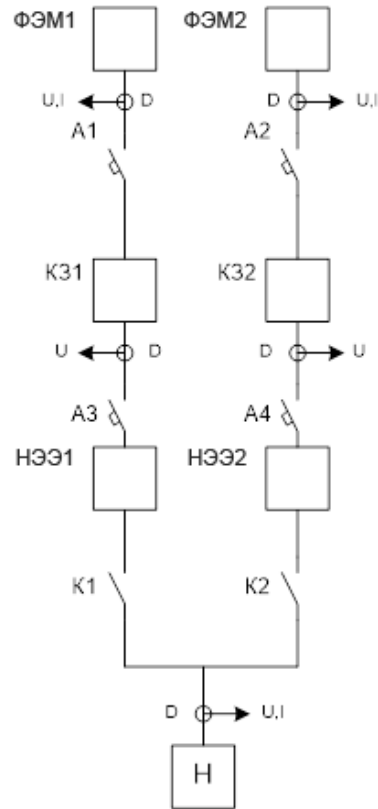


Рисунок 2.1 – Схема ФЭУ однолинейная:

ФЭМ 1, ФЭМ 2 – фотоэлектрический модуль, КЗ 1, КЗ 2 – контроллер заряда, НЭЭ 1, НЭЭ 2 – аккумуляторная батарея, А 1...А 4 – автоматический выключатель, К 1, К 2 – контактор, Н – нагрузка, D – датчик тока, напряжения

Основными элементами системы являются:

- 2 монокристаллических фотоэлектрических модуля MSW-180/90 (24 В) (ООО «Солнечный ветер») с двусторонней светочувствительностью;
- Контроллер заряда НЭЭ и слежения за точкой максимальной мощности (ТММ) ФЭМ Morningstar's SunSaver MPPT 15A (24 В);
- 2 гелевых свинцово-кислотных аккумулятора RRA12-260DG (12 В) (Ritar);

- Нагрузочный стенд со светодиодными светильниками суммарной мощностью 250 Вт.

Номинальное напряжение системы – 24 В. График нагрузки – постоянный на протяжении суток, величина нагрузки варьировалась от сезона к сезону (в зимние месяцы составляла 109 Вт, весенние и осенние – 131 Вт, летние – 194 Вт).

Солнечные модули располагаются на крыше корпуса Гидрологии МГУ, остальное оборудование – в необогреваемом крытом помещении на верхнем этаже корпуса. Нижняя кромка солнечных модулей находится на высоте 0,55 м от уровня земли. Высота секции – около 2,7 м, ширина – около 2,3 м.





б



в

Рисунок 2.2 – Внешний вид экспериментальной ФЭУ:

a — фотоэлектрические модули на опорной конструкции с лицевой стороны и пиранометр, размещенный в плоскости модуля (слева); *б* — ФЭМ с тыльной стороны, *в* — НЭЭ.

Реализовано механическое изменение угла наклона ФЭМ к горизонту от 42° до 72° для максимизации прихода солнечной радиации, благодаря чему в процессе экспериментальной эксплуатации установки осуществлялось сезонное изменение угла от 42° в летние месяцы до 57° – в межсезонье и 72° – в зимние месяцы.

Рассмотрим подробнее технические и энергетические характеристики компонентов ФЭУ.

2.1.1.1 Технические характеристики компонентов ФЭУ

ФЭМ

Использование в установке фотоэлектрических модулей с двусторонней светочувствительностью было обусловлено их относительно высоким КПД (более 16%), достигаемым, в том числе, за счет практически прозрачности для инфракрасного излучения, что критично в связи с влиянием температуры модуля на эффективность солнечной генерации (Рисунок 2.3). Благодаря этому модули меньше нагреваются в процессе эксплуатации (до $40\dots 50^\circ\text{C}$ против $50\dots 60^\circ\text{C}$ у модулей с односторонней светочувствительностью), а значит, имеют меньшие потери.

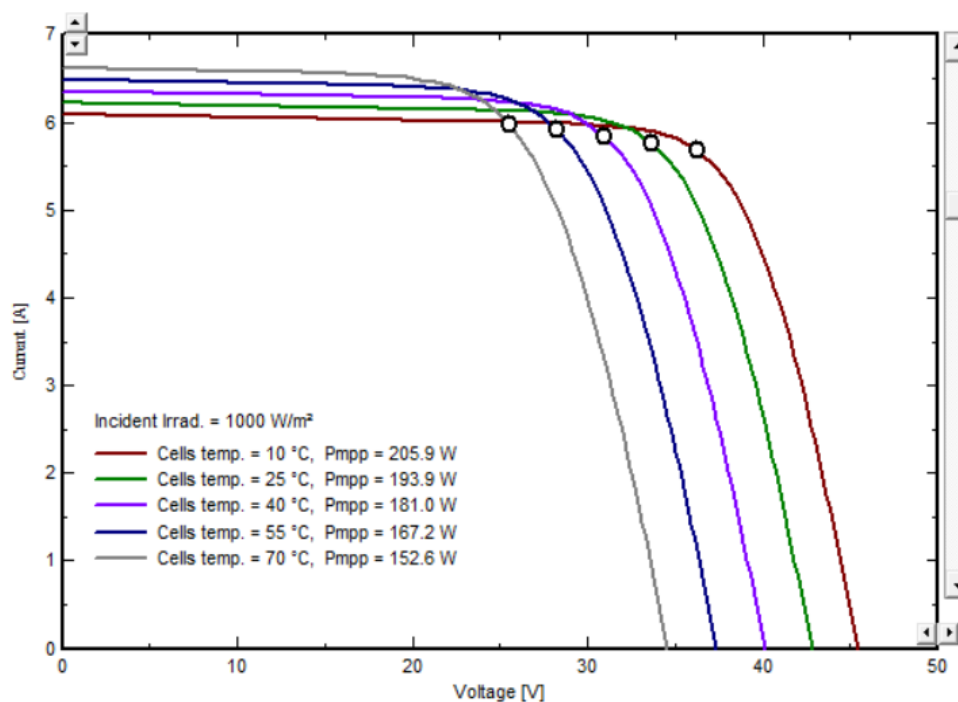


Рисунок 2.3 — Зависимость рабочих параметров ФЭМ от температуры модуля при стандартных условиях испытаний (англ. – *Standard Test Conditions, STC*) (освещенность 1000 Вт/м^2 , спектр излучения AM 1.5, температура окружающей среды 25°C) (построено при помощи ПО PVSyst [94] для исследуемой модели ФЭМ)

В процессе эксплуатации тыльная поверхность модуля не была задействована (не использовались светоотражающие подстилающие поверхности), поэтому в экспериментах и расчетах учитывались только характеристики лицевой стороны ФЭМ (приведены в Таблице 2.1 [95]).

Таблица 2.1 — Технические параметры ФЭМ MSW-180/90 (24 В) при стандартных условиях испытаний

Параметр	Величина
Площадь модуля, м^2	1,27
Количество ячеек в модуле, шт.	72 (6×12)

Номинальная мощность, Вт	180
Ток максимальной мощности, А	5,29
Ток короткого замыкания, А	6,22
Напряжение холостого хода, В	42,8
Номинальный КПД, %	14,2

Вольт-амперные характеристики (ВАХ) используемых ФЭМ при различной интенсивности потока солнечной энергии представлены на Рисунке 2.4.

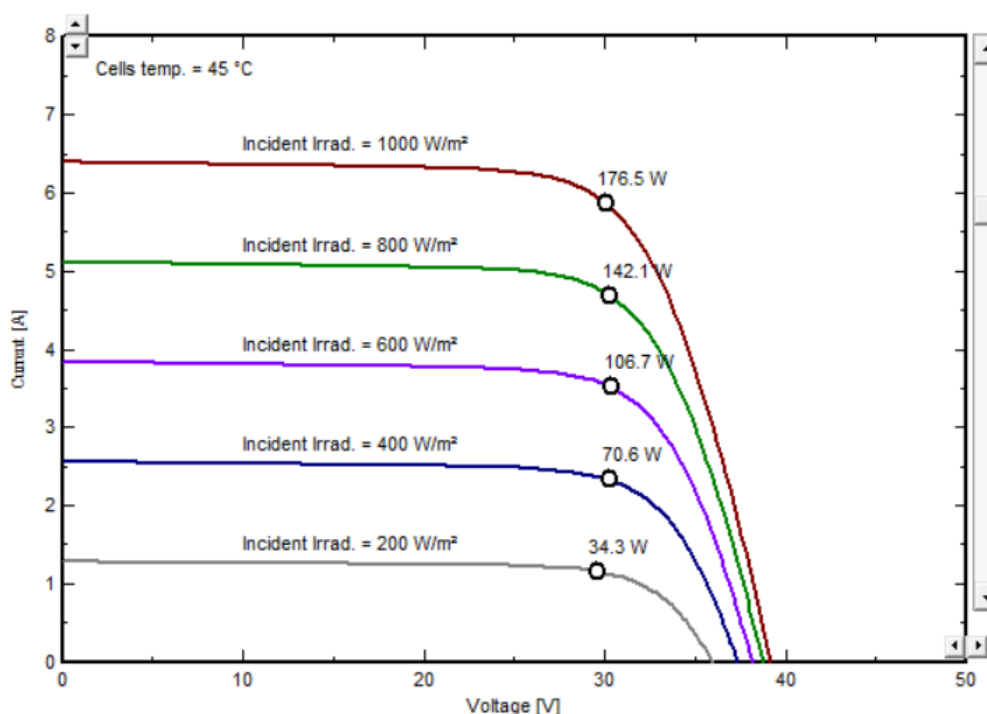


Рисунок 2.4 — Вольт-амперные характеристики ФЭМ MSW-180/90 (24 В)
(построены при помощи ПО PVSyst)

Накопитель электрической энергии

Основные характеристики аккумуляторных батарей Prosolar RRA12-260DG представлены в Таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Технические параметры НЭЭ Prosolar RRA12-260DG

Параметр	Величина
Технология	Гелевый, глубокого разряда
Емкость, А·ч	260
Номинальный КПД, %	95
Максимальный ток разряда, А	2600
Максимальный ток заряда, А	52,0
Внутреннее сопротивление, Ом	8,0
Циклов заряда/разряда при 50% глубине разряда, шт.	1100

Устройство контроля заряда НЭЭ и точки максимальной мощности ФЭМ

Для управления процессом заряда НЭЭ и выбора оптимального рабочего режима ФЭМ в состав ФЭУ был включен контроллер заряда с функцией максимального отбора мощности от ФЭМ MorningStar SunSaver SS-MPPT-15L. Основные параметры контроллера представлены в Таблице 2.3 [96].

Таблица 2.3 — Технические параметры MPPT-контроллера Morningstar SunSaver MPPT 15A (24 В)

Параметр	Величина
Номинальная сила тока, А	15
Номинальное напряжение, В	24
Пиковый КПД, %	97,5
Максимальная сила тока от НЭЭ, А	15
Диапазон напряжения НЭЭ, В	7-36
Максимальная мощность подключаемых панелей, Вт	400 Вт
Ток нагрузки, А	15

Система контроля, защиты и управления СКЗУ состоит из коммутационной аппаратуры, программируемого реле, системы мониторинга ФЭУ, включающей в себя устройства непосредственного измерения текущих параметров оборудования и устройства регистрации данных, и блока питания. Система включает в себя также преобразователь переменного напряжения 220 В, 50 Гц в напряжение постоянного тока 24 В и элементы световой индикации.

Коммутационная, управляющая, измерительная и регистрирующая аппаратура конструктивно размещена в шкафу управления, изготовленном на основе шкафа фирмы «Schneider Electric», на монтажной плате. Внутреннее наполнение шкафа представлено на Рисунке 2.5.

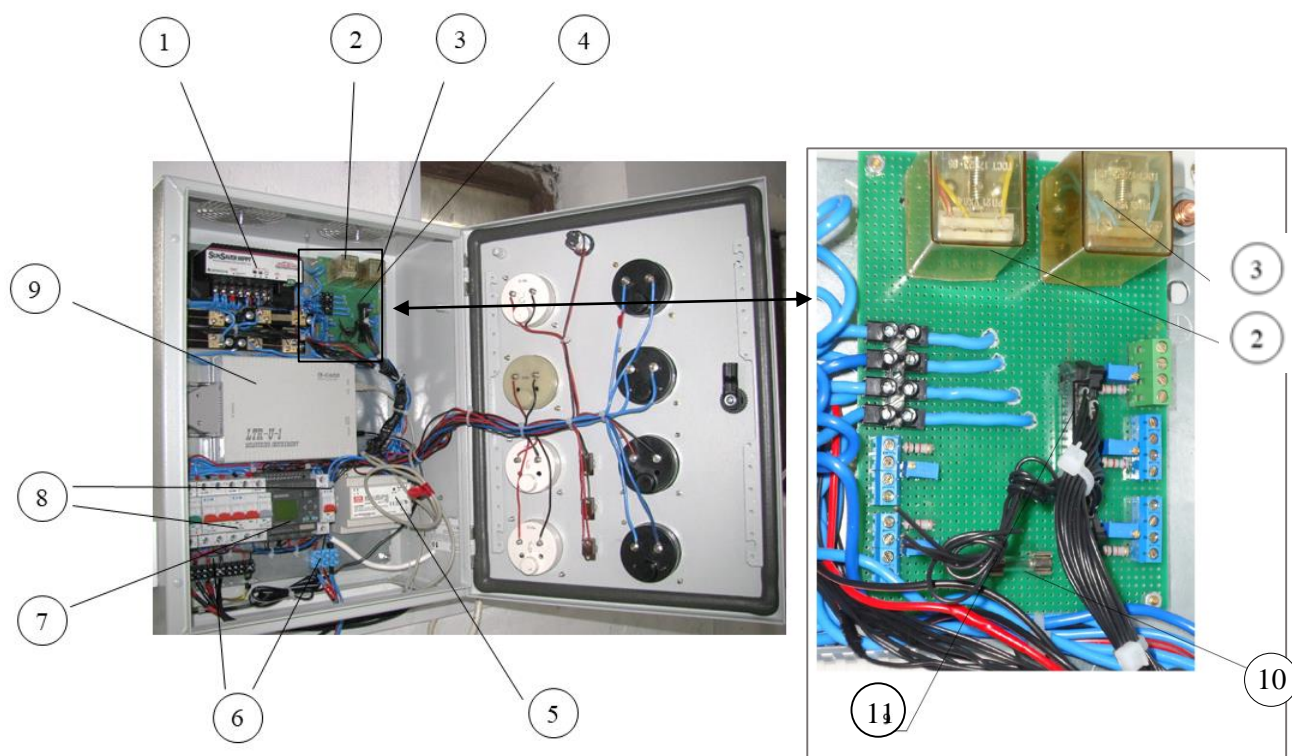


Рисунок 2.5 – Монтажная плата с элементами управления и контроля ФЭУ:

1 – контроллер заряда; 2 – реле цепи нагрузки, 3 – реле цепи аккумулятора, 4 – панель настройки измерительных каналов; 5 – блок питания собственных

нужд, 6 – клеммные колодки, 7 – промышленный контроллер, 8 – автоматические выключатели, 9 – устройство мониторинга и сбора данных, 10 – предохранитель, 11 – разъем

На левой боковой стороне шкафа установлены розетки с переменным напряжением 220 В, на правой – розетка для подключения нагрузки. В нижней и верхней частях шкафа предусмотрены вентиляционные отверстия для беспрепятственной циркуляции воздуха внутри шкафа. На дверце шкафа установлены стрелочные приборы марки М42300 для измерения токов и напряжений.

Отдельно стоит остановиться на особенностях архитектуры и функционала системы мониторинга и сбора данных экспериментальной ФЭУ.

Мониторинг параметров фотоэлектрических систем и их компонентов, а также параметров внешней среды необходим для:

- выявления и устранения неполадок в узлах системы;
- анализа особенностей работы на длительных интервалах эксплуатации, выявления факторов, наибольшим образом влияющих на работу компонентов системы;
- обеспечения возможности сравнения производительности фотоэлектрических систем и особенностей работы в различных климатических условиях.

В рамках настоящего исследования наибольший интерес представлял анализ влияния неблагоприятных климатических условий, а именно – длительного периода низкой инсоляции, на эффективность и длительность срока службы СК НЭЭ.

Исходя из поставленных задач, на основе анализа архитектуры и особенностей систем мониторинга ФЭС на территории РФ [97], был сформирован универсальный минимальный состав измеряемых характеристик:

1. Параметры внешней среды: интенсивность потока солнечной энергии в плоскости ФЭМ с сезонным изменением угла наклона;
2. Характеристики работы массива ФЭМ: ток в цепи ФЭМ; напряжение на зажимах ФЭМ; состояние поверхности ФЭМ (затенение, запыление, снежный покров).
3. Характеристики ФЭУ в целом: токи и напряжения во всех узлах системы (ФЭМ, НЭЭ, нагрузка).

Несмотря на то, что в зависимости от назначения установок (сетевая/автономная, учебно-научная), используемых элементов аппаратной части системы мониторинга и вида ПО состав измеряемых параметров может дополняться, измеряемые характеристики должны давать основу для определения мгновенных и интегральных значений КПД ФЭМ, энергетических балансов установки в целом и ее отдельных элементов, зависимостей указанных величин от климатических условий. Система мониторинга реализована на основе крейтовой измерительной системы LTR фирмы L-Card (элемент 9 на Рисунке 2.5), позволяющей отслеживать потоки энергии между массивом ФЭМ, НЭЭ и потребителем в режиме реального времени. На вход системы поступают сигналы напряжения фотоэлектрических батарей, аккумуляторных батарей, нагрузки, токи фотоэлектрических батарей, ток аккумуляторных батарей, ток нагрузки. Для измерения силы тока служат измерительные шунты, напряжения – калибровочные делители. Изменяемые параметры отображаются в режиме реального времени на аналоговых вольтметрах и амперметрах, встроенных в дверцу шкафа управления, а также записываются в файлы формата .txt для их последующей обработки. Обработка и визуализация измеряемых величин осуществляется с помощью ПО PowerGraph v.3.0 [98]. Приходящая на приемную поверхность ФЭМ суммарная

солнечная радиация фиксируется пиранометром QMS101 фирмы Kipp & Zonen, расположенным в плоскости ФЭМ.

2.1.2 Методология и результаты экспериментальных исследований ФЭУ

2.1.2.1 Методология

Натурные эксперименты проводились с октября 2012 по июль 2016 гг. Показания пиранометра фиксировались с интервалом 30 с, токи и напряжения в узлах системы – с интервалом 5 с. Параллельно проводилась обработка экспериментальных данных.

В ходе обработки экспериментальных результатов рассчитывались: суммы суммарной солнечной радиации и энергии, выработанной ФЭМ, а также разбаланс напряжений на НЭЭ (динамика разности напряжений аккумуляторов), а именно мода (наиболее часто повторяющееся значение), среднее и максимум – за каждые сутки; КПД ФЭМ и КПД ФЭУ – среднесуточные и среднемесячные значения. Эти величины позволяют оценить реальное поведение системы в отдельные месяцы и выявить риски, связанные с обеспечением гарантированности питания потребителя в данном климатическом регионе. Перечень измеряемых и рассчитываемых характеристик представлен в Таблице 2.4.

Таблица 2.4 — Перечень измеряемых и рассчитываемых характеристик ФЭУ

Изменяемые параметры	Интервал измерений	Рассчитываемые величины (суточные и среднемесячные значения)
– Напряжения на ФЭМ, АКБ, нагрузке;	5 с	– Энергия, выработанная ФЭМ;
– Токи через ФЭМ, НЭЭ. Нагрузку;	5 с	– Энергия, пришедшая в нагрузку;
	30 с	– КПД ФЭМ;

– Суммарная солнечная радиация на наклонную поверхность.		– КПД установки в целом; – Разбаланс напряжений на НЭЭ.
--	--	--

На первом этапе экспериментальной эксплуатации проводились наладочные испытания отдельных элементов и системы в целом, в том числе проверка и оперативная модернизация системы мониторинга падающей солнечной радиации и выходных характеристик системы. В процессе эксплуатации неоднократно проводились мероприятия по техническому и конструктивному усовершенствованию системы.

В течение всего периода эксплуатации особое внимание уделялось анализу поведения НЭЭ.

2.1.2.2 Результаты экспериментальных исследований

Производительность ФЭУ

Пример картины, отражающей динамику регистрируемых системой мониторинга ФЭУ энергетических характеристик, показан на Рисунке 2.6.

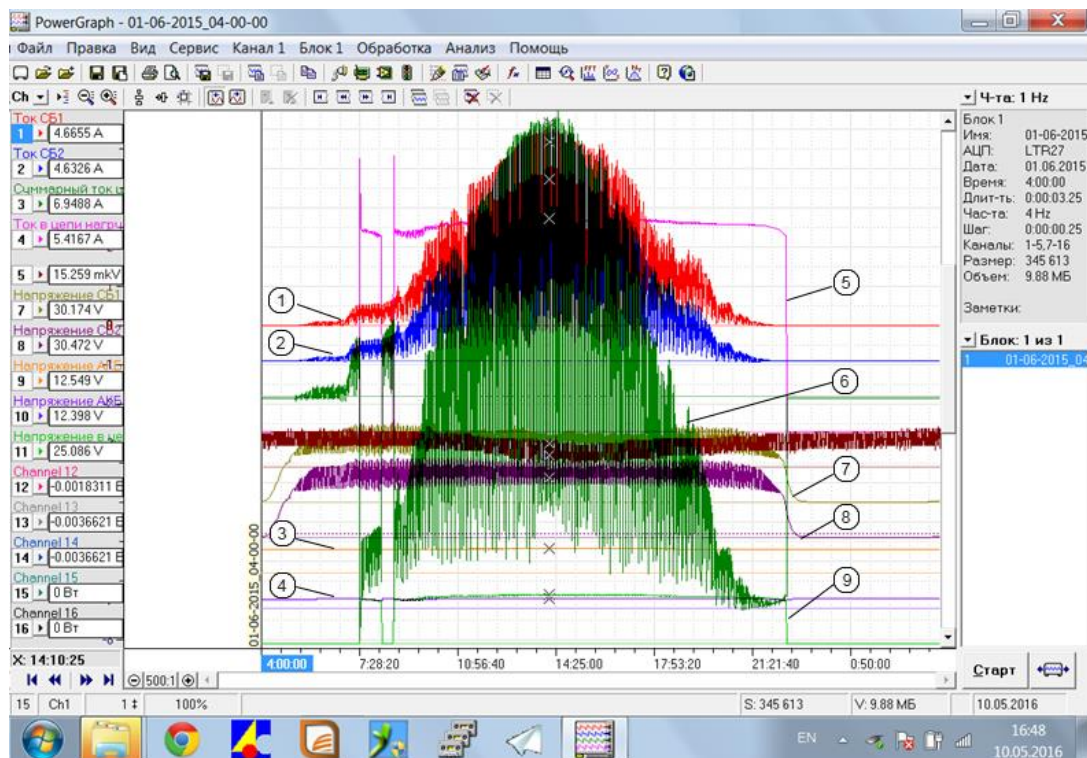


Рисунок 2.6 — Зарегистрированные системой мониторинга энергетические показатели ФЭУ 1 июня 2016 (день с высокой интенсивностью потока солнечной энергии) в интерфейсе ПО Powergraph:

1,2 – токи ФЭМ 1 и ФЭМ 2, 3, 4 – напряжения НЭЭ 1 и НЭЭ 2, 5 – ток в цепи нагрузки, 6 – суммарный ток в цепи системы НЭЭ, 7, 8 – напряжения ФЭМ 1 и ФЭМ 2, 9 - напряжение в цепи нагрузки

Некоторые результаты экспериментальных исследований за весь период экспериментальной эксплуатации ФЭУ (в частности, верхние и нижние границы вырабатываемой массивом ФЭМ энергии для каждого месяца), представлены в [99]. Показатели среднесуточной и суммарной месячной производительности, средней за месяц суточной радиации и среднего за месяц КПД за 2015 год представлены на Рисунке 2.7.

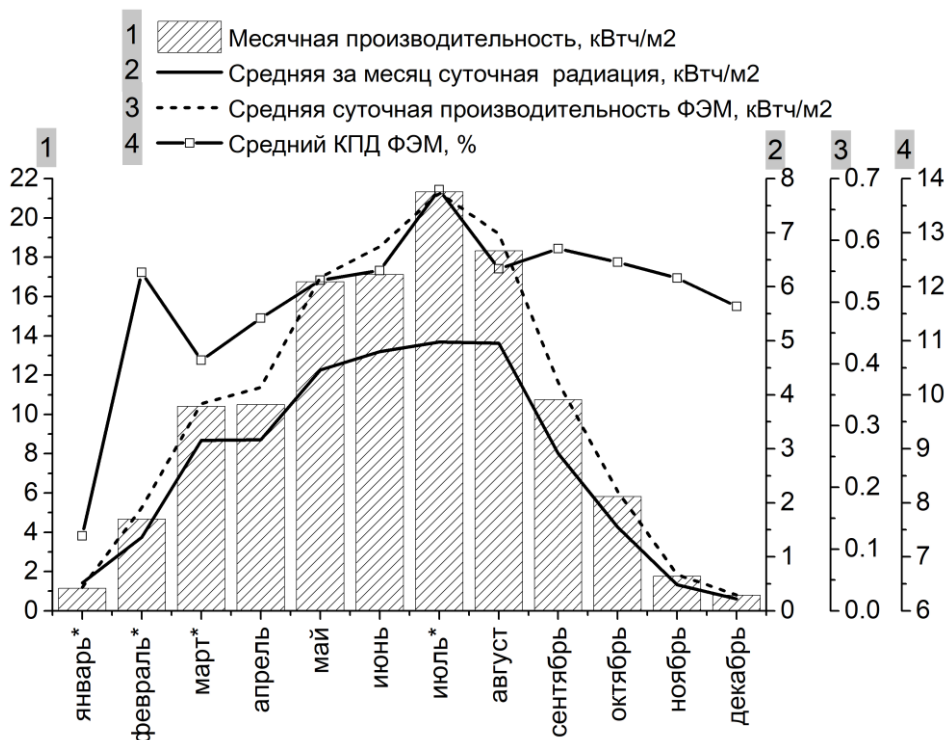


Рисунок 2.7 — Энергетические показатели ФЭУ за 2015 г. (каждому параметру соответствует своя шкала с соответствующим номером)

(* — месяцы с частично восстановленными данными по данным метеостанции МГУ на основании результатов сравнения измерений [100])

Исследование работы НЭЭ

Анализ динамики разности напряжений аккумуляторов за 2014 год (Рисунок 2.8) показал постепенное, почти синхронное нарастание моды и среднего значения (порядка 0,33 В за 6 месяцев) с относительно резким нарастанием максимума (около 2,5 В за 8 месяцев эксплуатации установки). При этом суточный максимум имел тенденцию к резкому нарастанию в зимний период, что объясняется наличием низких температур и длительными бессолнечными периодами. Учитывая рабочий интервал напряжений НЭЭ от 11,4 до 13,4 В, такие величины разбаланса являются достаточно существенными и приводят к потере работоспособности аккумуляторных батарей за довольно короткие сроки, что, учитывая высокую стоимость аккумуляторов, немаловажно для потребителей.

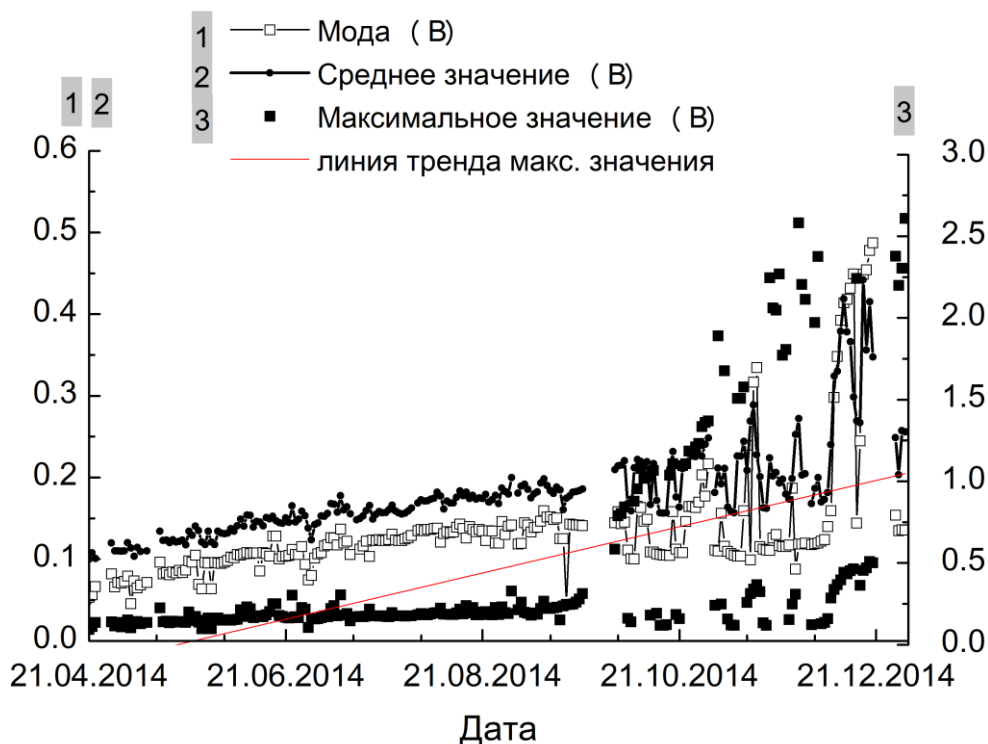


Рисунок 2.8 — Динамика разбаланса аккумуляторных батарей в течение 2014 года (каждому параметру соответствует своя шкала с соответствующим номером)

Возникновение *несимметричности разряда* аккумуляторных ячеек в составе аккумуляторной батареи, так называемого «разбаланса» аккумуляторов, можно объяснить следующим: аккумуляторные ячейки-«банки», из последовательного набора которых состоят НЭЭ, по какой-то причине (например, при несоблюдении технологии изготовления или условий хранения) имеют отличные друг от друга характеристики, а контроллер заряда НЭЭ, измеряющий напряжение на всей батарее, а не на отдельных аккумуляторных ячейках, фиксирует разницу напряжений отдельных элементов (на ячейках с меньшей энергоемкостью напряжение ниже среднего). Эксплуатация НЭЭ в таком режиме приводит к быстрому изнашиванию отдельных ячеек аккумулятора, за счет чего теряется суммарная емкость НЭЭ, а разница характеристик ячеек интенсивно нарастает и со временем приводит к потере рабочих характеристик НЭЭ.

Для решения проблемы разбаланса в схему с последовательным соединением батарейных элементов было включено балансирующее устройство (англ. – *Battery* элементе и перераспределяет энергию между ними. После принятия данных мер и замены НЭЭ на новые проблема была решена. Таким образом, экспериментально подтверждена необходимость балансировки свинцово-кислотных батарейных элементов для поддержания работоспособного состояния СК НЭЭ в условиях длительного отсутствия солнечной радиации. Более полно проблема разбаланса аккумуляторных ячеек в составе экспериментальной ФЭУ освещена в [99].

2.2 Имитационное моделирование экспериментальной ФЭУ

2.2.1 Выбор среды моделирования

Анализ научной литературы показал, что для решения задач моделирования и оптимизации систем фотоэлектрической генерации, а также гибридных энергетических систем, содержащих ФЭМ, наиболее широко используются следующие программные средства: TRNSYS, MATLAB (Simulink), HOMER Pro, PVSyst, причем как отдельно, так и в комбинации друг с другом. Выбор тех или иных программных средств для исследований зависит от поставленных задач. Немаловажным фактором является предоставление программой доступа к релевантным базам климатических данных, составляющих информационную основу моделирования и проектирования установок.

2.2.1.1 TRNSYS

Программный продукт TRNSYS (A TRAnSient SYstems Simulation Program) [101] разработан в 1975 г. Висконсинским Университетом и Университетом Колорадо (США). Несмотря на то, что изначально его основным предназначением являлось динамическое моделирование солнечных тепловых установок, в

настоящее время TRNSYS доказал свою эффективность как среда моделирования гибридных систем, включая солнечно-дизельные, ветро-солнечные и другие.

TRNSYS содержит обширную библиотеку ФОРТРАН-модулей, необходимых для управления процессом моделирования; модулей, описывающих поведение различных элементов, обычно используемых в тепловых и электрических системах с возобновляемыми источниками энергии, а также ряда вспомогательных модулей, в том числе предназначенных для ввода и вывода данных, их обработки и анализа.

Конфигурация моделируемой системы задается пользователем в виде специального файла описания связей между ее элементами (в последних версиях TRNSYS генерируется специальной программой с удобным графическим интерфейсом). Модульный характер TRNSYS, наличие исходного кода и четких правил описания и связывания модулей позволяют пользователю создавать собственные модули и включать их в моделируемые системы, расширяя, таким образом, возможности системы. С его помощью могут быть исследованы как автономные, так и сетевые системы энергоснабжения.

Большим преимуществом TRNSYS является возможность и удобство проведения параметрических исследований с целью оптимизации состава и характеристик компонентов исследуемых систем (для этого предназначен специальный плагин из комплекта поставки, TRNEdit). Также есть возможность экспорта и импорта данных в/из MATLAB.

В результате моделирования можно получить динамические данные о тепловой и энергетической эффективности всех системных компонентов [102, 70]. Программные функции позволяют интегрировать результаты с любым временным интервалом (секунды, часы, дни, недели, месяцы или год), что делает обработку и анализ результатов удобным, особенно при моделировании на длительном временном интервале [101].

2.2.1.2 MATLAB (Simulink)

MATLAB – это система математического моделирования компании Mathworks, представляющая собой пакет прикладных программ, написанных на одноименном языке программирования [103]. ПО предоставляет пользователю возможность решения задач высокой вычислительной сложности из разных областей знаний, а также обширные возможности по работе с данными.

Отдельно следует выделить среду имитационного моделирования динамических систем Simulink, входящую в пакет программ MATLAB. В ней функциональные модели устройств и систем, как и в TRNSYS, создаются путем комбинирования компонентов-блоков из встроенной библиотеки или созданных пользователем. Одно из основных отличий Simulink от TRNSYS состоит в том, что модули компонентов в Simulink представляют собой блоки более глубокого уровня составляющих, за счет чего у пользователя есть возможность изменить параметры любой модели на уровне «электроники». Эта особенность, несмотря на ее очевидные преимущества, создает некоторый «порог входа» для пользователей, т.к. использование Simulink требует наличия базовых знаний в области электроники.

Математическая модель, описывающая созданную в Simulink имитационную модель, формируется так же, как и в TRNSYS, автоматически. Дополнительные возможности для исследования сложных электротехнических и энергетических систем дает использование среды Simulink совместно с пакетом расширения SimPowerSystems. Simulink также предоставляет возможность проведения параметрических исследований. Важным преимуществом программной среды является возможность выполнения в ней же обработки результатов моделирования, или, например, сопутствующих технико-экономических расчетов [81].

Ограничением использования MATLAB можно считать высокую стоимость лицензии.

2.2.1.3 HOMER Pro

HOMER Pro (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources) – популярное в научном сообществе программное обеспечение для оптимизации гибридных систем на основе возобновляемых источников энергии, разработанное Национальной лабораторией возобновляемых источников энергии США [104]. HOMER имеет широкий функционал и библиотеки компонентов, включающие большинство источников распределенной генерации (как на основе ВИЭ, так и на органическом топливе), технологий хранения энергии, электрических и тепловых нагрузок, преобразователей постоянного и переменного тока. Есть возможность исследования как соединенных с сетью, так и автономных систем электро- и теплоснабжения. Большим преимуществом ПО является возможность выполнения полного цикла анализа системы от моделирования энергетических характеристик до оптимизации ее конфигурации по выбранному критерию.

Дополнительную ценность представляют такие функции программы как генерация графиков нагрузки (как на основе введенных пользователем значений, так и с использованием общедоступных данных [105]), а также возможность включения в модель созданных пользователем элементов управления (функций MATLAB), например, для включения в схему уникального алгоритма заряда аккумуляторных батарей.

Одним из основных преимуществ данной программной среды как средства параметрических исследований и оптимизации является простота работы с ним за счет понятного пользовательского интерфейса. Среди недостатков ПО можно выделить «поверхностность» полученных результатов с точки зрения электротехники: нет возможности исследования энергетических параметров систем и их компонентов (токов, напряжений в системе, и т.д.).

На основе анализа преимуществ каждого из рассмотренных программных средств с учетом целей данного исследования – детального динамического

моделирования энергетических параметров ФЭС различных конфигураций с возможностью параметрической оптимизации – была выбрана программная среда TRNSYS.

2.2.2 Имитационное моделирование ФЭУ, проверка модели по экспериментальным данным

2.2.2.1 Информационная диаграмма экспериментальной установки в TRNSYS

Информационная диаграмма экспериментальной ФЭУ, созданная в среде моделирования TRNSYS и представляющая собой схему связей между компонентами установки, имитируемыми стандартными модулями встроенной в ПО библиотеки, приведена на Рисунке 2.9.

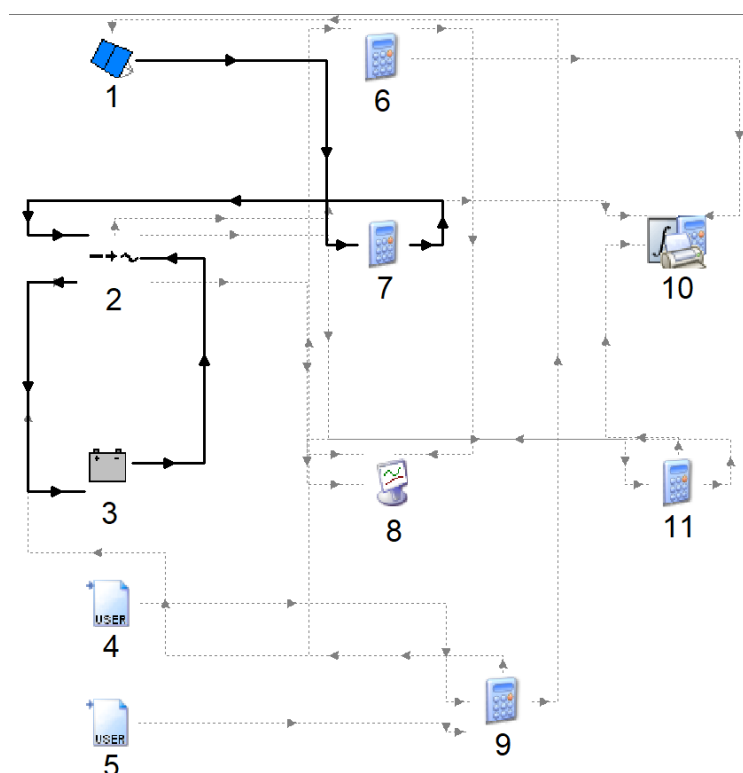


Рисунок 2.9 – Информационная диаграмма моделируемой ФЭУ

Перечень модулей, используемых в информационной диаграмме, представлен в Таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Состав информационной диаграммы ФЭУ

	Компонента	Тип модуля в TRNSYS
1	Массив ФЭМ	Type 94a
2	Контроллер заряда и слежения за ТММ	Type 48c
3	Батарея НЭЭ	Type 47c
4	Модуль ввода данных о температуре	Type 9a
5	Модуль ввода данных о радиации и нагр.	Type 9a
6,7,9,11	Модуль промежуточных вычислений	Type Equa
10	Модуль обработки результатов	Type 28b
8	Модуль графической визуализации	Type 65d

Подробное математическое описание использованных модулей приведено в [106], краткое описание основных компонентов приведено ниже.

Модель ФЭМ

В основе модуля Type 94a, имитирующего фотоэлектрический модуль, лежит четырехпараметрическая эквивалентная схема (Рисунок 2.10), описывающая поведение моно- и мультикристаллических ФЭМ (предполагается, что наклон кривой вольт-амперной характеристики (ВАХ) в условиях короткого замыкания равен нулю) [106]:

$$\left(\frac{dI}{dV} \right)_{v=0} = 0 \quad (2.1)$$

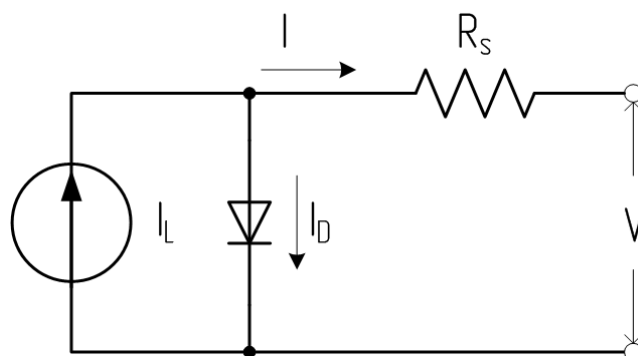


Рисунок 2.10 – Эквивалентная электрическая схема фотоэлектрического элемента (четырепараметрическая модель):

I_L - фототок, I_D - обратный ток насыщения диода, R_s - внутреннее сопротивление

В модели строится кривая ВАХ модуля в каждый момент времени на основе величин четырех параметров, представленных на Рисунке 2.10, а также данных о солнечной радиации и температуре.

В расчете использовались основные технические параметры фотоэлектрического модуля MSW-180/90 (24 В), входящего в состав экспериментальной установки (см. Таблицу 2.1). Основные параметры модуля Type 94a приведены в Таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Параметры модуля TRNSYS Type 94a (* – в стандартных тестовых условиях)

	Параметр	Значение
1	Ток короткого замыкания*, А	6,22
2	Напряжение холостого хода*, В	42,8
3	Температура окружающей среды*, К	298
4	Радиация*, кДж/м ²	3600

5	Напряжение ФЭМ в ТММ, В	34
6	Ток ФЭМ в ТММ, А	5,7
7	Температурный коэффициент I_{sc}^* , А/К	0,0088
8	Температурный коэффициент V_{oc}^* , В/К	-0,0152
9	Кол-во ячеек в модуле, шт.	72
10	Кол-во ФЭМ, соединенных последовательно, шт.	1
11	Кол-во ФЭМ, соединенных параллельно, шт.	2
12	Номинальная рабочая температура ФЭМ (НОСТ), К	314
13	Температура окружающей среды, соответствующая НОСТ, К	293
14	Радиация, соответствующая НОСТ, кДж/м ²	2880
15	Площадь ФЭМ, м ²	1,27
16	Ширина запрещенной зоны полупроводника, эВ	1,12

Модель контроллера заряда НЭЭ и рабочей мощности ФЭМ

Этот компонент моделируется с помощью модуля Type 48с из стандартной библиотеки TRNSYS. Модуль распределяет генерируемую ФЭМ мощность между НЭЭ и нагрузкой постоянного тока. Контроллер также выступает в качестве регулятора напряжения НЭЭ, не допуская его перезаряда или слишком глубокого разряда, а также поддерживает фотоэлектрическую батарею в оптимальном с точки зрения величины отбираемой мощности режиме работы. Стратегия управления зарядом/разрядом НЭЭ, реализованная в модели, подробно описана в [106].

Важно отметить, что в данной системе не допускается заряд НЭЭ от электрической сети (ФЭУ – автономная). В то же время, есть возможность оценить, сколько энергии могло бы быть продано в сеть, когда аккумулятор полностью заряжен и возникает избыток солнечной генерации.

Параметры модуля взяты из паспортных характеристик и настроек контроллера MPPT MorningStar SS 15 A (24 В), используемого в физической модели (Таблица 2.3). Перечень параметров модуля приведен в Таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Основные параметры модуля контроллера TRNSYS Type 48с

	Параметр	Значение
1	КПД регулятора, %	95
2	КПД преобразователя (инвертора), %	96
3	Максимальный уровень заряда НЭЭ, %	100
4	Минимальный уровень заряда НЭЭ, %	40

Накопитель электрической энергии

Свинцово-кислотный НЭЭ моделируется с помощью модуля Type 47с, в основе которого лежит математическая модель Шепарда (подробное математическое описание модуля приведено в [106]), позволяющая определять напряжение разряда/заряда НЭЭ в каждый момент времени.

Параметры модуля НЭЭ взяты из паспортных данных аккумуляторных батарей, используемых в физической модели (2 НЭЭ соединены последовательно) (Таблица 2.2). Основные параметры модуля приведены в Таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Параметры модуля НЭЭ TRNSYS Type 47с

	Параметр	Значение
1	Энергоемкость одной ячейки, А·ч	43,3
2	Ячеек, соединенных последовательно, шт.	1
3	Ячеек, соединенных параллельно, шт.	12

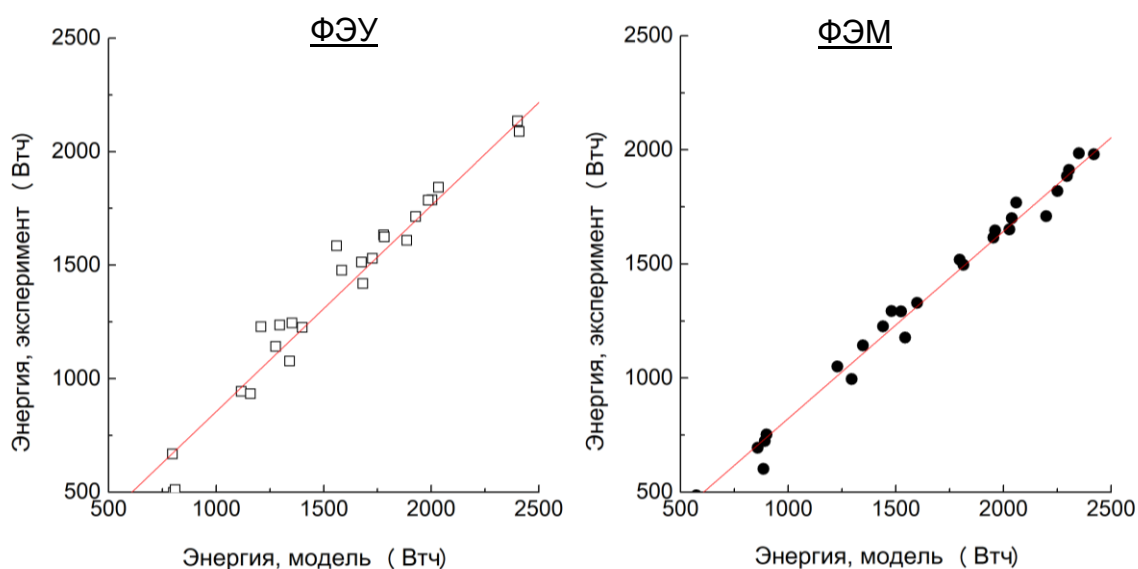
4	Эффективность преобразования энергии, %	90
5	Максимальный ток заряда на 1 ячейку, А	8,66
6	Максимальный ток разряда на 1 ячейку, А	-8,66
7	Максимальное напряжение в расчете на 1 ячейку, В	2,4

2.2.2.2 Результаты имитационного моделирования

Верификация модели по суточным энергетическим показателям

Верификация модели была проведена по данным летних месяцев 2014 г. На вход модели подавались экспериментально полученные часовые суммы суммарной солнечной радиации в плоскости наклона массива ФЭМ (скважность измерений – 30 с), а также средние часовые значения температуры воздуха (так как температура в процессе эксплуатации установки не регистрировалась, были взяты часовые данные, измеренные метеорологической станцией Балчуг г. Москвы [107]).

Диаграммы рассеяния, демонстрирующие результаты сравнения модельных и экспериментальных показателей производительности ФЭМ и ФЭУ в целом, приведены на Рисунке 2.11.



а

б

Рисунок 2.11 – Диаграммы рассеяния интегральных суточных значений энергии, пришедшей в нагрузку (а) и выработанной ФЭМ (б), полученных в результате физического и математического моделирования

Для теплого времени года среднее значение погрешности модельных значений производительности ФЭМ относительно измеренных составляет 4%, производительности ФЭУ в целом – 12...13%. Коэффициенты корреляции равны 0,99 и 0,91 соответственно. Для зимних месяцев относительные погрешности значительно выше, что можно объяснить известными особенностями работы устройств преобразования энергии в составе ФЭС (контроллеров, инверторов) при малых величинах радиации (некоторые модели устройств имеют высокое пороговое значения включения) [108].

Для обоснования возможности применения разработанной модели для анализа производительности фотоэлектрических систем в других регионах и в различные сезоны года выполнен анализ зависимости относительной погрешности результатов, полученных в ходе моделирования, от экспериментально измеренных значений среднесуточной мощности солнечного излучения. Анализировались результаты для нескольких зимних и летних месяцев года для охвата различных сочетаний климатических параметров. Для расчета среднесуточной мощности солнечного излучения продолжительность светового дня бралась соответствующая каждому месяцу (например, для июня – 15 ч, для декабря – 7 ч).

Относительная погрешность модельных значений производительности массива ФЭМ рассчитывалась по следующей формуле:

$$\delta_{pv} = \frac{|P_{pv_{\text{mod}}} - P_{pv_{\text{exp}}}|}{P_{pv_{\text{exp}}}} \cdot 100\% \quad (2.2)$$

где $P_{pv_{mod}}$ – суммарная суточная производительность массива ФЭМ по результатам моделирования, Вт·ч, $P_{pv_{exp}}$ – суммарная суточная производительность массива ФЭМ по результатам эксперимента, Вт·ч.

Относительная погрешность модельных значений производительности ФЭУ в целом рассчитывалась как:

$$\delta_s = \frac{|P_{s_{mod}} - P_{s_{exp}}|}{P_{s_{exp}}} \cdot 100\% \quad (2.3)$$

где $P_{s_{mod}}$ – суммарная суточная производительность фотоэлектрической системы в целом по результатам моделирования, Вт·ч, $P_{s_{exp}}$ – суммарная суточная производительность фотоэлектрической системы в целом по результатам эксперимента, Вт·ч.

В результате получено (Рисунок 2.12), что для среднесуточной мощности солнечного излучения более 100 Вт/м² (что характерно для теплой половины года в условиях Москвы) погрешность моделирования производительности ФЭМ не превышает 10-15%, то есть находится в допустимых пределах [110].

При среднесуточной мощности солнечного излучения менее 100 Вт/м² величины погрешности значительно возрастают (возможные причины указаны выше). Таким образом, можно сказать, что на результаты моделирования производительности ФЭМ можно полагаться при величине среднесуточной мощности солнечного излучения более 100 Вт/м².

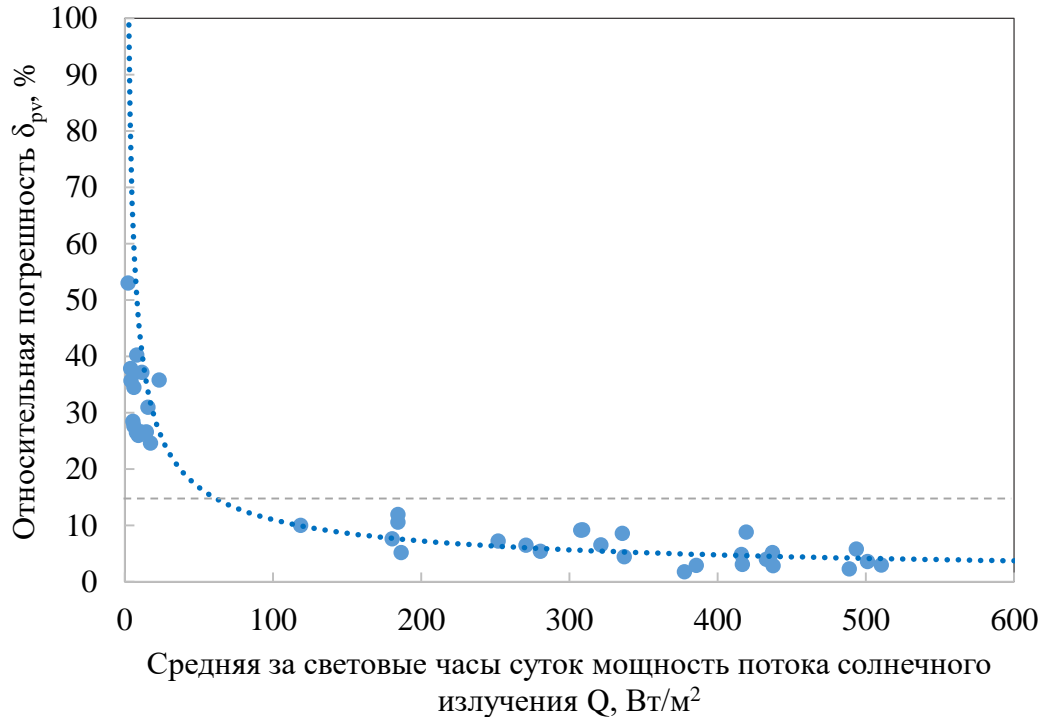


Рисунок 2.12 – Зависимость относительной погрешности δ_{pv} от среднесуточной мощности потока солнечного излучения

В то же время, для ФЭУ в целом эта зависимость не выражена; кроме того, средняя погрешность сильно различается для теплой и холодной половины года (в первом случае составляет порядка 13-15%, во втором для отдельных дней достигает 100% и выше). По-видимому, основное влияние на погрешность оказывал режим эксплуатации физической модели экспериментальной установки, предполагавший полный разряд НЭЭ в конце каждого суток, в то время как в математической модели такое условие в алгоритме работы системы учтено не было.

Полученные результаты позволяют говорить об адекватности математической модели и погрешности, не превышающей (в целом по широкому ряду внешних условий инсоляции) 13-15%.

Выводы по главе 2

1. Выполнены длительные экспериментальные исследования производительности автономной фотоэлектрической установки аккумуляторного типа. Собраны и проанализированы данные об интенсивности потока солнечного излучения и показателях производительности установки за длительный период, которые могут быть использованы для целей проектирования ФЭС в различных регионах России.

2. На основе накопленных в результате долгосрочной экспериментальной эксплуатации ФЭУ данных о ее производительности и актинометрических характеристиках подтверждена адекватность созданной в программной среде TRNSYS имитационной модели, в частности, модулей, описывающих поведение ФЭМ, НЭЭ и устройства контроля и управления, для моделирования ФЭС в различных климатических условиях России.

3. Показано, что включение в состав ФЭС накопителя электрической энергии сопряжено с рядом рисков, связанных с чувствительностью их рабочих характеристик к длительному периоду низких значений падающей солнечной радиации и отрицательных температур, в частности, досрочного выхода из строя НЭЭ из-за разбаланса напряжений на элементах НЭЭ.

4. Сформулированы условия, которые необходимо учитывать при проектировании фотоэлектрических систем с НЭЭ, а также рекомендации по предотвращению указанного выше эффекта, предполагающие включение в состав системы балансировочного устройства.

3 МОДЕЛИРОВАНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ СОСТАВА СИСТЕМ СОЛНЕЧНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ В РАЗЛИЧНЫХ РЕГИОНАХ РФ

3.1 Выбор регионов РФ для исследований

Целесообразность применения технологий фотоэлектрической генерации в каждом конкретном регионе РФ должна в общем случае определяться на основе комплексного анализа факторов и ограничений (природного, климатического, экономического, технического и социального характера) [109].

В качестве основных признаков, определяющих выбор регионов, для которых выполнено настоящее исследование, использовались следующие:

1. Высокий потенциал солнечной энергии;
2. Охват всех тарифных зон, существующих на территории РФ.

Первому критерию соответствует значительная часть территории России (в том числе – регионы Сибири и Дальнего Востока, включая некоторые северные районы, входящие в Арктическую зону РФ (АЗРФ)), которой присущи значения средней за год дневной суммы солнечной радиации более $3 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ в день. Однако наиболее солнечными регионами России с поступлением солнечной радиации более $3,5 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ день в среднем по году наряду с регионами Южного Федерального округа (Краснодарский край, Ростовская область, Республика Калмыкия, Волгоградская область, Саратовская область, Республика Дагестан), являются также регионы на юге Восточной Сибири (Республика Алтай, Республика Тыва) и Дальнего Востока (Республика Бурятия, Забайкальский край, Амурская область, Хабаровский край, Приморский край, а также южная часть Республики Саха (Якутия)) (Рисунок 3.1). При этом стоит отметить, что потенциал использования солнечного ресурса для преобразования в тепло и электроэнергию в каждом конкретном регионе зависит от технических возможностей и экономической целесообразности.

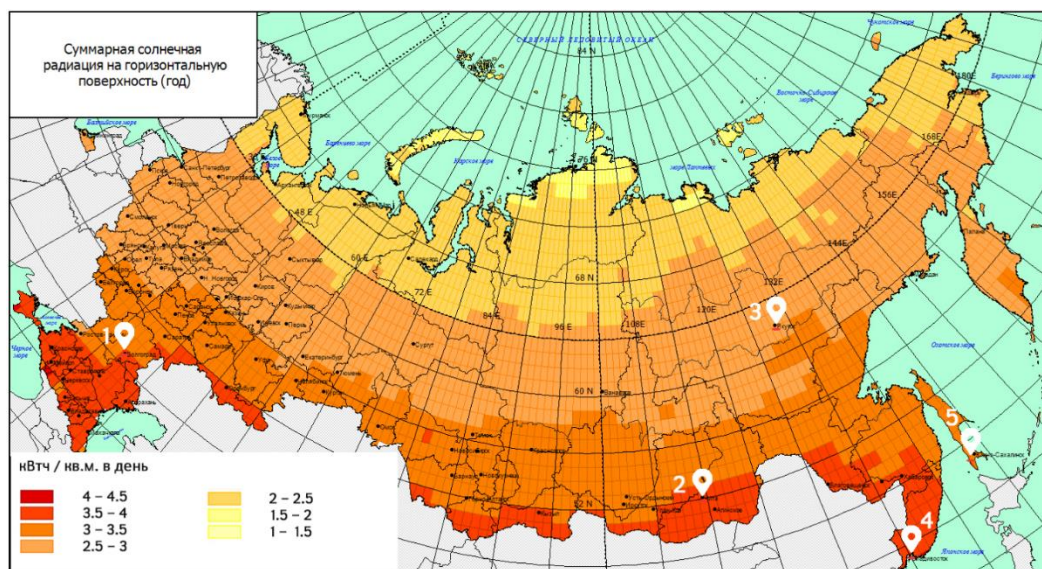


Рисунок 3.1 – Суммарная солнечная радиация на горизонтальной поверхности (средняя за год дневная сумма солнечной радиации, кВт·ч/м²·день) [110, 111, 112]: 1 – г. Волгоград, 2 – г. Чита, 3 – г. Якутск, 4 – г. Владивосток, 5 – г. Южно-Сахалинск

Для выполнения исследований было выбрано по 2 местоположения для каждого из трех тарифных условий:

- г. Волгоград (48°42' с.ш.) и г. Чита (52°02' с. ш.), находящиеся в ценовых зонах ОРЭМ;
- г. Якутск (62°05' с.ш.). Так как Республика Саха (Якутия) делится на территории, относящиеся к неценовым зонам ОРЭМ и изолированным энергорайонам, энергетические параметры, полученные в результате моделирования ФЭС микрогенерации в условиях Якутска, использованы для экономических оценок при тарифных решениях как неценовой зоны ОРЭМ, так и изолированных энергорайонов;
- г. Владивосток (43°06' с.ш.), находящийся в неценовой зоне ОРЭМ; г. Южно-Сахалинск (46°57' с.ш.), относящийся к изолированным энергорайонам.

Годовые суммы суммарной солнечной радиации на наклонной поверхности южной ориентации в выбранных местоположениях составляют от 1,4 до 1,8 МВт·ч/м².

3.2 Выбор конфигураций моделируемых систем микрогенерации

На данном этапе исследования решалась задача выявления условий, при которых достигается наибольшая энергетическая эффективность ФЭС микрогенерации различных конфигураций.

Для проведения анализа были разработаны динамические имитационные модели трех ФЭС микрогенерации: без аккумулирования, с НЭЭ и с НТЭ. Годовое потребление электрической энергии принято равным 5,5 МВт·ч, нагрузка горячего водоснабжения (ГВС) – 200 л/день при максимальной температуре в баке водонагревателя 95°C.

Рассмотрим более подробно состав и характеристики фотоэлектрических систем, модели которых были разработаны.

3.2.1 Система фотоэлектрической генерации 1

Система первого типа (Рисунок 3.2) – базовый вариант, основным элементом которого являются фотоэлектрические модули, вырабатывающие энергию для покрытия электрической нагрузки. Аккумулирование в системе не предусмотрено. Излишки энергии передаются в сеть, откуда в свою очередь забирается энергия на покрытие нагрузки в период отсутствия или недостаточности падающей солнечной радиации.

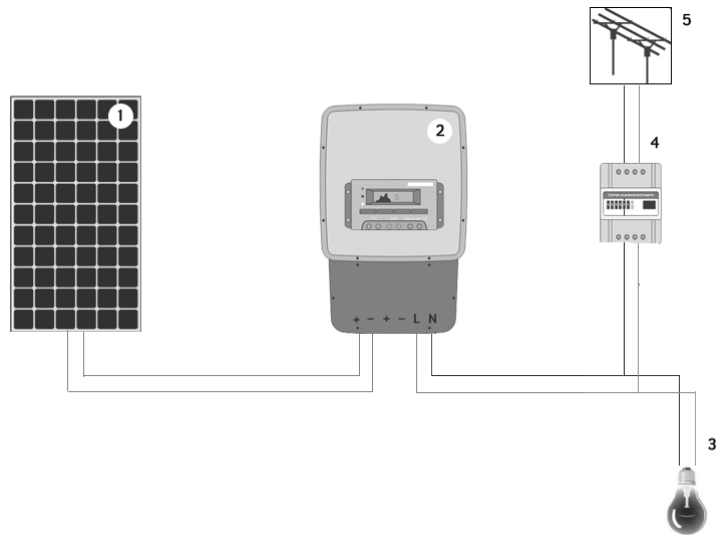


Рисунок 3.2 – Схема системы фотоэлектрической генерации 1:

1 – фотоэлектрическая батарея, 2 – инвертор с функцией слежения за точкой максимальной мощности (ТММ), 3 – нагрузка переменного тока, 4 – двунаправленный счетчик ЭЭ, 5 – сеть

Информационная диаграмма моделируемой системы приведена на Рисунке 3.3, комментарий к диаграмме – в Таблице 3.1.

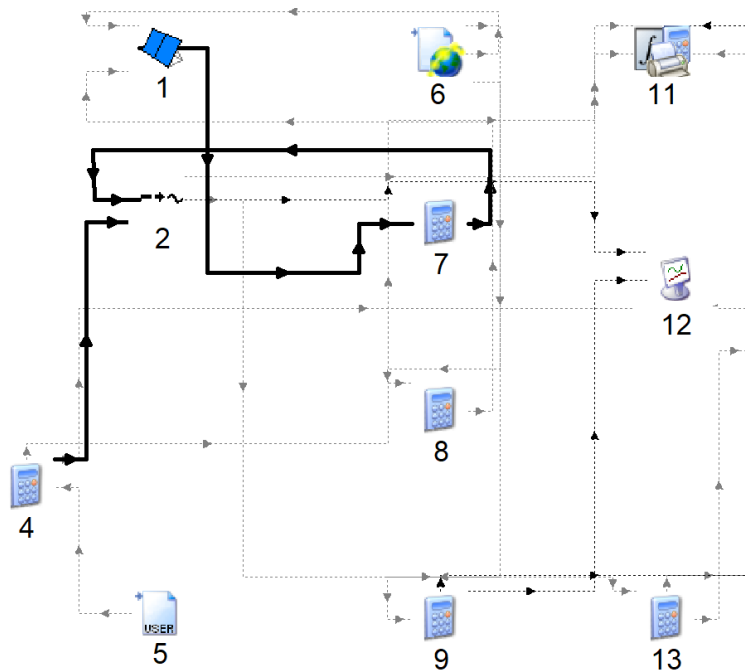


Рисунок 3.3 – Информационная диаграмма системы 1 в среде TRNSYS

Таблица 3.1 – Компоненты информационной диаграммы системы 1

	Компонента	Номер модуля в TRNSYS
1	Массив ФЭМ	Type 94a
2	Контроллер заряда и слежения за ТММ	Type 48c
4,7,8,9,13	Модуль промежуточных вычислений	Type Equa
5	Модуль ввода данных о нагрузке	Type 9a
6	Модуль ввода климатических данных	Type 15-6
12	Модуль графической визуализации	Type 65d
11	Модуль обработки результатов и вывода в текстовый файл	Type 28b

Основные компоненты, в том числе, модуль ФЭМ, используются те же, что и в разделе 2.2.2. Модель элемента управления потоками энергии, или контроллера, отличается тем, что в данном случае она работает в режиме, исключающем наличие НЭЭ в системе. Выходными параметрами регулятора являются 4 величины: энергия, пришедшая на контроллер, энергия, ушедшая в нагрузку, избыточная энергия (отправленная в сеть) и энергия, потребленная из сети.

3.2.2 Система фотоэлектрической генерации 2 (система 2)

Система второго типа включала в себя как фотоэлектрические модули, так и СК НЭЭ, обеспечивающие покрытие нагрузки в часы отсутствия солнечной радиации (Рисунок 3.4). Излишки солнечной генерации после покрытия электрической нагрузки передаются в сеть. Система имеет двунаправленную связь с сетью (возможность выдачи энергии в сеть и потребления из сети).

Общий принцип работы системы заключается в следующем: электрическая энергия, генерируемая массивом ФЭМ, в первую очередь расходуется на покрытие электрической нагрузки. Если произведенная электрическая энергия превышает спрос, а НЭЭ не полностью заряжен, избыточная энергия используется на его заряд. Когда НЭЭ полностью заряжен, избыток электрической энергии передается в сеть. При отсутствии солнечного излучения или низком его уровне энергия, накопленная в НЭЭ, расходуется на покрытие электрической нагрузки. Если накопленной энергии не хватает или выходная мощность НЭЭ ниже, чем мощность нагрузки, нагрузка питается от сети. Заряд НЭЭ от сети не разрешен.

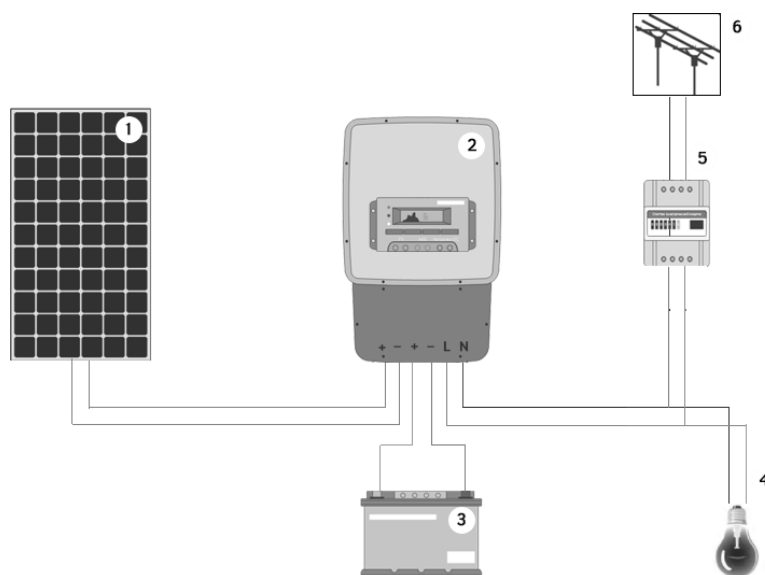


Рисунок 3.4 – Схема системы фотоэлектрической генерации 2:

1 – фотоэлектрическая батарея, 2 – инвертор с функциями слежения за точкой максимальной мощности (ТММ) и контроля заряда НЭЭ, 3 – НЭЭ, 4 – нагрузка переменного тока, 5 – двунаправленный счетчик ЭЭ, 6 – сеть

Информационная диаграмма моделируемой системы приведена на Рисунке 3.5, комментарий к диаграмме – в Таблице 3.2.

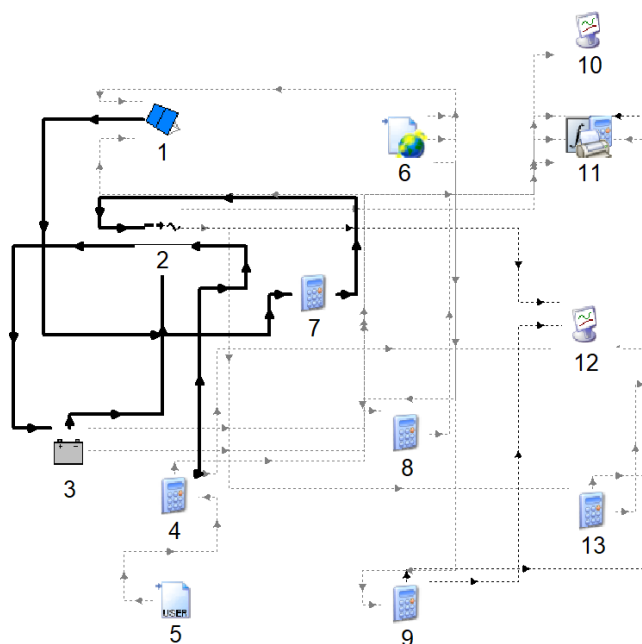


Рисунок 3.5 – Информационная диаграмма системы 2 в среде TRNSYS

Таблица 3.2 – Компоненты информационной диаграммы системы 2

	Компонента	Номер модуля в TRNSYS
1	Массив ФЭМ	Типе 94a
2	Контроллер заряда и слежения за ТММ	Типе 48с
3	Батарея НЭЭ	Типе 47с
4,7,8,9,13	Модуль промежуточных вычислений	Типе Equa
5	Модуль ввода данных о нагрузке	Типе 9a
6	Модуль ввода климатических данных	Типе 15-6
10,12	Модуль графической визуализации	Типе 65d
11	Модуль обработки результатов и вывода в текстовый файл	Типе 28b

Модели основных компонентов (фотоэлектрического модуля и аккумуляторной батареи) используются те же, что и для системы 1 (раздел 3.2.2).

3.2.3 Система фотоэлектрической генерации 3 (система 3)

Система третьего типа включает в себя фотоэлектрические модули, электрическую нагрузку, а также дополнительную тепловую нагрузку и накопитель тепловой энергии в виде емкостного водонагревателя с ТЭНом (Рисунок 3.6).

Общий принцип работы системы заключается в следующем: электрическая энергия, генерируемая массивом ФЭМ, расходуется в первую очередь на покрытие электрической нагрузки потребителя. Если произведенная электрическая энергия превышает спрос, избыточная энергия используется для нагрева воды в баке водонагревателя (если температура воды в нем не превышает максимальное значение, принятое равным 95°C). Если аккумулятор горячей воды полностью «заряжен» (температура воды в баке достигла максимального значения), избыточная электрическая энергия передается в сеть. В случае, когда солнечного излучения недостаточно для полного покрытия электрической нагрузки, или оно отсутствует, электрическая нагрузка покрывается из сети.

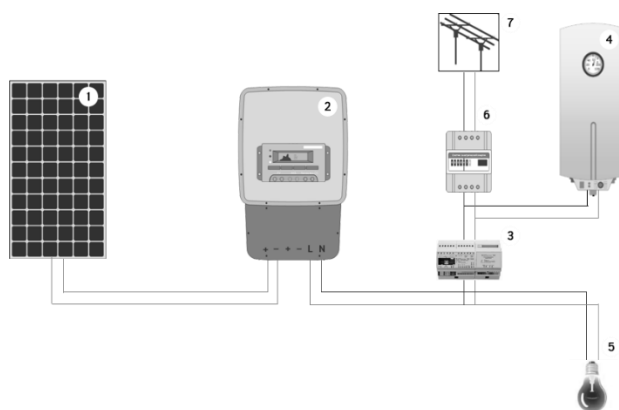


Рисунок 3.6 - Схема системы фотоэлектрической генерации 3:

1 – фотоэлектрическая батарея, 2 – инвертор с функциями слежения за ТММ ФЭМ, 3 – контроллер для сброса излишков в водонагревателе, 4 – емкостной водонагреватель, 5 – нагрузка переменного тока, 6 – двунаправленный счетчик ЭЭ, 7 – сеть

Информационная диаграмма системы 3 приведена на Рисунке 3.7, комментарий к диаграмме – в Таблице 3.3.

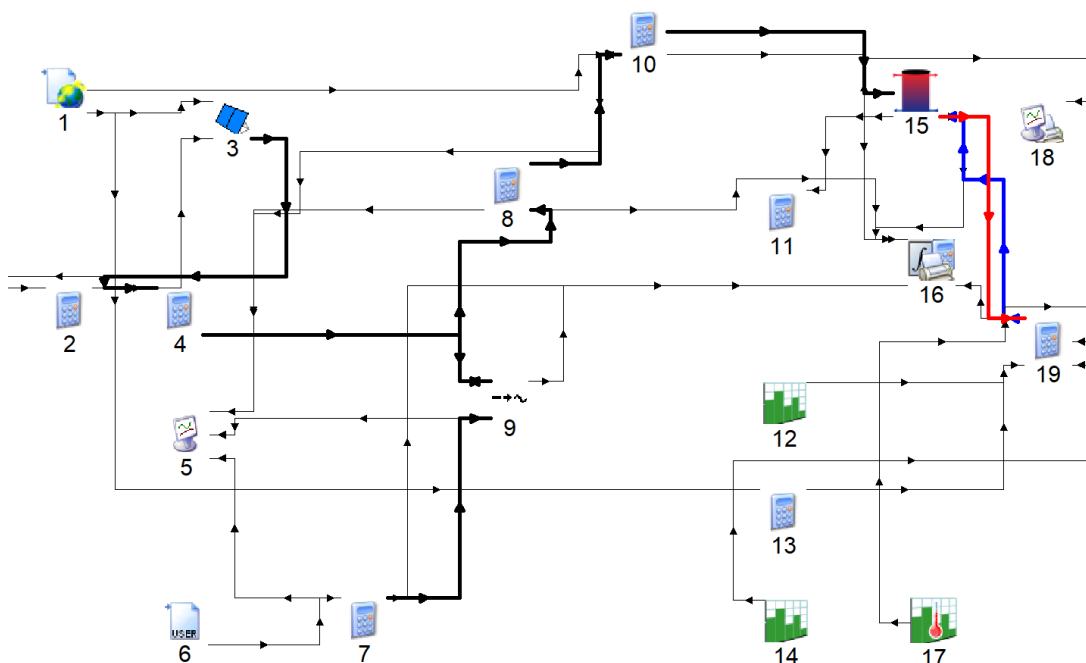


Рисунок 3.7 – Информационная диаграмма системы 3 в среде TRNSYS

Таблица 3.3 – Компоненты информационной диаграммы системы 3

	Компонента	Номер модуля в TRNSYS
1	Модуль ввода климатических данных	Type 15-6
2,4,7,8,10, 11,13,19	Модуль промежуточных вычислений	Type Equa
3	Массив ФЭМ	Type 94a
5,18	Модуль графической визуализации	Type 65d
6	Модуль ввода данных о нагрузке	Type 9a
3	Батарея НЭЭ	Type 47c
9	Контроллер заряда и слежения за ТММ	Type 48c
12,14,17	Модуль ввода данных о нагрузке ГВС	Type 14h

15	Водонагреватель	Type 4a
16,18	Модуль обработки результатов и вывода в текстовый файл	Type 28b

Модель регулятора

Модель регулятора напряжения на НЭЭ и контроля мощности ФЭМ в данном разделе была использована такая же, как и в разделе 2.2.2, однако в данном случае он работает только в режиме устройства слежения за ТММ ФЭМ. Выходными параметрами регулятора являются 4 величины: энергия, пришедшая на контроллер, энергия, ушедшая на нагрузку, избыточная энергия (направленная на ТЭНы) и энергия, не потребленная первичной электрической нагрузкой (недостаток энергии).

Модель бака-аккумулятора Type4a

В данном случае модуль Type 4 (полное описание модуля приведено в [106]) имитирует резервуар для подготовки и хранения горячей воды. Холодная вода поступает в нижнюю часть бака; в конце каждого временного интервала любые температурные инверсии в резервуаре устраняются путем перемешивания его содержимого. На нагревательный элемент направляются управляющие сигналы в зависимости от величины излишков генерации ФЭМ и температуры воды в баке водонагревателя.

3.3 Моделирование систем фотоэлектрической генерации

3.3.1 Критерии оценки энергетической эффективности схемных решений

В качестве критериев энергетической оценки описанных выше схемных решений были приняты критерии, определенные в [Разделе 1.2](#), а именно:

– *годовой средний коэффициент самопотребления K_{cn}* :

Для системы 1 (без аккумулирования) он равен отношению величины солнечной энергии, использованной нагрузкой E_{du} к потенциально сгенерированной энергии E_{pv} :

$$K_{cn1} = \frac{E_{du}}{E_{pv}} \quad (3.1)$$

Для системы 2 (с НЭЭ) данный коэффициент определяется соотношением между количеством произведенной массивом ФЭМ энергии, использованной напрямую нагрузкой E_{du} и на заряд НЭЭ E_{bc} , к общей сгенерированной массивом ФЭМ энергии E_{pv} :

$$K_{cn2} = \frac{E_{du} + E_{bc}}{E_{pv}} \quad (3.2)$$

Для системы 3 со сбросом излишков генерации в НТЭ коэффициент самопотребления равен отношению всей потребленной локально электрической энергии от ФЭМ (на покрытие электрической нагрузки E_{du} и нагрузки ГВС E_{heater}) к общей сгенерированной массивом ФЭМ энергии E_{pv} :

$$K_{cn3} = \frac{E_{du} + E_{heater}}{E_{pv}} \quad (3.3)$$

– годовой средний коэффициент самодостаточности системы $K_{сд}$:

Для системы 1 данный коэффициент равен отношению количества произведенной массивом ФЭМ энергии, использованной напрямую нагрузкой E_{du} , к суммарной годовой электрической нагрузке E_l :

$$K_{сд1} = \frac{E_{du}}{E_l} \quad (3.4)$$

Для системы 2 коэффициент самодостаточности равен соотношению количества произведенной массивом ФЭМ энергии, использованной напрямую нагрузкой E_{du} или через заряд и последующий разряд НЭЭ на нагрузку E_{bd}) к суммарной годовой электрической нагрузке E_l :

$$K_{сд2} = \frac{E_{du} + E_{bd}}{E_l} \quad (3.5)$$

Для системы со сбросом излишков генерации в НТЭ коэффициент самодостаточности рассчитывается по формуле, аналогичной (3.4):

$$K_{сд3} = \frac{E_{du}}{E_l} \quad (3.6)$$

Для учета произведенной массивом ФЭМ энергии, отправленной в бак водонагревателя, вводится дополнительный показатель энергетической эффективности – коэффициент, характеризующий долю покрытия нагрузки ГВС за счет микрогенерации, равный отношению количества энергии, ушедшей от ФЭМ в водонагреватель, E_{heater} , к годовой нагрузке ГВС E_{dhw} :

$$K_{сд_гвс} = \frac{E_{heater}}{E_{dhw}} \quad (3.7)$$

Анализ производительности моделируемых систем выполнялся исходя из сформированных в разделе 1.2.1 условий, а именно исходя из обеспечения:

- в ценовых зонах и в изолированных энергорайонах, для которых сбытовая цена ниже розничной, – максимального потребления произведенной ФЭМ энергии на месте генерации, то есть наибольшего K_{cn} ;
- в неценовых зонах, а также в изолированных энергорайонах, для которых сбытовая цена выше или равна розничной – наибольшей доли покрытия электрической нагрузки, то есть коэффициента самодостаточности K_{cd} , и доли покрытия нагрузки ГВС $K_{cd\ gvc}$.

В процессе моделирования также были выполнены параметрические исследования влияния различных факторов на величины указанных выше параметров.

3.3.2 Исходные данные

3.3.2.1 Профили электрической и тепловой нагрузок

Точность и степень обоснованности энергетических и экономических оценок зависит в большой степени от того, насколько адекватные исходные данные заложены в модель. В идеальном случае желательно использование реальных данных об электрической нагрузке с высоким разрешением за годовой или более длительный период, а также статистически достоверных временных последовательностей суммарной солнечной радиации на приемную поверхность ФЭМ, в результате чего было бы учтено соотношение нагрузки и генерации электрической энергии в каждый момент времени. При этом как указано в Главе 1, для получения обоснованных результатов требуется рассмотрение для каждой выбранной схемы фотоэлектрической генерации различных профилей нагрузки (в зависимости от типа потребителей) и различных климатических условий. Отсутствие или недостаточная детализация данных об энергопотреблении (графиков нагрузки потребителя), причем не только в РФ, но и в других странах, является в связи с этим серьезной проблемой. Большинство опубликованных за

рубежом данных представляют собой агрегированные графики нагрузки, осредненные по большому числу потребителей одного типа (например, жилых квартир, частных домов, школ, и т.д.), причем они приведены зачастую только для одного типичного дня месяца года [113]. Формирование графиков электрической нагрузки на основании нормативных показателей энергопотребления (в соответствующей нормативной документации, принятой в РФ, расчетные электрические нагрузки обычно определяются для двух характерных месяцев года [114]) не дает возможности учесть сезонные вариации энергопотребления. В связи с этим, в исследованиях прибегают к моделированию графиков электрических нагрузок. В общем случае, существует 2 подхода к моделированию графиков нагрузок:

– вероятностное моделирование – создание синтетических графиков нагрузок, например, при помощи таких специализированных программ как FORECAST (FORecasting Energy Consumption Analysis and Simulation Tool [115]) или eLOAD (energy Load curve Adjustment tool [34]);

– моделирование графиков нагрузки на основе статистических данных, в том числе, введенных пользователями ФЭС. Моделирование может в том числе осуществляться с использованием методов машинного обучения, как в программном продукте Load Profile Generator (LPG) [116], поддерживаемом Бернским университетом прикладных наук. Однако в большинстве случаев такого рода программы не учитывают влияние климатических условий, то есть их можно использовать только для тех географических условий, данные которых были использованы.

В зависимости от задач исследования требуются графики нагрузки с различной детализацией. Например, график может формироваться на основе профилей типовых рабочего и выходного дня для каждого месяца года [104], или, например, для 8 типовых дней года (будний и выходной летний, зимний,

межсезонный, а также лучший летний и худший зимний дни) [52]. Кроме того, при решении задач, включающих моделирование и оптимизацию систем энергоснабжения здания (тепло- и электроснабжение) моделирование тепловых и электрических нагрузок здания должно быть выполнено в совокупности с моделированием теплофизических характеристик конструкций здания (например, при помощи TRNbuild tool [117, 118], OpenStudio [119]).

Профили нагрузок, использованные в настоящем исследовании, были построены при помощи ПО HOMER Pro [104] на основе данных [120] об энергопотреблении 16 эталонных типов зданий для каждой из 16 представленных в США климатических зон (в соответствии с классификацией климатов Кёппена [104, 121]). В соответствии с этой классификацией, представленные в базе репрезентативные профили нагрузок могут быть экстраполированы на потребителей, находящихся в таких же климатических зонах по всему миру. Форма представления данных – таблицы, содержащие часовые нагрузки для типового рабочего и выходного дней каждого месяца. Эти профили нагрузок для дальнейшего моделирования были приведены к климатическим условиям выбранных географических местоположений и масштабированы на годовое энергопотребление 5,5 МВт·ч, принятое за базовое на основании анализа литературных источников.

Пример суточных летних профилей электрической нагрузки «жилой дом» для каждого местоположения представлен на Рисунке 3.8(а).

Что касается графиков нагрузки горячего водоснабжения на базе водогрейных котлов на органическом топливе или электродотлов, то за рубежом вопросам сбора статистических данных по графикам нагрузки и их нормированию уделяется существенно большее внимание, чем в отечественной литературе [122, 123, 124]. Кроме того, для генерирования типовых графиков нагрузки ГВС на основе статистических данных или заданных пользователем условий активно используются различные программы, например, DHWcalc [81, 125], разработанная

в рамках Исследовательской программы Международного энергетического агентства, посвященной проблемам солнечного тепло- и холодоснабжения.

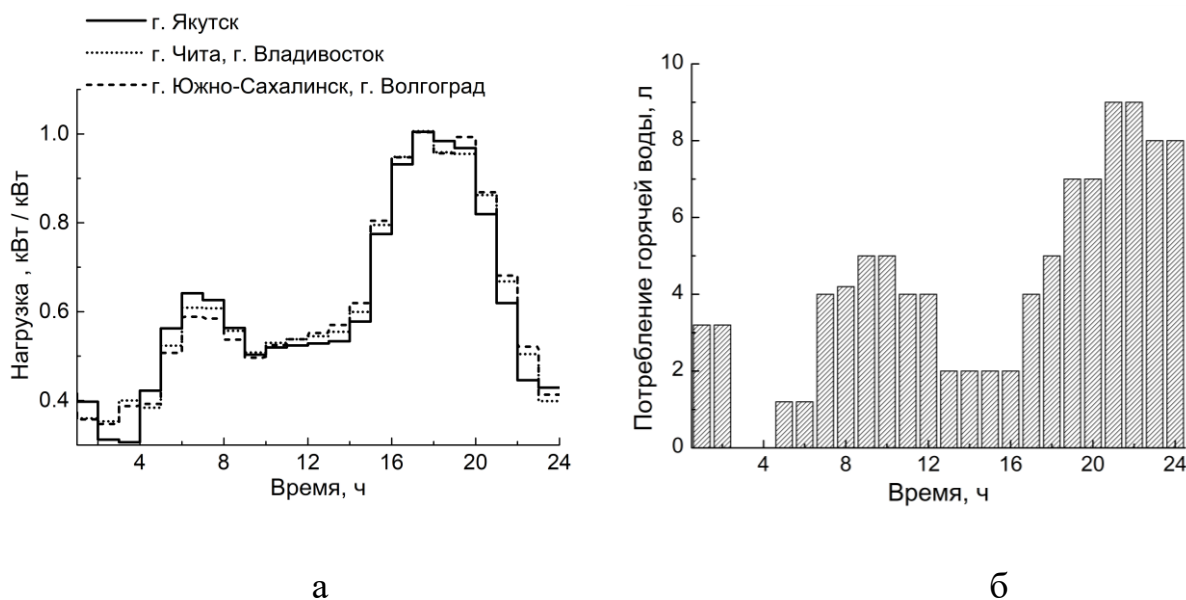


Рисунок 3.8 – Примеры графиков нагрузок для жилого дома, использованные при моделировании:

а – электрическая нагрузка (летний день), нормированная на пиковое суточное потребление, *б* – нагрузка ГВС, нормированная на 100 л

В Российской Федерации практически нет общедоступных данных о нагрузке ГВС, нормируются только суточная и пиковая часовая нагрузки ГВС. В этой связи, для настоящего исследования профиль нагрузки ГВС был сформирован на основе анализа использованных в литературе, преимущественно учебной, профилей и рекомендаций по их формированию [126, 127]. Полученный и использованный в модельных расчетах среднегодовой профиль нагрузки ГВС (принято допущение, что он не меняется от региона к региону) представлен на

Рисунке 3.8(б). Профиль нормализован на 100 л для того, чтобы в процессе параметрических исследований легко варьировать величину водопотребления.

3.3.2.1 Исходные климатические данные

В настоящей работе в качестве источника исходной климатической информации (о суммарной солнечной радиации, поступающей на горизонтальную поверхность (пересчет солнечной радиации на требуемый угол наклона, определенный в расчете исходя из условия «широта +15°» происходит внутри модуля TRNSYS Type 15-6) и температуре воздуха [128]) использовался типичный метеогод версии 2 (ТМУ2), представляющий собой набор метеорологических данных за каждый час года для заданного географического местоположения. Типичный метеогод формируется на основе часовых метеорологических данных за наиболее репрезентативные месяцы длительного периода измерений (наземных или спутниковых) или результатов моделирования (обычно 10 лет и более).

Годовые профили месячных сумм солнечной радиации и часовых значений температуры окружающей среды для всех рассматриваемых местоположений для сравнения представлены на Рисунках 3.9 и 3.10 соответственно.

Значения годовых сумм суммарной солнечной радиации на 1 м² наклонной поверхности для каждого региона приведены в Таблице 3.4.

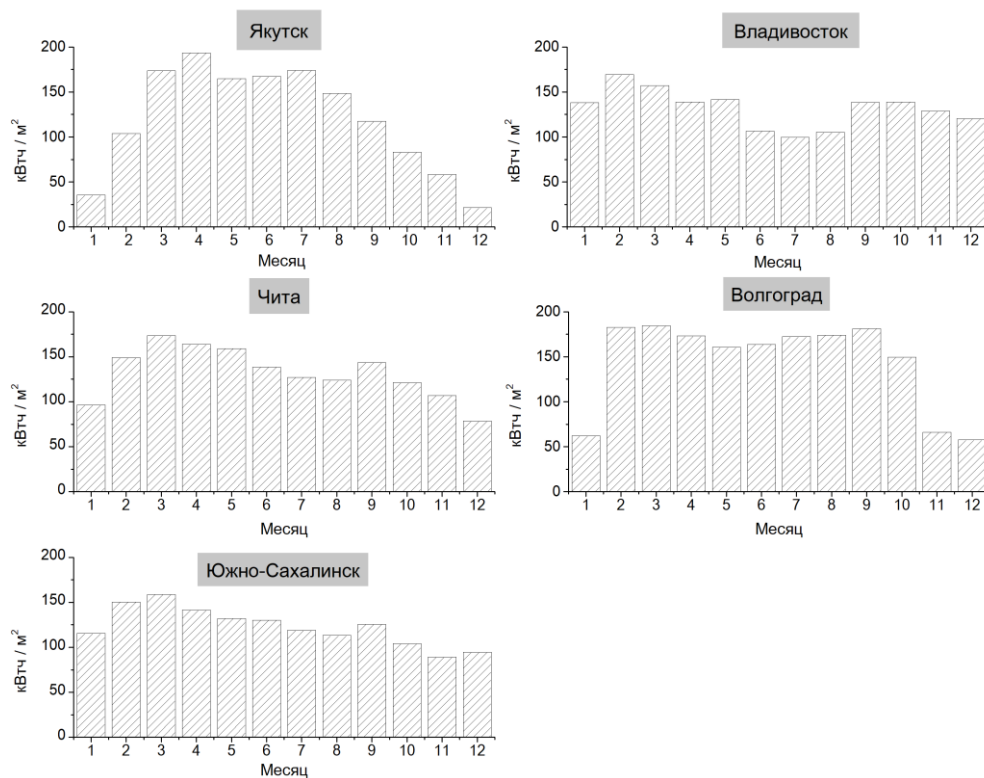


Рисунок 3.9 – Годовые профили месячных сумм суммарной солнечной радиации, поступающей на наклонную поверхность (угол наклона – широта местности $+15^\circ$) в исследуемых местоположениях

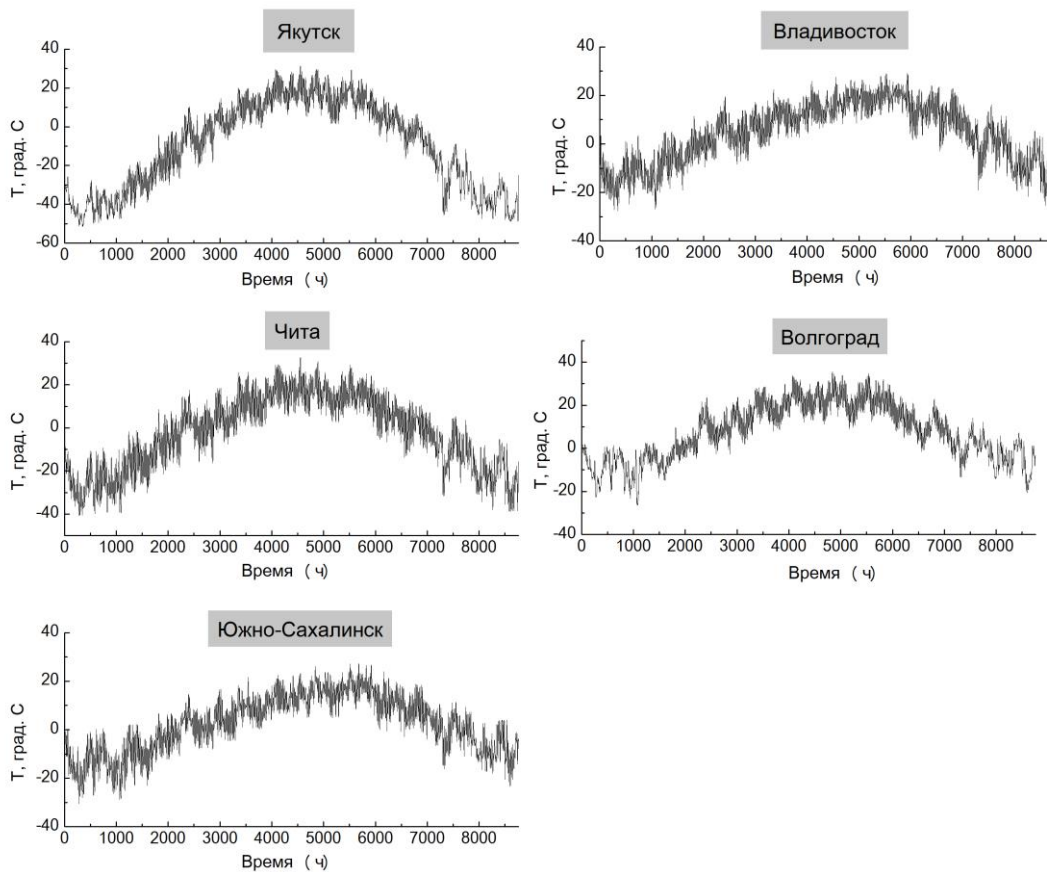


Рисунок 3.10 – Годовые профили часовых значений температуры окружающей среды в исследуемых местоположениях

Таблица 3.4 – Сумма суммарной солнечной радиации, падающей на наклонную поверхность, кВт·ч/м²·год

Город, расчетный угол наклона ФЭМ	Якутск (77° с.ш.)	Волгоград (63° с.ш.)	Южно- Сахалинск (61° с.ш.)	Чита (67° с.ш.)	Владивосток (57° с.ш.)
Сумма суммарной солнечной радиации на наклонной поверхности, кВт·ч/м ² ·год	1441	1727	1474	1582	1583

3.3.2.2 Базовое соотношение энергетических и мощностных параметров компонентов систем и нагрузки

Для получения репрезентативных результатов анализа энергетических характеристик ФЭС микрогенерации потребителей с различными годовыми потребностями в электроэнергии, пренебрегая индивидуальным временным распределением электрических нагрузок, установленная мощность массива ФЭМ и полезная емкость системы НЭЭ (с учетом рекомендуемой максимальной глубины разряда НЭЭ 60%) были нормализованы на 1 МВт·ч суммарного годового электропотребления, а нагрузка ГВС (в системе 3 с водонагревателем) – на 200 л объема бака. Так, например, для индивидуального жилого дома с годовым энергопотреблением 5,5 МВт·ч суммарная установленная мощность массива ФЭМ (исходя из соотношения $1 \text{ кВт}_{\text{пик}} / 1 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$) составит 5,5 кВт, а номинальная емкость

НЭЭ – 9,2 кВт·ч (полезная емкость – 5,5 кВт·ч из расчета 1 кВт·ч / 1 МВт·ч годового электропотребления).

Приведенные выше начальные энергетические и мощностные параметры систем 1, 2 и 3 (одинаковые для всех рассматриваемых местоположений) приведены в Таблицах 3.5 и 3.6.

Таблица 3.5 – Начальные параметры систем 1 и 2

Параметр	Значение
Установленная мощность массива ФЭМ	5,5 кВт
Номинальная емкость НЭЭ (для системы 2)	9,2 кВт·ч

Таблица 3.6 – Начальные параметры системы 3

Параметр	Значение
Установленная мощность массива ФЭМ	5,5 кВт
Объем бака водонагревателя	200 л
Предельная температура нагрева воды (значение уставки для нагревательного элемента)	95°C
Интервал температур между включением и отключением нагревательного элемента)	5°C
Температура водоразбора	55°C
Температура холодной воды, втекающей в бак	>4°C

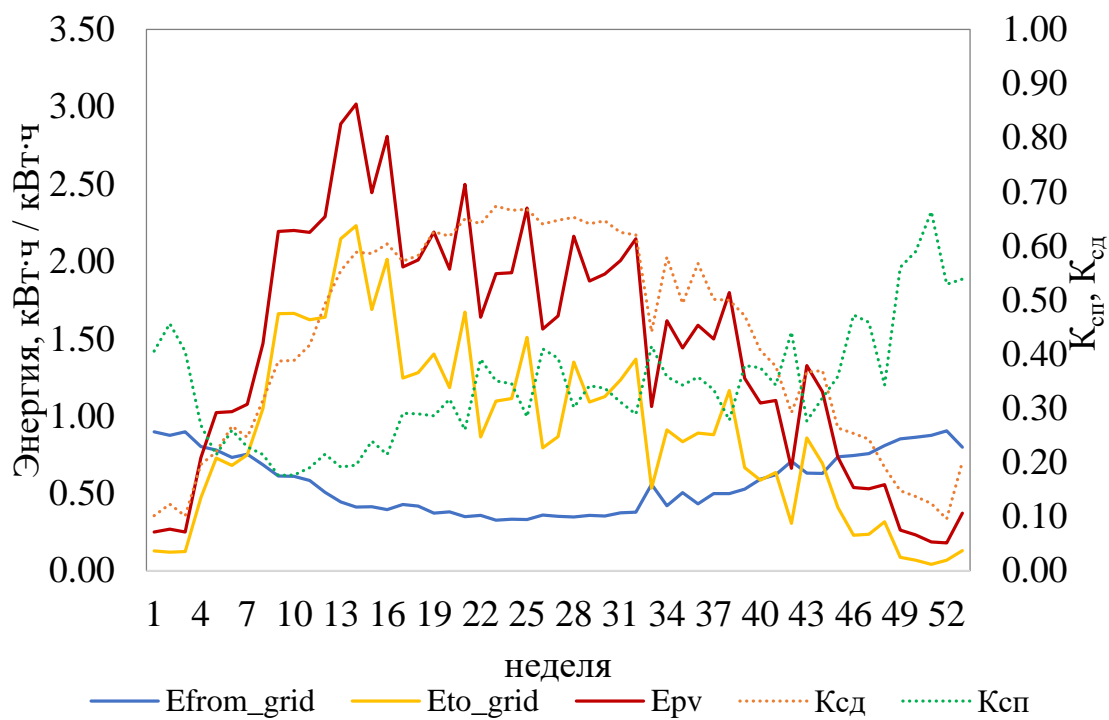
3.3.3 Моделирование и параметрический анализ

3.3.3.1 Общие положения, методология

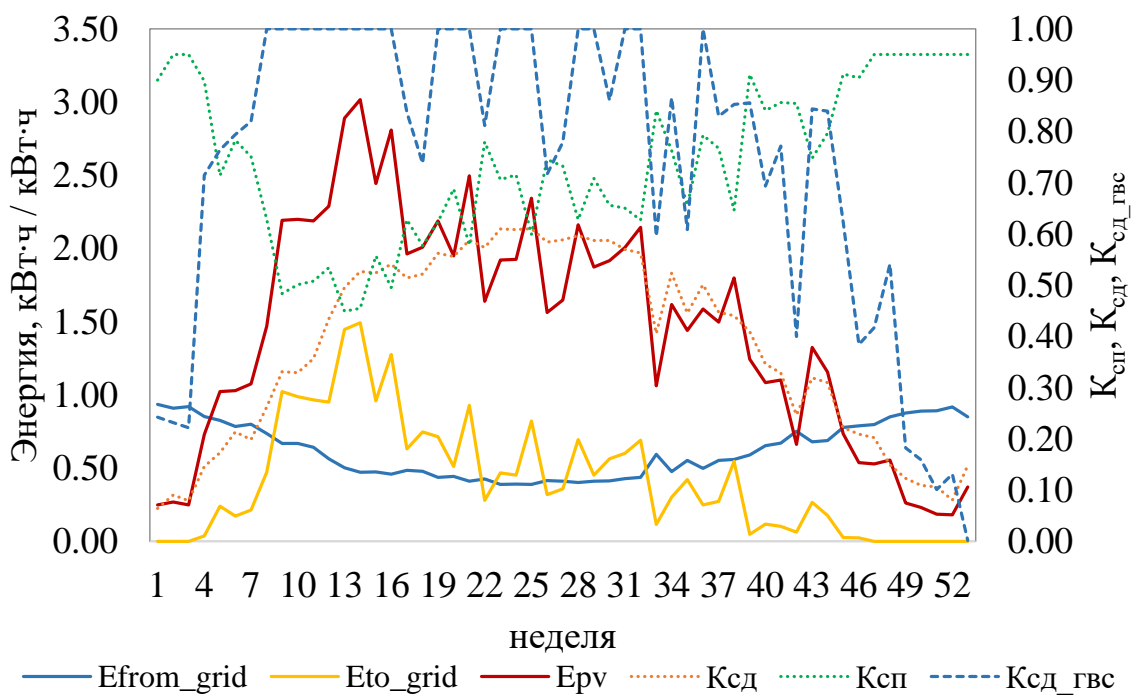
Имитационное моделирование фотоэлектрических систем позволяет не только оценить суммарные или средние за год энергетические показатели, но и анализировать поведение отдельных элементов системы, характер изменения отдельных показателей в течение различных интервалов времени или под воздействием определенных факторов.

Выбор временного горизонта моделирования и шага интегрирования зависит от поставленной задачи. Чаще всего моделирование выполняется на годовом интервале с шагом 1 час. Такой шаг моделирования является оптимальным, так как обеспечивает высокую точность результатов и при этом не требует больших вычислительных мощностей.

Для прогноза и анализа энергетических потоков в фотоэлектрических системах в различные сезоны года удобно использовать недельный шаг интегрирования или осреднения. Для примера на Рисунке 3.11 представлена динамика энергетических потоков и показателей производительности системных конфигураций 2 и 3 (с НЭЭ и водонагревателем соответственно) с недельным интервалом интегрирования в условиях г. Якутска (при приведенных в Таблицах 3.5 и 3.6 начальных энергетических и мощностных параметрах систем).



а



б

Рисунок 3.11 – Динамика энергетических показателей в течение года:
 а – для системы 2 с НЭЭ, б – для системы 3 с водонагревателем (параметры систем 2 и 3 представлены в Таблицах 3.5 и 3.6 соответственно)

Для удобства анализа интегральные значения энергетических потоков нормированы на величину суммарной потребленной за тот же период энергии, коэффициенты K_{cn} , K_{cd} и K_{cd_zbc} – средние за каждую неделю.

Можно увидеть, в частности, что в условиях Якутска объемы фотоэлектрической генерации (кривая E_{pv}) превышают нагрузку (кривая нагрузки отсутствует на рисунках в явном виде; находится на уровне единицы в каждый момент времени) в 2-2,5 раза на протяжении $\frac{3}{4}$ года. За счет фотоэлектрической генерации при системной конфигурации 2 (Рисунок 3.11(а)) в летние месяцы потребление из сети более чем в 2 раза ниже, чем в зимние (кривая E_{from_grid}). Объемы выдаваемой в сеть энергии (кривая E_{to_grid}) в отдельные периоды (13-15 недели года) более чем в 2 раза превышают потребление энергии нагрузкой, а в зимние месяцы снижаются практически до нуля. При минимальных E_{to_grid} коэффициент K_{cn} достигает максимума и составляет порядка 70%, а K_{cd} – минимума (10%).

Для системы фотоэлектрической генерации 3 (Рисунок 3.11(б)) характерны несколько другие особенности динамики энергетических показателей (за исключением E_{pv} , т.к. мощность ФЭМ остается неизменной). Так, можно увидеть, что объемы выдаваемой в сеть энергии в целом по году существенно ниже в связи с введением дополнительной тепловой нагрузки (кривая E_{to_grid}). Как следствие, в целом по году и особенно в зимний период коэффициент самопотребления (кривая K_{cn}) значительно выше, чем в те же периоды для системы 2. Максимальные значения K_{cn} (порядка 95%) приходятся на 1-3 и 45-53 недели года (в это время вся произведенная ФЭС энергия расходуется на покрытие электрической нагрузки и нагрузки ГВС). Также можно увидеть, что при принятых размерных характеристиках системы 3 на протяжении $\frac{1}{3}$ года доля покрытия нагрузки ГВС составляет более 95%.

Моделирование фотоэлектрических систем внутри одного отдельно взятого дня с шагом 1 час может применяться для анализа внутрисуточного изменения отдельных параметров. Например, моделирование системы внутри худшего с

точки зрения актинометрических показателей зимнего дня позволит оценить наименьшую степень покрытия электрической нагрузки или нагрузки ГВС, которую может обеспечить возобновляемая генерация. Пример профиля температуры воды в баке в летний день (30 июня, 4320-4344 ч года) в условиях г. Якутска представлен на Рисунке 3.12.

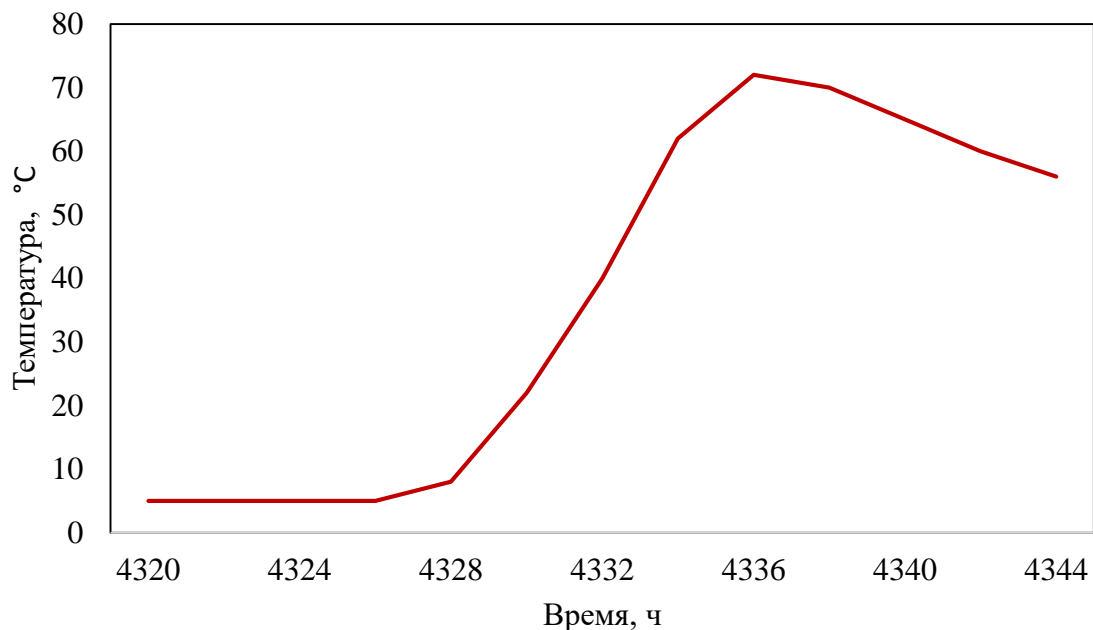


Рисунок 3.12 – Изменение температуры воды в баке водонагревателя системы 3 в течение летнего дня

Можно увидеть, что нагрев воды начинается с 9 утра, и к 16 часам температура воды в баке достигает порядка 70°C. Температура остается «приемлемой» для потребителя (не опускается ниже 50°C) до конца суток несмотря на отсутствие солнечной радиации в вечернее и ночное время.

Для целей данного исследования требовалось рассчитать годовые показатели (суммарные и/или средние) без более глубокой детализации. Моделирование, совмещенное с параметрическими исследованиями, выполнялось на временном интервале 1 год с шагом моделирования 1 час.

В ходе моделирования для каждого местоположения и схемного решения рассчитывались следующие суммарные за год величины: E_{pv} – полная выработанная массивом ФЭМ энергия; E_{du} – часть выработанной массивом ФЭМ энергии, переданная в нагрузку; E_{to_grid} – часть выработанной массивом ФЭМ энергии, переданная в сеть; E_l – номинальная нагрузка; E_{from_grid} – энергия, потребленная нагрузкой из сети; E_{dhw} – номинальная нагрузка ГВС, E_{heater} – часть выработанной массивом ФЭМ энергии, сброшенная в водонагреватель.

В ходе параметрических исследований анализировалась чувствительность коэффициентов K_{cn} , K_{cd} , $K_{cd\ zec}$ к:

- энергетическим и мощностным параметрам систем,
- форме графика суточного электропотребления.

Результаты анализа чувствительности обсуждаются на примере Якутска и Волгограда как местоположений с наименьшим и наибольшим приходом солнечной радиации на единицу приемной поверхности (m^2) в год и наибольшей разницей температур по году из всех рассматриваемых (Таблица 3.4).

Для анализа влияния на показатели энергетической эффективности систем формы суточного графика электропотребления в расчете было задействовано 3 разных формы суточного графика нагрузки, характерные для жилого дома, офиса и школы, при том, что суммарное годовое энергопотребление оставалось неизменным). График нагрузки «офис» имеет сдвинутый к середине дня второй пик энергопотребления, характерный для административных и офисных зданий, график «школа» – один затянувшийся пик, приходящийся на середину дня, когда солнце обычно наиболее активно. Методика создания данных графиков описана в разделе 3.3.2.1.

Пример графиков нагрузки за летний день (нормализованы на пиковое потребление) для условий г. Якутска показаны на Рисунке 3.13.

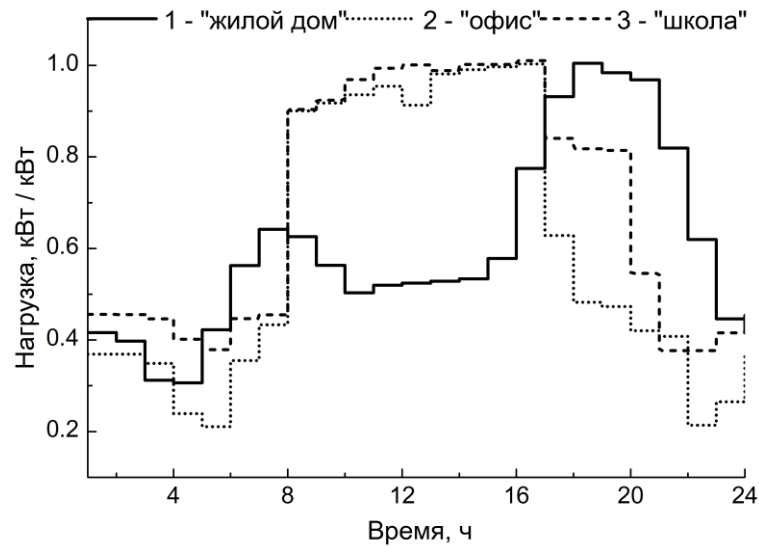
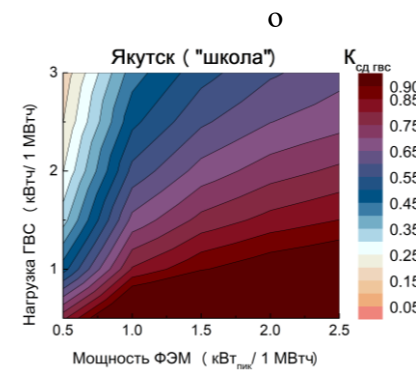
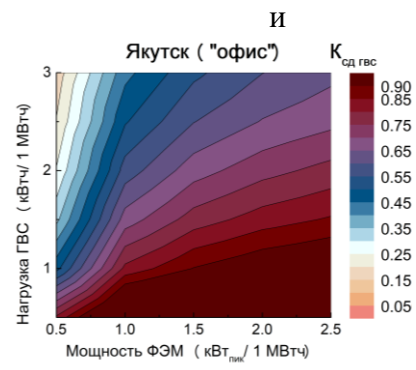
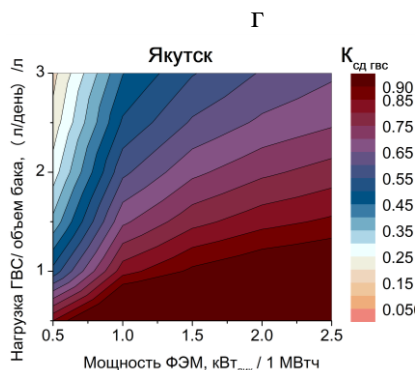
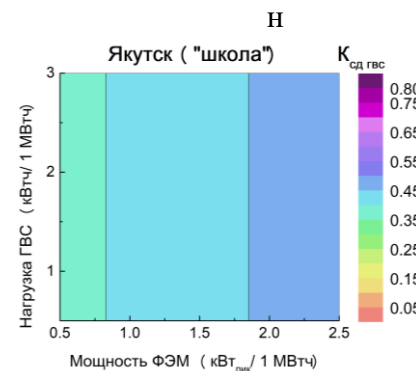
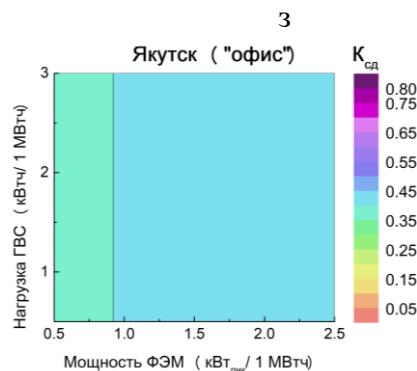
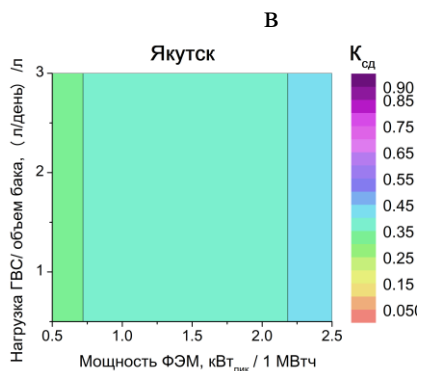
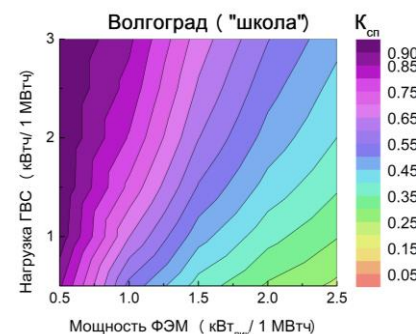
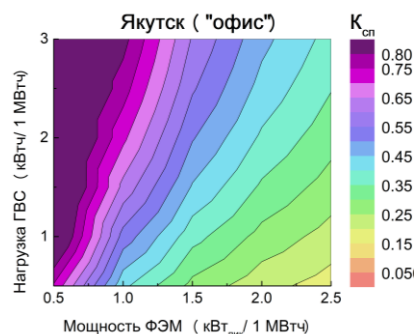
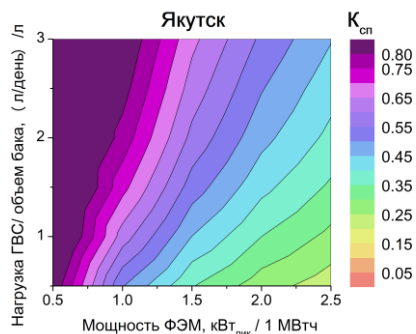


Рисунок 3.13 – Графики электрической нагрузки «жилой дом», «офис» и «школа» для летнего дня в условиях г. Якутска

3.3.3.2 Результаты анализа чувствительности

Результаты параметрических исследований рассматриваемых систем для условий Якутска в графическом виде представлены на Рисунке 3.14, для условий Волгограда – на Рисунке 3.15.

Система 3 (ФЭМ-водонагреватель)

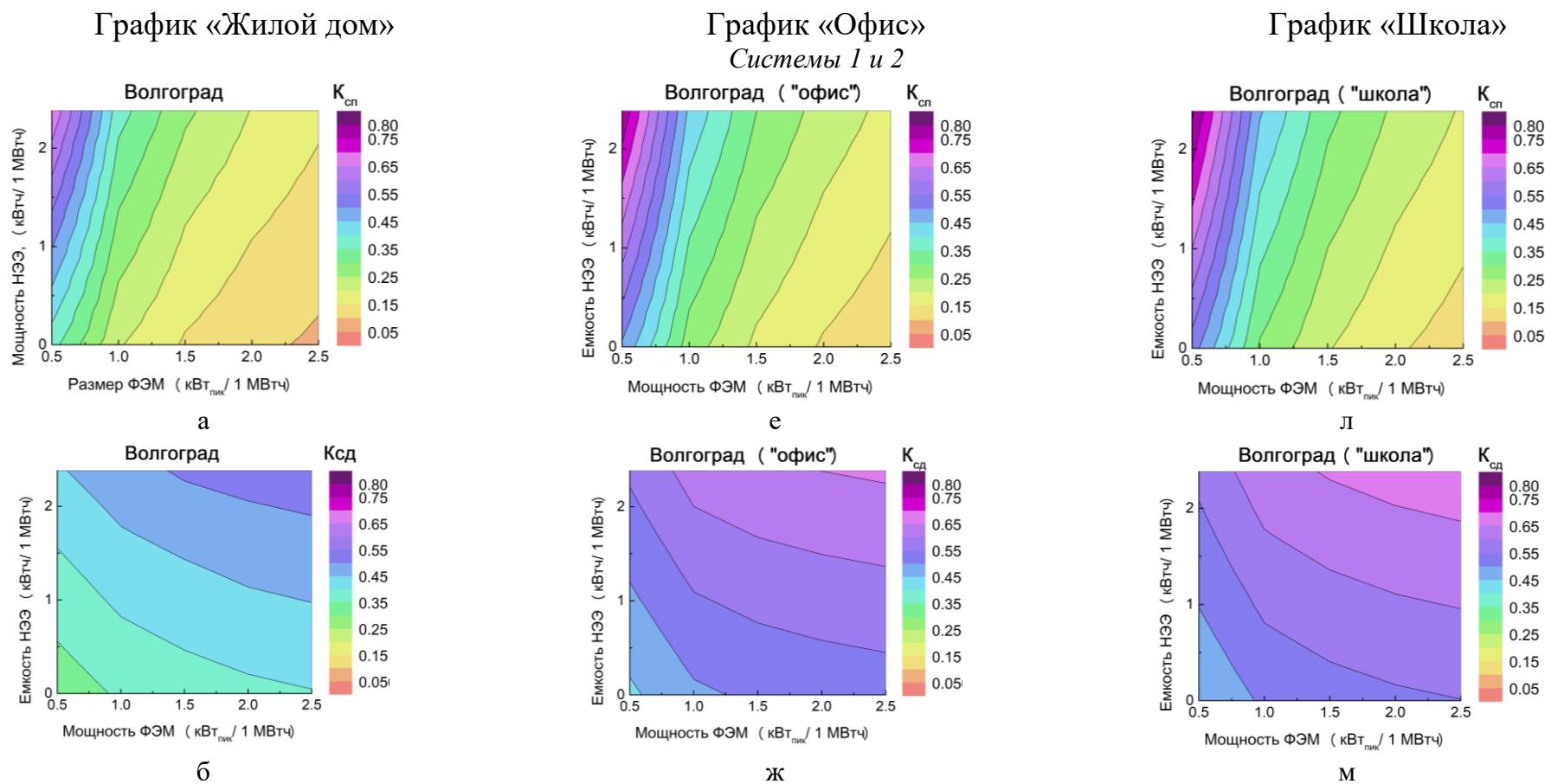


Д

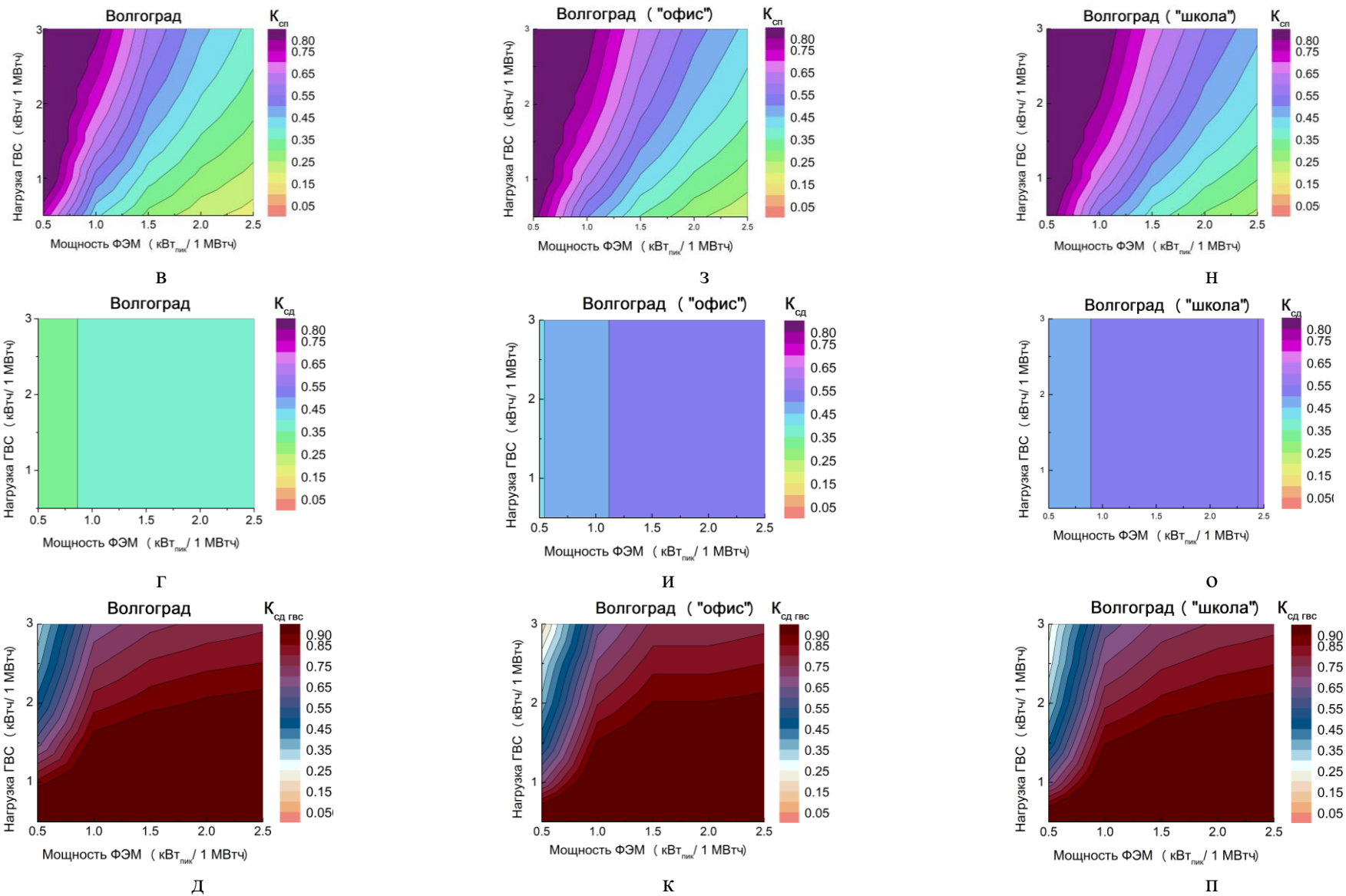
К

П

Рисунок 3.15 – Влияние энергетических и мощностных параметров систем и формы графиков нагрузки на коэффициенты самопотребления ($K_{сп}$), самодостаточности ($K_{сд}$), покрытия нагрузки ГВС ($K_{сд\ гвс}$) в условиях г. Волгограда



Система 3 (ФЭМ-водонагреватель)



Сравнение результатов для условий Якутска и Волгограда

Влияние энергетических и мощностных параметров оборудования ФЭС

Анализ результатов параметрических исследований, полученных для Якутска с использованием стандартного графика нагрузки «жилой дом», показал следующее:

– для системы 1 без аккумулятирования (Рисунки 3.14 (а, б), емкость НЭЭ=0) с увеличением установленной мощности ФЭМ от 0,5 до 2,5 кВт_{пик} / 1 МВт·ч годового электропотребления количество произведенной массивом ФЭМ энергии, потребленной локально (коэффициент K_{cn}) уменьшается от 51% до 11%, а доля покрытия электрической нагрузки (коэффициент K_{cd}) – возрастает от 33% до 42%, выходя на насыщение при больших величинах мощности ФЭС микрогенерации, что можно объяснить тем, что возникает больше излишков энергии, которые невозможно использовать локально. Максимальный K_{cn} (51%) достигается при установленной мощности фотоэлектрического массива, соответствующей соотношению 0,5 кВт_{пик} / 1 МВт·ч, а максимальный K_{cd} (42%) – при 2...2,5 кВт_{пик} / 1 МВт·ч.

– для системы 2 (Рисунки 3.14 (а, б), емкость НЭЭ>0) самопотребление при одновременном наращивании емкости НЭЭ и мощности массива ФЭМ снижается с 56% до 20%, при этом при превышении установленной мощности ФЭС микрогенерации более 1 кВт_{пик} / 1 МВт·ч годового электропотребления увеличение размеров НЭЭ слабее влияет на величину K_{cn} .

Максимальный коэффициент самопотребления достигается при мощности массива ФЭМ, соответствующей соотношению 0,5...1 кВт_{пик} / 1 МВт·ч, и полезной емкости накопителя электрической энергии в пределах 0...2,5 кВт·ч / 1 МВт·ч годового электропотребления. Коэффициент самодостаточности K_{cd} с увеличением мощности солнечной батареи и энергоемкости НЭЭ также растет, но медленнее; максимальное значение (53%) достигается при установленной мощности массива

ФЭМ $2,5 \text{ кВт}_{\text{пик}} / 1 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$ и удельной полезной емкости НЭЭ $2,5 \text{ кВт}\cdot\text{ч} / 1 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$ годового электропотребления.

– для системы 3: высокие значения коэффициента самопотребления K_{cn} (от 50% до 90%) достигаются при установленной мощности батареи ФЭМ $0,5 \dots 1 \text{ кВт}_{\text{пик}} / 1 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$ годового электропотребления и нагрузке ГВС $100 \dots 600 \text{ л/день}$ при объеме бака водонагревателя 200 л (Рисунок 3.14(в)). Коэффициент самодостаточности K_{cd} с наращиванием мощности фотоэлектрической батареи от $0,5$ до $2,5 \text{ кВт}_{\text{пик}} / 1 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$ возрастает с 30 до 45% (Рисунок 3.14(г)). В свою очередь, доля покрытия нагрузки ГВС $K_{cd, \text{гвс}}$ тем выше, чем больше установленная мощность ФЭМ, а максимальные значения (более 85%) достигаются при ФЭМ $0,5 \dots 2,5 \text{ кВт}_{\text{пик}} / 1 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$ и нагрузках ГВС от 100 до 300 л/день (Рисунок 3.14(д)). При этом для покрытия суточной нагрузки ГВС 200 л/день для семьи из 2 человек использование ФЭС микрогенерации мощностью более $5,5 \text{ кВт}_{\text{пик}}$ (соотношение $1 \text{ кВт}_{\text{пик}} / 1 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$) не является рациональным, так как не приводит к какому-либо значительному улучшению энергетических показателей, но удорожает систему, а ФЭС установленной мощностью $2,75 \text{ кВт}_{\text{пик}}$ ($0,5 \text{ кВт}_{\text{пик}} / 1 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$) может давать аналогичную долю покрытия нагрузки ГВС, как и $5,5 \text{ кВт}_{\text{пик}}$.

Аналогичный анализ выполнен для условий г. Волгограда (результаты представлены на Рисунке 3.15). Результаты моделирования при графике нагрузки «жилой дом» показывают следующее:

– для системы 1 без аккумулялирования (Рисунки 3.15(а, б), емкость НЭЭ=0) коэффициент самопотребления K_{cn} с увеличением установленной мощности ФЭС от $0,5$ до $2,5 \text{ кВт}_{\text{пик}} / 1 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$ годового электропотребления уменьшается от 38% (максимальное значение) до 5 % соответственно. При этом зависимости (Рисунок 3.15(б)) для Волгограда аналогичны полученным для Якутска (Рисунок 3.14(б)). Максимальный K_{cd} (порядка 38%) получен при мощности массива ФЭМ $1 \dots 2,5 \text{ кВт}_{\text{пик}} / 1 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$.

– для системы 2 (Рисунки 3.15(а, б), емкость НЭЭ>0) для условий Волгограда, как и для Якутска, при установленной мощности ФЭМ более 1 кВт_{пик} / 1 МВт·ч увеличение емкости накопителя оказывает меньшее влияние на величину коэффициента самопотребления (его величина уменьшается медленнее).

Наибольший K_{cn} достигается, как и для Якутска, при установленной мощности массива ФЭМ от 0,5 до 1 кВт_{пик} / 1 МВт·ч годового энергопотребления при соотношении полезной емкости накопителя и величины годового энергопотребления 0...2,5 кВт·ч / 1 МВт·ч.

Что касается доли покрытия электрической нагрузки K_{cd} , то наибольшее значение этого параметра (порядка 55%) достигается при мощности массива ФЭМ, равной 2,5 кВт_{пик} / 1 МВт·ч и полезной емкости НЭЭ более 2 кВт·ч / 1 МВт·ч годового электропотребления.

– для системы 3: при практически аналогичных полученных для условий Якутска показателях K_{cn} и K_{cd} доля покрытия нагрузки ГВС $K_{cd\ gvc}$ в условиях Волгограда выходит на максимальные значения при гораздо меньшей мощности фотоэлектрической батареи. За счет больших излишков фотоэлектрической генерации даже при мощности массива ФЭМ, соответствующей 0,5 кВт·ч / 1 МВт·ч годового электропотребления, может быть покрыто более 90% годовой нагрузки ГВС величиной 100...200 л/день. При мощности фотоэлектрической батареи выше 1 кВт_{пик} / 1 МВт·ч аналогичная доля покрытия нагрузки ГВС может быть обеспечена и при величине нагрузки ГВС 300...400 л/день. При мощности массива ФЭМ более 1 кВт_{пик} / 1 МВт·ч и максимальных нагрузках ГВС коэффициент $K_{cd\ gvc}$ не опускается ниже 65%. Установленная мощность ФЭМ выше 1 кВт_{пик} / 1 МВт·ч годового электропотребления рациональна только при больших нагрузках ГВС (от 300 л/день при объеме бака 200 л).

Влияние изменения формы суточного графика нагрузки

Анализ результатов моделирования исследуемых систем в условиях Якутска с использованием двух дополнительных графиков нагрузки «офис» и «школа» в сравнении с результатами моделирования для графика нагрузки «жилой дом» (Рисунок 3.14(е-п)) показал, что изменение формы суточного графика практически не отразилось на величине $K_{сн}$, но привело к повышению $K_{сд}$ в каждой точке в среднем на 5%, что объясняется несколько большим совпадением графиков генерации и потребления.

Таким образом, подтверждается, что для решения задачи увеличения доли покрытия нагрузки ГВС за счет фотоэлектрической генерации эффективным подходом может быть перестраивание режима электропотребления внутри суток (перенос утреннего и вечернего пика ближе к середине дня или более однородное потребление энергии в течение светового дня).

Сравнивая результаты моделирования системы 3 (ФЭМ – водонагреватель) для трех видов нагрузки, можно увидеть, что с профилем нагрузки «школа» при таких же долях покрытия нагрузки ГВС с увеличением размера массива ФЭМ коэффициент самопотребления $K_{сн}$ снижается несколько медленнее. Кроме того, для случая с графиком «школа» доля покрытия электрической нагрузки более чувствительна к увеличению мощности массива ФЭМ: при соотношении $1 \text{ кВт}_{\text{пик}} / 1 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$ $K_{сд}$ для графиков «офис» и «школа» одинаковы и составляют порядка 40...45%, а при $1 \text{ кВт}_{\text{пик}} / 1 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$ этот коэффициент для офиса остается в тех же пределах, в то время как для школы увеличивается в среднем на 5%.

Потребление энергии по графику «школа» более равномерное, чем по стандартному графику «жилой дом» и приходится преимущественно на световой день, что при аналогичных мощностных параметрах дает преимущество по $K_{сд}$ до 7%.

В целом, можно считать, что форма суточного графика нагрузки для климатических условий, аналогичных условиям г. Якутска, незначительно влияет на энергетические показатели системы 3 (при условии, что величина

среднесуточного суммарного электропотребления остается неизменной), поэтому дальнейшие расчеты могут быть сделаны с использованием только графика нагрузки «жилой дом».

Анализ влияния изменения формы суточного графика нагрузки на показатели энергетической эффективности систем в условиях Волгограда (Рисунок 3.15(е-п)) показал, что форма графика электропотребления также, как и в Якутске, практически не влияет на величины $K_{сн}$ (так как величина нагрузки и объем фотоэлектрической генерации за год остаются неизменными), но влияет на $K_{сд}$, причем сильнее, чем для Якутска: для всех трех систем (без аккумулирования, с НЭЭ, с водонагревателем) эффект на $K_{сд}$ от использования в расчете графиков «офис» и «школа» практически идентичен и составляет +10...15% в каждой точке графика. Это можно объяснить тем, что при графике «жилой дом» период наибольших излишков генерации совпадает с некоторым провалом электропотребления, а пики потребления находятся за пределами светового дня, в то время как при графиках «офис» и «школа» пик излишков генерации совпадает с наибольшим электропотреблением. Кроме того, в целом в Волгограде образуется больше излишков энергии, чем в Якутске.

Таким образом, можно сделать вывод, что чем выше плотность потока солнечной радиации, тем важнее с точки зрения обеспечения высокой доли покрытия электрической нагрузки подстраивать график электропотребления под график прихода солнечной радиации. Можно считать, что при такой перестройке суточного графика потребления энергии при высоких показателях суммарной солнечной радиации можно ожидать увеличения $K_{сд}$ в среднем на 10...15%.

Таким образом, показано, что в целом для Якутска и Волгограда наблюдаются аналогичные зависимости энергетических показателей от мощностных и энергетических параметров оборудования ФЭС и режимов электропотребления, однако при тех же параметрах величина $K_{сн}$ в Волгограде в каждой точке диаграмм в среднем меньше на 5...10%, чем в условиях г. Якутска, что объясняется тем, что по отношению к величине нагрузки во первом случае

образуется больше излишков генерации, и, как следствие, доля потребленной на месте энергии уменьшается. При этом зависимости K_{cd} для г. Волгограда практически идентичны полученным для Якутска (для графика «жилой дом» разница в пределах 5%). Сравнивая полученные результаты для системы 3 с водонагревателем, можно увидеть, что в условиях Волгограда доля покрытия нагрузки ГВС $K_{cd,гвс}$ в каждой точке в среднем выше на 10...15% .

При этом получено, что форма суточного графика электропотребления практически не влияет на коэффициент самопотребления K_{cn} (т.к. годовые показатели нагрузки и генерации остаются неизменными), но влияет на долю покрытия электрической нагрузки: для условий Волгограда эффект на K_{cd} при электропотреблению по графикам «офис» и «школа» практически идентичен и составляет +10...15% в каждой точке, для Якутска – в среднем +5%. Это можно объяснить тем, что при электропотреблении по графику «жилой дом» период наибольших излишков генерации совпадает с некоторым провалом потребления, а пики находятся за пределами светового дня, в то время как при графиках «офис» и «школа» пик излишков генерации совпадает с наибольшим электропотреблением. Учитывая вышеперечисленное, сделан вывод о том, что дальнейший расчет может быть выполнен только с использованием стандартного графика нагрузки «жилой дом».

Диапазоны оптимальных энергетических и мощностных параметров систем, несмотря на некоторую разницу исходных климатических параметров, в основном совпадают. На этом основании полагаем, что для местоположений с показателями интенсивности потока солнечного излучения, находящимися в пределах двух рассмотренных ситуаций, они будут также идентичны.

Окончательное решение о целесообразности тех или иных энергетических и мощностных системных параметров каждой из трех ФЭС микрогенерации будет сделано на основе экономической оценки.

Выводы по главе 3

1. Выполнено моделирование производительности ФЭС микрогенерации трех конфигураций в нескольких перспективных регионах РФ, а также анализ чувствительности энергетической эффективности систем к энергетическим и мощностным параметрам оборудования и форме суточного графика электропотребления.

В качестве основных показателей энергетической эффективности схемных решений ФЭС микрогенерации приняты годовой средний коэффициент самопотребления K_{cn} , годовой средний коэффициент самодостаточности K_{cd} , и годовой средний коэффициент покрытия нагрузки ГВС за счет микрогенерации $K_{cd\ gvc}$ (для системы 3, содержащей накопитель тепловой энергии).

2. Для климатических условий Якутска и Волгограда в ходе параметрических исследований выявлены энергетические и мощностные параметры систем, при которых достигаются наилучшие энергетические характеристики ФЭС (наибольший K_{cn} или K_{cd}).

3. Получено, что для условий Якутска и Волгограда характер влияния изменения установленной мощности массива ФЭМ, полезной емкости НЭЭ и величины нагрузки ГВС на параметры энергетической эффективности практически аналогичен (разница величин K_{cn} и $K_{cd\ gvc}$ в каждой точке составляет 5...10% и 10...15% соответственно, а значения K_{cd} практически идентичны (разница - пределах 5%)), что позволяет выполнять дальнейший расчет только для одного местоположения - г. Якутск.

4. Выявлено, что изменение формы суточного графика электропотребления практически не влияет на средний годовой коэффициент самопотребления K_{cn} и незначительно влияет на коэффициент самодостаточности K_{cd} (для условий Волгограда эффект на K_{cd} от энергопотребления по графикам «офис» и «школа» практически идентичен и составляет +10...15% в каждой точке диаграмм, для условий Якутска – в среднем +5%), что обуславливает возможность

выполнения дальнейшего расчета только для стандартного графика нагрузки «жилой дом».

4 ОЦЕНКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ФЭС МИКРОГЕНЕРАЦИИ

Четвертая глава посвящена методологии и результатам проведения экономической оценки анализируемых ФЭС микрогенерации, выполненной с использованием описанных в Главе 3 результатов моделирования.

Окончательное решение о целесообразности использования той или иной конфигурации ФЭС принимается на основе результатов экономической оценки, в ходе которой определяется рентабельность проекта, период окупаемости, себестоимость произведенной энергии или другие показатели. Существует целый ряд экономических индикаторов, однако в технико-экономических исследованиях, касающихся энергетических проектов, чаще всего используются такие показатели, как стоимость жизненного цикла (англ. – *Life cycle cost, LCC* [129]), чистая текущая стоимость (англ. – *Net Present Value, NPV* [130]), срок окупаемости (с учетом дисконтирования или без) (англ. – *Pay Back Period, PBP* [131]), выровненная стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, произведенной фотоэлектрической станцией (*LCOE*) [6].

В настоящем исследовании для оценки конкурентоспособности ФЭС был введен показатель стоимости энергии для потребителя p_{cons} , отражающий среднюю за 20 лет стоимость электроэнергии, суммарно потребленной просьюмером, включая потребление из сети и собственную генерацию.

4.1 Методика экономической оценки

Экономическая оценка выполнена с использованием метода аннуитета [132], описывающего ежегодные платежи в течение всего инвестиционного периода.

В качестве показателя экономической эффективности систем принята средняя за 20 лет стоимость потребляемой просьюмером электроэнергии p_{cons} (руб./кВт·ч), учитывающая три составляющих: инвестиционные затраты на установку C_{ini} (руб.), затраты на покупку недостающей для покрытия электрической нагрузки ЭЭ из сети C_{gi} (руб.) и доходы от продажи избытков выработанной электроэнергии в сеть R_i (руб.):

$$p_{cons} = \frac{C_{ini} + C_{gi} + R_i}{E_i} \quad (4.1)$$

где E_i - годовое электропотребление (кВт·ч) (индекс i указывает на номер конфигурации системы).

Принято, что ФЭС заданной конфигурации является экономически привлекательной, если p_{cons} равна или ниже средней розничной цены на электроэнергию в течение всего срока эксплуатации систем p_g :

$$\frac{p_{cons}}{p_g} \leq 1 \quad (4.2)$$

Ежегодные инвестиционные затраты на системы 1, 2 и 3 определяются инвестиционными затратами на их основные составляющие и в общем случае равны:

$$C_{ini} = I_j \cdot P_j \cdot (a_j + o_j) \quad (4.3)$$

где a_i - коэффициент аннуитета инвестиций, o_i - ежегодные расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание оборудования, нормализованные на соответствующие инвестиционные затраты, I_j - удельная стоимость оборудования, P_j - установленная мощность массива ФЭМ / энергоемкость НЭЭ / объем бака (j - индекс, характеризующий принадлежность к фотоэлектрическим преобразователям ($j = pv$), НЭЭ ($j = bat$), водонагревателю ($j = t$)).

Коэффициент аннуитета a определяется процентной ставкой r и длительностью инвестиционного периода n и рассчитывается как:

$$a = \frac{r}{1 - (1 + r)^{-n}} \quad (4.4)$$

Средние годовые затраты на покупку электроэнергии из сети C_{gi} рассчитываются по средним за 20 лет розничным ценам ЭЭ p_g :

$$C_{gi} = p_g \cdot E_l \cdot (1 - K_{coi}) \quad (4.5)$$

При расчете C_{g3} для системы 3 (с электроводонагревателем) также учитывается сокращение потребления базового источника энергии на нагрев воды за счет использования ФЭС.

Доходы от продажи в сеть ЭЭ, генерируемой ФЭС микрогенерации, R_i , рассчитываются на основе тарифа на продажу энергии, произведенной объектом микрогенерации p_{pv} , среднегодовой выработки энергии фотоэлектрическими модулями E_{pv} , а также коэффициента самопотребления K_{cni} :

$$R_i = p_{pv} \cdot E_{pv} \cdot (1 - K_{cni}) \quad (4.6)$$

4.2 Оценка стоимости электроэнергии для потребителя

4.2.1 Общие исходные параметры

В расчете принят ряд допущений. Продолжительность жизненного цикла проекта принята равной 20 годам, при этом расчетный срок службы ФЭМ и водонагревателя составляет 20 лет, НЭЭ – 10 лет. Процентная ставка $r = 5\%$ [133].

Стоимость оборудования определялась на основе розничных цен [134], при этом принято допущение, что стоимость ФЭМ, НЭЭ и водонагревателя изменяется прямо пропорционально изменению их размера.

Ежегодные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание ФЭМ и накопителей электрической и тепловой энергии составляют 1,5% от соответствующих инвестиционных затрат.

Также принято, что тарифы на покупку ЭЭ из сети и продажу ЭЭ в сеть не зависят от времени суток.

Все перечисленные допущения, а также стоимостные параметры, релевантные для всех рассматриваемых регионов, представлены в Таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Характеристики ФЭС микрогенерации, принятые в расчетах

Наименование	Величина
Продолжительность жизненного цикла проекта n , лет	20
Процентная ставка r , %	5
Удельные инвестиции в генерирующую часть ФЭС микрогенерации I_{pv} , руб./кВт _{пик}	83 000
Удельные инвестиции в НЭЭ I_{bat} , руб./кВт·ч	25 000
Удельные инвестиции в водонагреватель I_t , руб./100 л	15 000
Затраты на обслуживание o_{pv} , o_{bat} , o_t (% от капитальных затрат)	1,5
Срок службы ФЭМ N_{pv} , лет	20
Срок службы НЭЭ N_{bat} , лет	10
Срок службы водонагревателя N_t , лет	20
Суммарное годовое электропотребление E_t , кВт·ч	5 500

Темп роста цен на газ и электроэнергию в год	4% [135]
--	----------

4.2.2 Результаты оценки

Расчет выполнен для каждого местоположения с использованием характерных исходных климатических и тарифных данных. В процессе расчета оценивалась целесообразность владения объектами фотоэлектрической микрогенерации в различных тарифных зонах РФ и выполнялся поиск энергетических и мощностных параметров ФЭС микрогенерации и ценовых условий, при которых эксплуатация объектов солнечной микрогенерации может быть экономически оправданной.

Расчет проводился для следующих случаев:

а) текущие тарифные решения и цены на ФЭМ и НЭЭ.

При этом, рассмотрены два варианта замещаемого источника энергии, использовавшегося для нагрева горячей воды в системе 3 до внедрения ФЭС:

- ЭЭ;
- газ.

б) текущие тарифные решения, цены на ФЭМ и НЭЭ ниже на 40% (на основании прогнозов снижения цен ведущих мировых аналитических агентств к 2025-2030 гг, а также исходя из темпов освоения отечественного производства оборудования для ФЭС, обещающего заметное снижение его стоимости). Кроме того, выполнен частный расчет для районов ЦЗ ОРЭМ при условии равенства сбытовой цены ЭЭ розничной цене и текущих ценах на оборудование.

Средние за 20 лет розничные и сбытовые тарифы на ЭЭ и розничные тарифы на тепловую энергию, получаемую за счет сжигания газа, рассчитаны с учетом ежегодного роста тарифов на 4%. Сбытовые тарифы на ЭЭ рассчитывались в соответствии с установленными [27] нормами.

Приведем методику расчета розничных и сбытовых цен на ЭЭ (p_g и p_{pv} соответственно) для территорий Республики Саха (Якутия), относящихся к НЗ ОРЭМ. Согласно [27], продажа энергии, произведенной при помощи объекта микрогенерации в *неценовых зонах оптового рынка*, осуществляется по регулируемой цене ЭЭ на РРЭМ, то есть по розничной цене электроэнергии. В свою очередь, розничная цена ЭЭ в данном регионе для населения в настоящее время составляет 3,98 руб./кВт·ч [136, 137], тогда средняя розничная цена электроэнергии за 20 лет, исходя из ежегодного роста на 4% [135], будет равна 5,93 руб./кВт·ч.

Средняя за 20 лет стоимость единицы объема газа, затрачиваемого на производство 1 кВт·ч тепловой энергии, $0,1 \text{ м}^3$, p_{gas} , составляет с учетом ежегодного роста на 4% 1,31 руб./кВт·ч [138].

Аналогичным образом были рассчитаны ценовые параметры для остальных местоположений. Полученные величины представлены в Таблице 4.2.

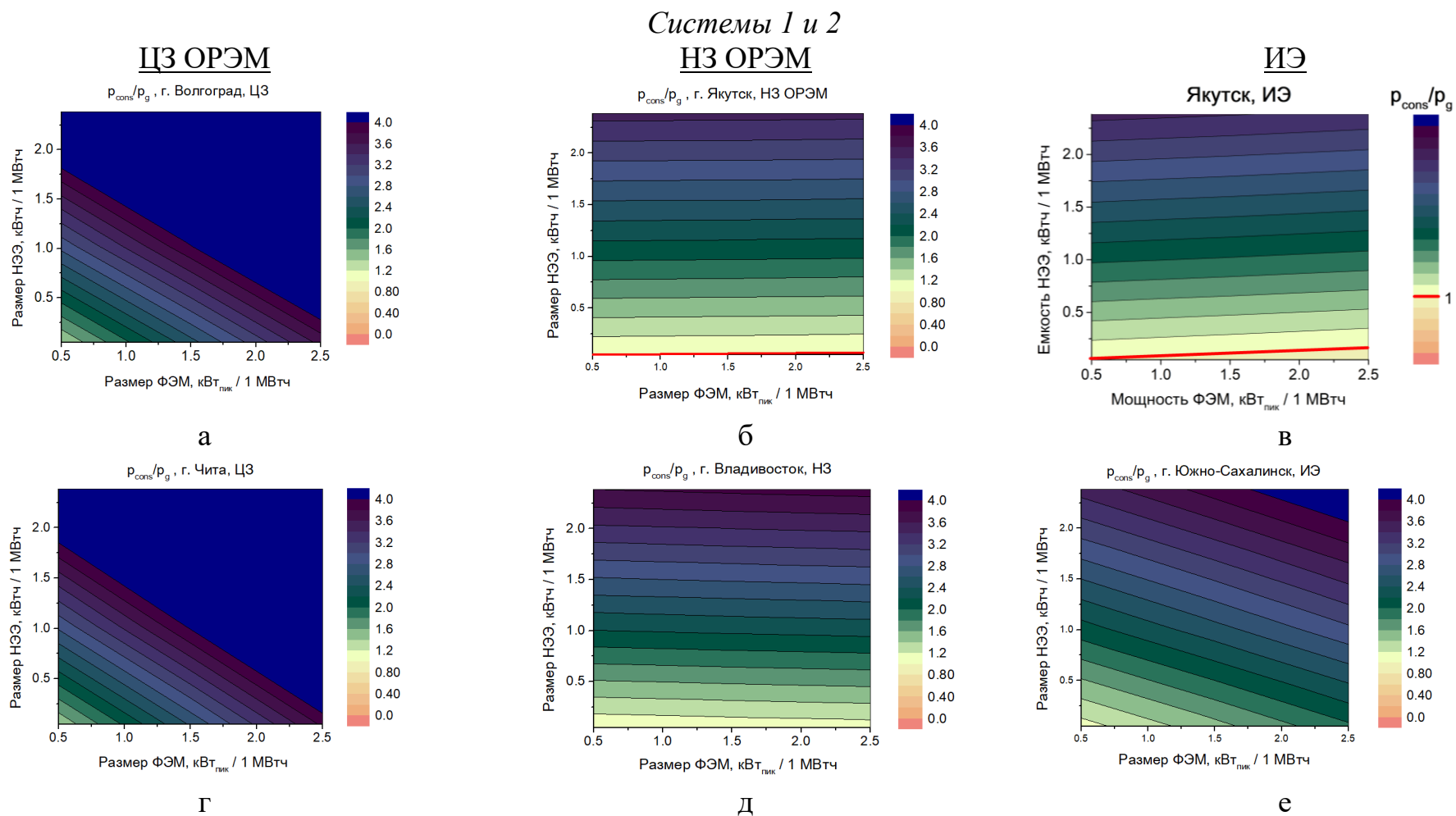
Таблица 4.2 – Средние за 20 лет тарифы на электроэнергию и газ, принятые в расчетах

Ценовой показатель	Якутск	Владивосток	Якутск	Южно-Сахалинск	Волгоград	Чита
	Тарифная зона					
	Неценовые зоны		Изолированные энергорайоны		Ценовые зоны	
Цена продажи ЭЭ, p_{pv} , руб./кВт·ч	5,93	5,27	6,15	3,86	1,91	1,78
Цена покупки ЭЭ, p_g , руб./кВт·ч	5,93	5,27	5,93	6,09	4,18	4,30
Цена газа, p_{gas} , руб./кВт·ч	1,31	4,16	1,31	0,68	1,31	13,82*

*централизованное газоснабжение отсутствует; взят тариф на сжиженный газ, реализуемый населению в баллонах

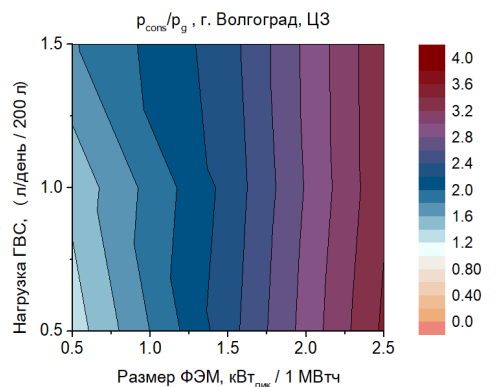
Результаты расчетов p_{cons} для систем 1, 2, 3 для всех рассматриваемых регионов и соответствующих им тарифных решений при различных энергетических и мощностных конфигурациях (установленной мощности ФЭМ, мощности НЭЭ, нагрузки ГВС) представлены на Рисунках 4.1, 4.2, 4.3 для случаев (а), (б) и дополнительного расчета соответственно. При наличии параметров, при которых возможно достижение экономической эффективности ФЭС микрогенерации, на график нанесена красная линия по изолинии, в каждой точке которой $p_{\text{cons}} / p_g = 1$, то есть мощностные и энергетические параметры систем, находящиеся под данной линией, являются экономически рентабельными.

Рисунок 4.1 – Результаты оценки ρ_{cons} , руб./кВт·ч для случая (а) (при текущих тарифных решениях и ценах на оборудование): (а-е) – для систем 1 и 2 (без аккумулирования и с НЭЭ), (ж-м) – для системы 3 с электрическим котлом, (н-т) – для системы 3 с газовым котлом

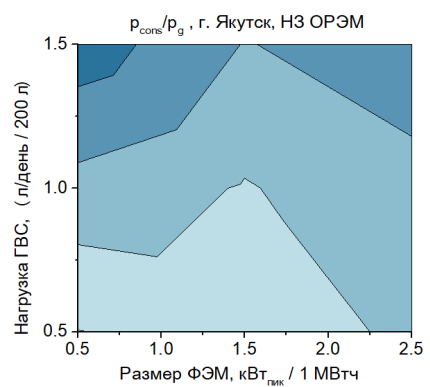


Система 3 (электрический котел)

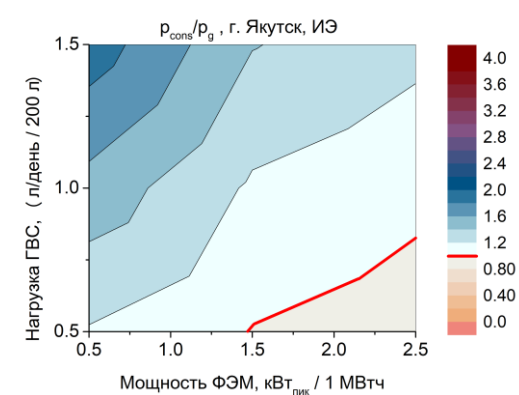
ЦЗ ОРЭМ



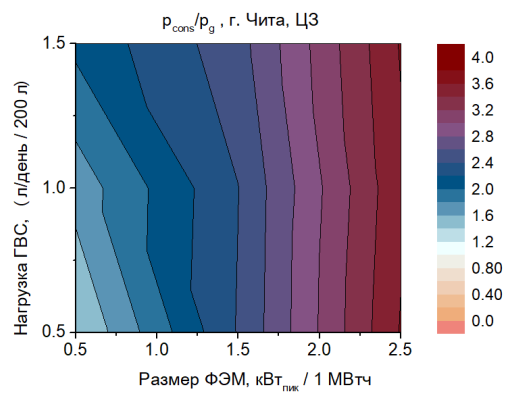
НЗ ОРЭМ



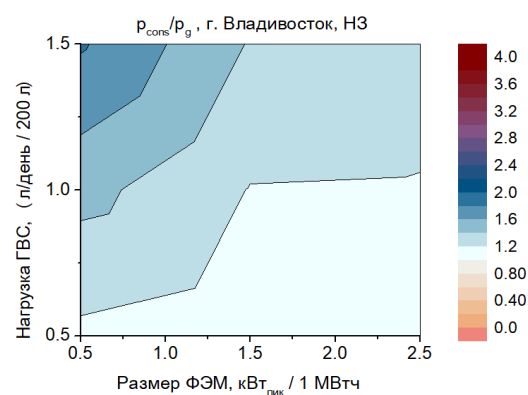
ИЭ



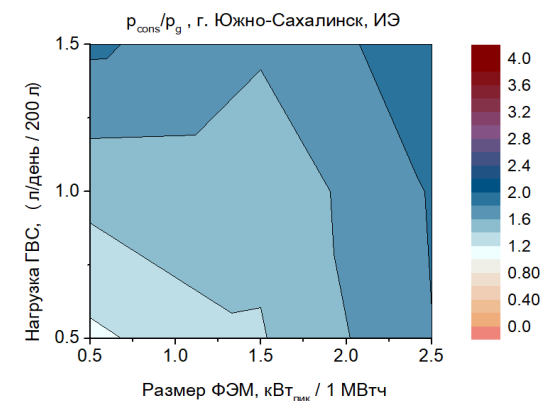
Ж



З



И



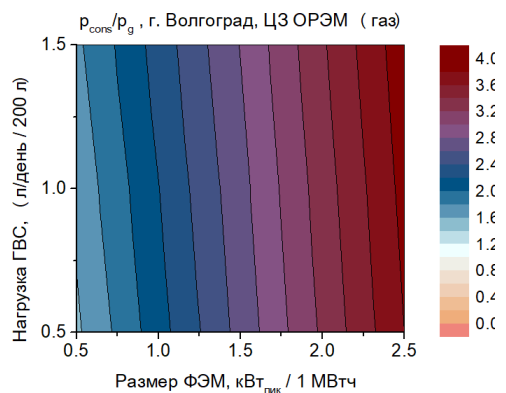
К

Л

М

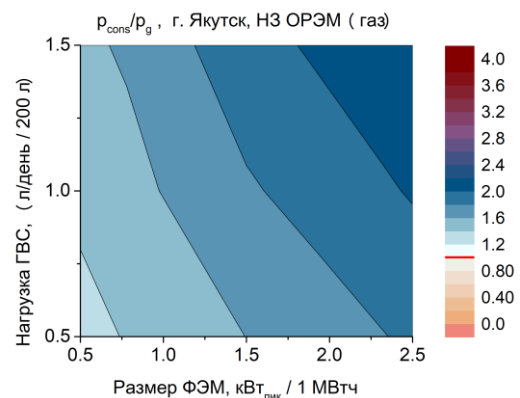
Система 3 (газовый котел)

ЦЗ ОРЭМ



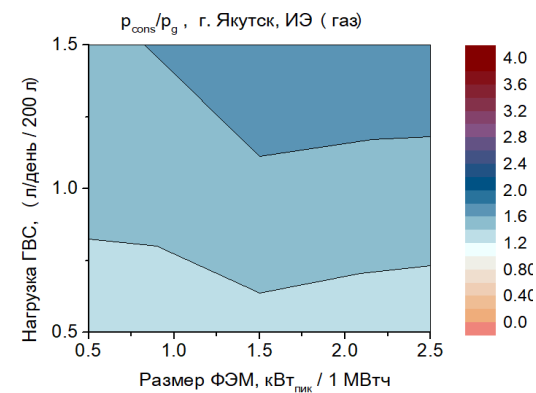
Н

НЗ ОРЭМ

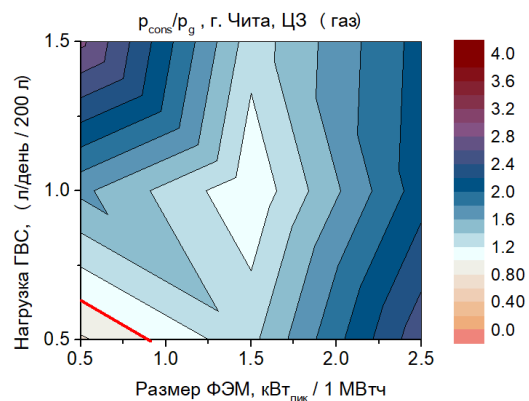


О

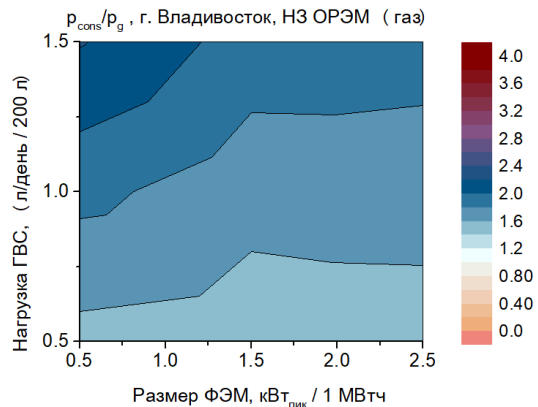
ИЭ



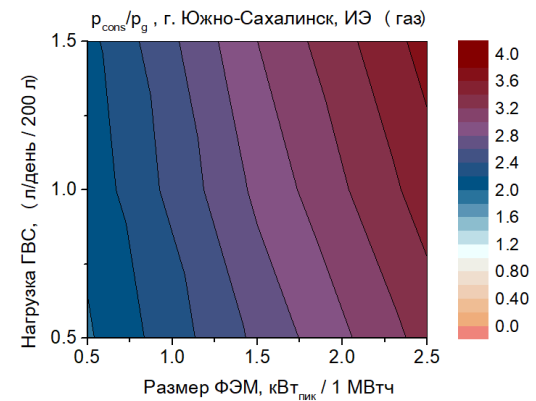
П



р

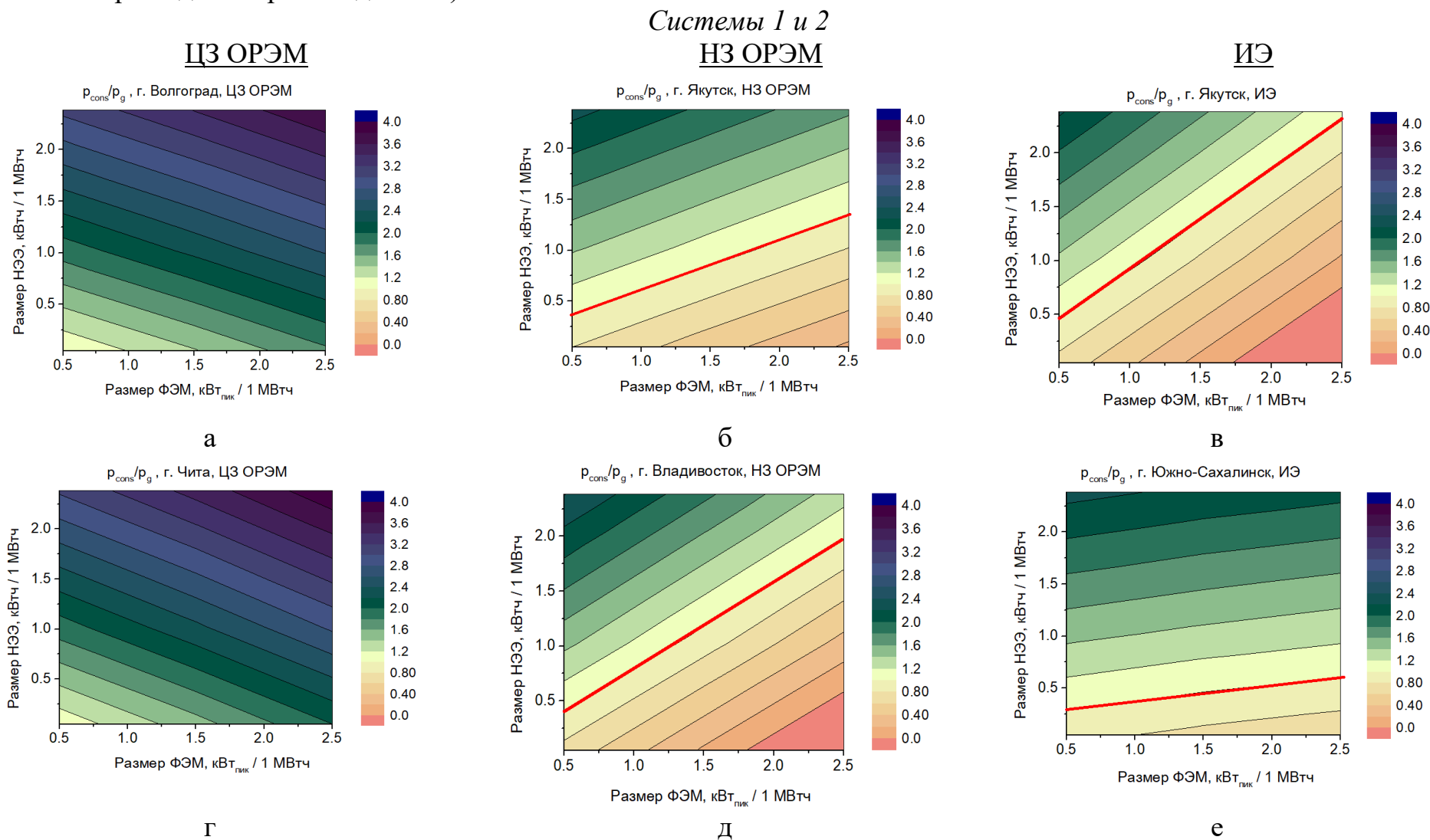


с



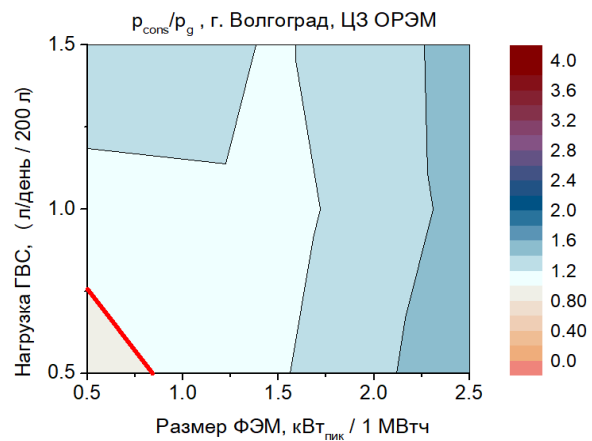
Т

Рисунок 4.2 – Результаты оценки p_{cons} , руб./кВт·ч для случая (б) (при текущих тарифных решениях и ценах на оборудование ниже на 40%): (а-е) – для систем 1 и 2 (без аккумулирования и с НЭЭ), (ж-м) – для системы 3 (базовый источник энергии для нагрева вода – ЭЭ)

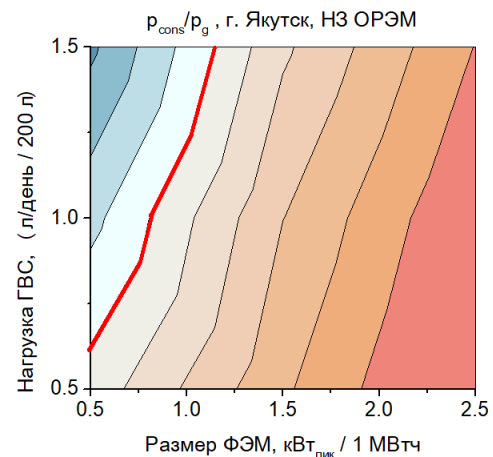


Система 3 (ФЭМ-водонагреватель) (электрический котел)

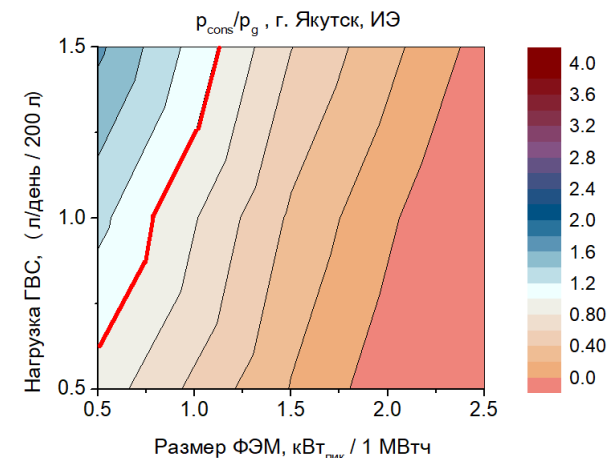
ЦЗ ОРЭМ



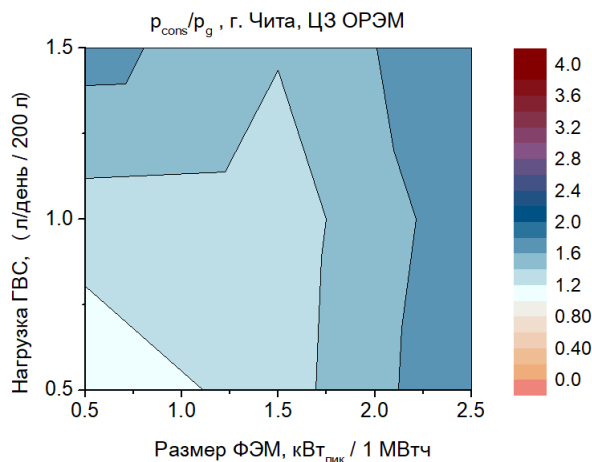
НЗ ОРЭМ



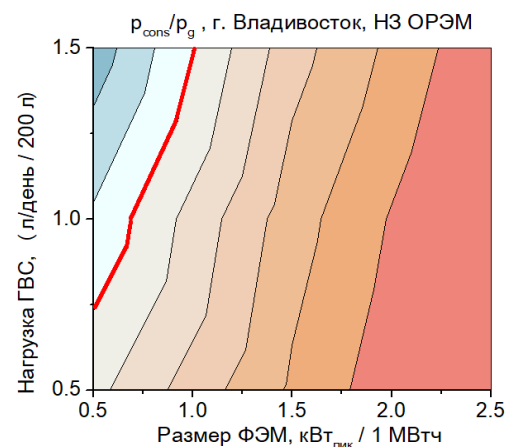
ИЭ



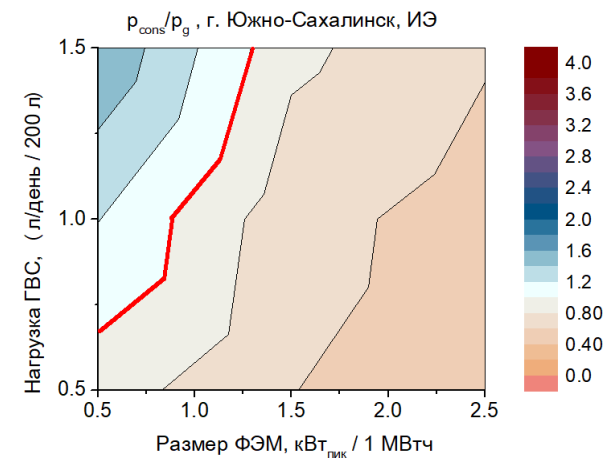
Ж



З



И



К

Л

М

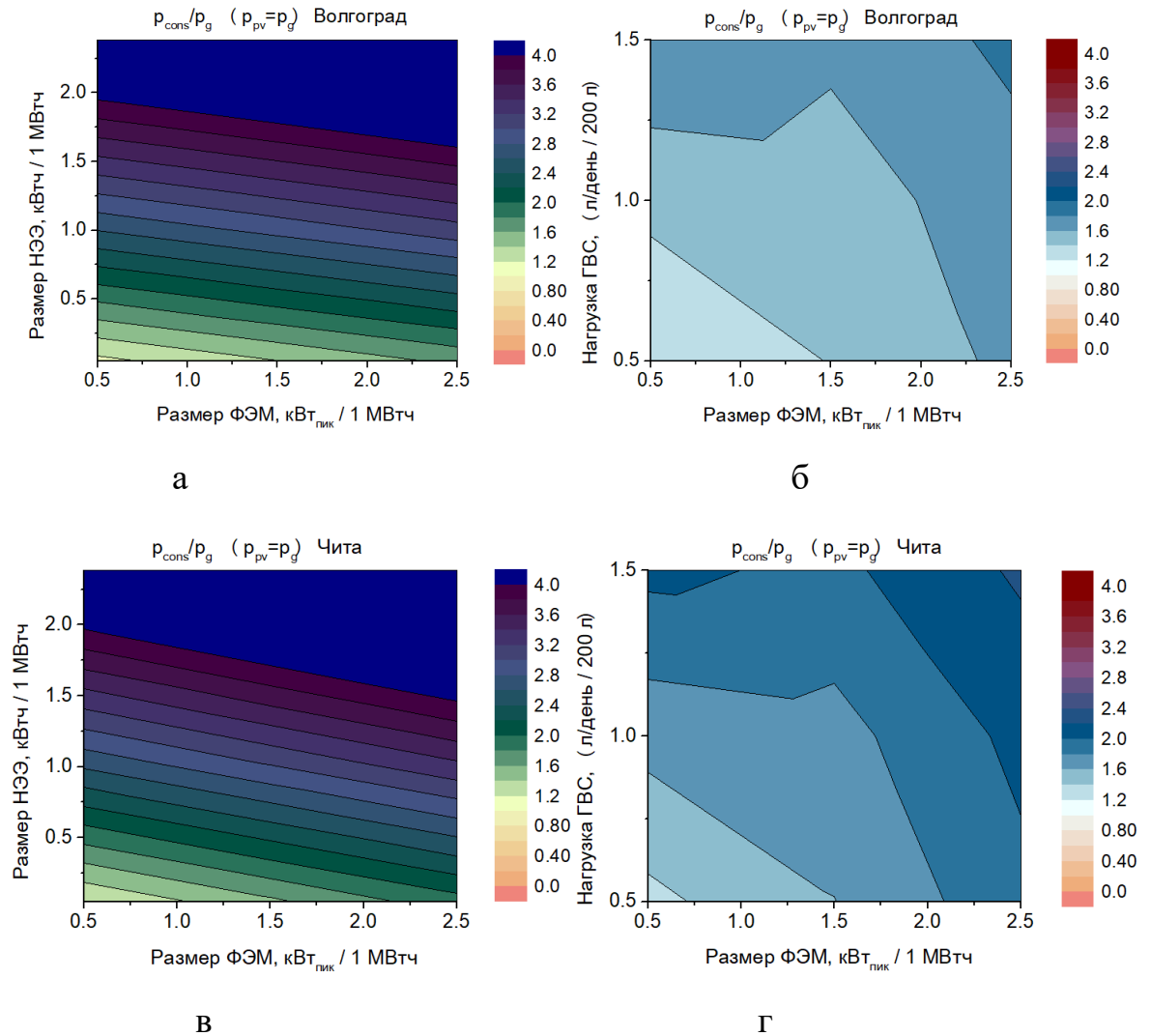


Рисунок 4.3 – Результаты оценки стоимости электроэнергии для потребителя p_{cons} , руб./кВт·ч при равенстве сбытовой цены ЭЭ розничной цене ЭЭ ($p_{pv} = p_g$) в ЦЗ ОРЭМ: а, б – для систем 1, 2 и системы 3 в условиях Волгограда соответственно, в, г – аналогично для условий Читы (базовый источник энергии для нагрева воды – ЭЭ).

Анализ результатов экономической оценки показал следующее:

Для случая (а) (Рисунок 4.1): при текущем тарифном сценарии, ценах на оборудование и принятых допущениях могут быть экономически оправданными (стоимость энергии равна или меньше розничной цены ЭЭ) ФЭС микрогенерации следующих энергетических и мощностных конфигураций и в следующих местоположениях:

– системы 1 и 2 (ФЭМ без аккумулирования) – в климатических условиях Якутска и тарифных условиях, характерных для территорий Республики Саха (Якутия), относящихся как к НЗ ОРЭМ, так и к изолированным энергорайонам. Рекомендуемая установленная мощность ФЭМ при этом составляет от 0,5 до 2,5 кВт_{пик} в расчете на 1 МВт·ч годового электропотребления просьюмера.

Стоимость ЭЭ p_{cons} несколько выше розничной ($p_{cons} = 1.1...1.2 \cdot p_g$) достигается в условиях Владивостока (НЗ ОРЭМ) при аналогичной установленной мощности массива ФЭМ, Южно-Сахалинска – при мощности массива ФЭМ, равной 0,5 кВт_{пик} / 1 МВт·ч годового электропотребления.

В ЦЗ ОРЭМ (в условиях Волгограда и Читы) минимальные показатели p_{cons} на 30% превышают розничную цену ЭЭ $p_{cons} = 1.3 \cdot p_g$ и достигаются при установленной мощности фотоэлектрической батареи, выбранной исходя из соотношения 0,5 кВт_{пик} / 1 МВт·ч годового электропотребления.

Включение в состав ФЭС микрогенерации системы НЭЭ даже малой мощности значительно удорожает систему и энергию и не является экономически оправданным.

– система 3 (с НТЭ):

- При замещении электрической энергии, ранее использовавшейся на нагрев воды – в изолированных энергорайонах Республики Саха (Якутия) с климатическими условиями, характерными для г. Якутска (что объясняется высокими розничным и сбытовым тарифом на ЭЭ) при условии соотношения установленной мощности фотоэлектрической батареи и годового электропотребления 1,5...2.5 кВт_{пик} / 1 МВт·ч, нагрузке ГВС – 100...150 л/день и объеме бака водонагревателя 200 л.

- При замещении газа как традиционного источника тепла для нагрева воды – в Чите, для которой характерна высокая стоимость газа, при мощности массива ФЭМ 0,5...1 кВт_{пик} / 1 МВт·ч, нагрузке ГВС порядка 100 л/день при объеме бака водонагревателя 200 л.

Для рассмотренных географических точек, относящихся к ценовым зонам, экономически привлекательных конфигураций ФЭС микрогенерации при сегодняшних ценах на оборудование и действующих тарифах на ЭЭ и газ не обнаружено.

Для случая (б) (Рисунок 4.2): при условии снижения цен на ФЭМ и НЭЭ на 40% и текущих тарифных условиях владение ФЭМ без аккумуляирования (система 1) будет экономически оправдано во всем диапазоне мощностей массива ФЭМ из рассматриваемых (0,5...2,5 кВт_{пик}/ 1 МВт·ч годового электропотребления) во всех рассматриваемых местоположениях НЗ ОРЭМ и изолированных энергорайонов.

Кроме того, при принятых в расчете допущениях в этих местоположениях будет экономически привлекательным владение НЭЭ энергоемкостью до 0,5 кВт·ч / 1 МВт·ч годового энергопотребления (система 2).

Снижение цен на ФЭМ на 40% делает систему 3 с водонагревателем рентабельной во всем рассматриваемом диапазоне мощностей массива ФЭМ при нагрузке ГВС 100...150 л/день также во всех местоположениях, относящихся к НЗ ОРЭМ и ИЭ. При этом чем больше установленная мощность батареи ФЭМ, тем большая наблюдается доля покрытия нагрузки ГВС и тем меньшей становится стоимость энергии для потребителя p_{cons} . Рентабельной такая система будет и в Волгограде при мощности массива ФЭМ до 0,5 кВт_{пик}/1 МВт·ч и минимальной нагрузке ГВС 100...150 л/день (Рисунок 4.2(ж)). Включение в схему энергоснабжения водонагревателя в г. Чите при даже при условии такого понижения цен неэффективно экономически, что объясняется низкими розничными и сбытовыми тарифами на ЭЭ (Рисунок 4.2 (к)).

Результаты дополнительного расчета p_{cons} для местоположений, относящихся к ЦЗ ОРЭМ (г. Волгограда и г. Читы) при условии равенства сбытовой цены ЭЭ розничной цене ЭЭ при текущих розничных ценах на оборудование (Рисунок 4.3) показали нецелесообразность владения объектом фотоэлектрической

микрогенерации в характерных для ЦЗ ОРЭМ тарифных условиях даже на территориях, обладающих наибольшим солнечным ресурсом.

Анализ зависимостей между полученными величинами стоимости потребленной энергии p_{cons} и полученными в Главе 3 показателями энергетической эффективности показал, что:

- Для системных конфигураций 1 и 2 для всех исследуемых местоположений наблюдается высокая положительная корреляция между $K_{сд}$ и p_{cons} . Коэффициент корреляции r составляет при этом:

- для Волгограда и Читы (ЦЗ ОРЭМ): 0,99 и 0,97, соответственно;
- для Якутска и Владивостока (НЗ ОРЭМ): 0,76 и 0,73, соответственно;
- для Якутска и Южно-Сахалинска (ИЭ): 0,74 и 0,86, соответственно.

- Для системы 3 (с водонагревателем) наблюдаются несколько другие зависимости, которые сложно связать с разницей тарифных условий, а именно:

- Для Волгограда, Читы, Южно-Сахалинска, для которых характерны низкие сбытовые цены ЭЭ относительно розничных, характерна положительная корреляция $K_{сд}$ и p_{cons} (коэффициент корреляции равен 0,93, 0,89 и 0,48 соответственно), а также отрицательная корреляция $K_{сп}$ и p_{cons} (соответствующие коэффициенты: -0,88, -0,86, -0,38, и чем больше разница между сбытовой и розничной ценой, тем эта зависимость сильнее.

- Для рассматриваемых местоположений из НЗ ОРЭМ, для которых характерно равенство сбытовых и розничных цен на ЭЭ, наблюдается достаточно выраженная отрицательная корреляция p_{cons} и $K_{сд\ гвс}$ (коэффициент корреляции равен -0,62 и -0,94 для Якутска и Владивостока соответственно).

- Для Якутска с тарифными решениями ИЭ, подразумевающими сбытовую цену на ЭЭ выше розничной, характерна положительная корреляция p_{cons} с $K_{сп}$ ($r=0,8$), отрицательная с $K_{сд}$ ($r=-0,69$), отрицательная с $K_{сд\ гвс}$ ($r=-0,96$).

Таким образом, сделанное в Главе 1 предположение о ключевом влиянии величины коэффициента самопотребления $K_{сп}$ на итоговую стоимость энергии для просьюмера в ценовых зонах оптового рынка ЭЭ и мощности не подтвердилось. Кроме того, корреляционные зависимости не одинаковы для различных схемных решений и зависят также от разницы между величинами розничного и сбытового тарифа на ЭЭ.

Выводы по главе 4

1. Выполнена оценка экономической эффективности ФЭС трех конфигураций в рассматриваемых регионах для нескольких сценариев:

а) при текущих тарифных решениях и стоимостных параметрах оборудования ФЭС;

б) при текущих тарифных решениях и снижении стоимости ФЭМ и НЭЭ на 40%.

в) при равенстве сбытовой цены ЭЭ розничной цене ЭЭ и текущих стоимостных параметрах оборудования (дополнительный расчет для районов, относящихся к ЦЗ ОРЭМ).

2. Показано, что в ЦЗ ОРЭМ владение объектами фотоэлектрической микрогенерации нецелесообразно ни при одном из рассматриваемых сценариев.

В НЗ ОРЭМ при эксплуатации ФЭС микрогенерации без аккумулялирования при установленной мощности массива ФЭМ $0,5 \dots 2,5 \text{ кВт}_{\text{пик}} / 1 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$ годового электропотребления стоимость ЭЭ для просьюмера p_{cons} находится на уровне розничной цены ЭЭ p_g , поэтому данная конфигурация может быть обозначена как экономически эффективная.

В изолированных энергорайонах эксплуатация ФЭС микрогенерации без аккумулялирования при условии соотношения установленной мощности массива ФЭМ и годового энергопотребления $0,5 \dots 2,5 \text{ кВт}_{\text{пик}} / 1 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$ может быть оправдана при условии, если сбытовая цена ЭЭ больше или равна розничной и они обе высоки.

Схемное решение ФЭС микрогенерации, включающее в себя водонагреватель, при текущих тарифных условиях и стоимостных параметрах оборудования может быть экономически целесообразным только в случае дороговизны замещаемого источника энергии, за счет которого производился нагрев горячей воды.

Снижение цен на оборудование ФЭС на 40% делает экономически рентабельной эксплуатацию таких систем в НЗ ОРЭМ и ИЭ при гораздо большем диапазоне энергетических и мощностных характеристик, в том числе – при емкости НЭЭ до 0,5 кВт·ч на 1 МВт·ч годового электропотребления.

3. Выявлены и систематизированы корреляционные зависимости стоимости потребленной энергии p_{cons} от полученных в Главе 3 коэффициентов, определяющих энергетическую эффективность ФЭС микрогенерации. Сделанное в Главе 1 предположение о ключевом влиянии величины коэффициента самопотребления K_{cn} на итоговую стоимость энергии для просьюмера p_{cons} в ЦЗ ОРЭМ не подтвердилось. Кроме того, корреляционные зависимости не одинаковы для различных схемных решений и зависят также от разницы между величинами розничного и сбытового тарифа на ЭЭ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

4. Выполнено обзорно-аналитическое исследование мирового и российского опыта разработки, создания и эксплуатации ФЭС микрогенерации. Проанализированы подходы, использующиеся для оптимизации их энергетических и технико-экономических характеристик.

5. Выполнены длительные натурные исследования производительности автономной фотоэлектрической установки (ФЭУ) аккумуляторного типа, результаты которых позволили обеспечить разрабатываемые динамические математические модели нескольких схемных конфигураций необходимыми параметрическими данными, включая учет особенностей работы электрохимического накопителя энергии.

6. Разработана и верифицирована по данным экспериментальных исследований динамическая имитационная модель экспериментальной ФЭУ.

7. Разработаны динамические имитационные модели трех схемных решений (без аккумулялирования, с НЭЭ, с НТЭ) для прогнозирования с их использованием энергетических и технико-экономических характеристик ФЭС микрогенерации в условиях различных перспективных регионов России.

8. Выполнено моделирование работы исследуемых ФЭС микрогенерации в нескольких репрезентативных местоположениях и сравнительный анализ результатов, а также анализ чувствительности энергетических показателей к изменению энергетических и мощностных параметров компонентов ФЭС и формы суточного графика электропотребления.

9. Выполнена оценка экономической эффективности ФЭС трех конфигураций в нескольких регионах. Получено, что:

- при текущих тарифных решениях и стоимостных параметрах оборудования ФЭС микрогенерации оказываются экономически привлекательными ($\frac{P_{cons}}{P_g} \leq 1$) лишь для просьюмеров, расположенных в некоторых районах НЗ и ИЭ, в частности, для ряда районов Республики Саха (Якутия) при

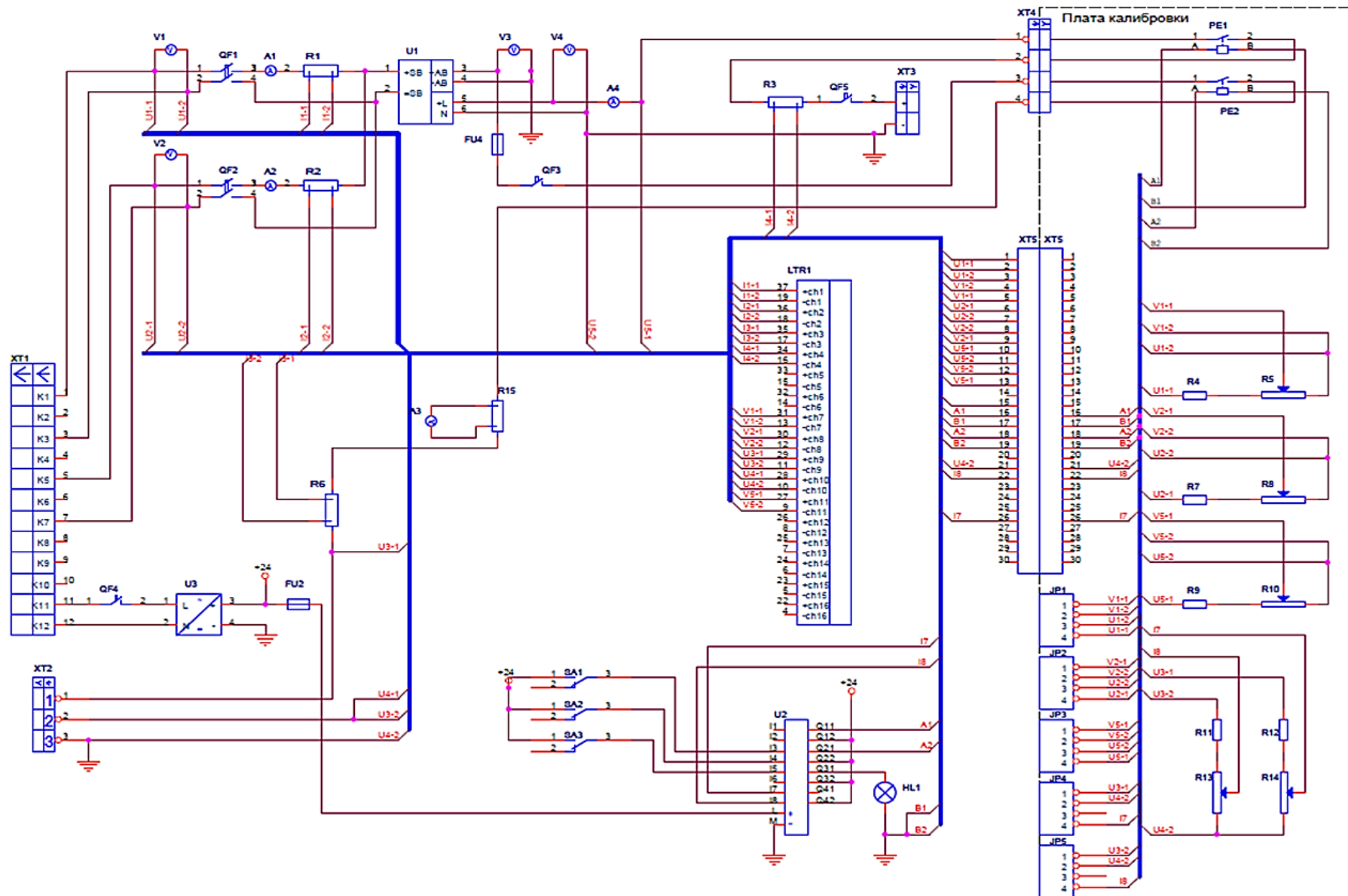
условии отсутствия в системе накопителей энергии и при установленной мощности ФЭС $0.5 \dots 2.5$ кВт_{пик} в расчете на 1 МВт·ч потребляемой за год электроэнергии. Использование в системе теплового накопителя энергии является более привлекательным, чем накопителя электрической энергии вследствие высокой стоимости последнего.

- При сценарии, предполагающем снижение стоимости основного оборудования ФЭС на 40%, зоны экономически привлекательных системных конфигураций существенно расширяются. ФЭС без аккумулирования, а также с НЭЭ и НТЭ оказываются рентабельными в НЗ Якутии и НЗ и ИЭ юга Дальнего Востока (Владивостоке и Южно-Сахалинске соответственно). Рациональным оказывается использование ФЭС в более широком диапазоне мощности, в том числе с накопителем электрической энергии емкостью до 0.5 кВт·ч в расчете на 1 МВт·ч годового электропотребления. Перевод традиционного электроводонагревателя на питание от ФЭС вместо использования электроэнергии из локальной сети также становится целесообразным.

- Владение ФЭС микрогенерации в ЦЗ ОРЭМ (на примере Волгограда и Читы) является экономически нецелесообразным ни при одном из рассматриваемых сценариев.

Приложение А

А1. Схема электрическая принципиальная установки



A2. Перечень элементов схемы (дополнение к Приложению A1)

№ на схеме	Обозначение	Наименование
1	U1	Контроллер заряда
2	U2	Программируемое реле
3	U3	Преобразователь
4, 5	PE1, PE2	Реле
6	Плата калибровки	Панель настройки измерительных каналов
7	LTR1	Система регистрации
8, 10-13	QF1-QF5	Автоматический выключатель
9	XT6	Разъем калибровочной платы
14, 15	XT1, XT2	Клеммная колодка
16, 18, 20, 23	A1-A4	Амперметр
17, 19, 21, 24	V1-V4	Вольтметр
25	XL1	Сигнальная лампа
26	FU2	Предохранитель
27-29	SA1-SA3	Тумблер
30	R1-R5	Измерительные шунты

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 BP Statistical review of world energy 2018 [Электронный ресурс] — Режим доступа: <https://bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>

2 IEA-PVPS Trends 2018 in photovoltaic applications [Электронный ресурс] — Режим доступа: http://iea-pvps.org/fileadmin/dam/intranet/task1/IEA_PVPS_Trends_2018_in_Photovoltaic_Applications.pdf

3 A Snapshot of global PV (1992-2017). Report IEA PVPS T1-33:2018 (ISBN 978-3-906042-72-5) [Электронный ресурс] — Режим доступа: http://iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2017.pdf

4 Solar power in China [Электронный ресурс] — Режим доступа: https://en.wikipedia.org/wiki/Solar_power_in_China

5 Photovoltaics report by Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>

6 Дегтярев, К. С. Возобновляемая энергетика: экономические оценки инвестиций: учебно – методическое пособие / К. С. Дегтярев, М. Ю. Березкин, А. М. Залиханов, О. А. Синюгин, под ред. А. А. Соловьева. – М.: «КДУ», «Университетская книга», 2018. – 86 с. ISBN 978-5-91304-800-4.

7 Renewable power generation costs in 2017. IRENA 2017. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017>

8 The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025. IRENA 2016. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf

9 New energy outlook 2018. Bloomberg New Energy Finance's forecast [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/#toc-download>

10 Battery storage technology improvements and cost reductions to 2030: A Deep Dive. / International Renewable Energy Agency (IRENA) Workshop, Dusseldorf, 17.03.2017 [Электронный ресурс].– Режим доступа: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Events/2017/Mar/15/2017_Kairies_Battery_Cost_and_Performance_01.pdf?la=en&hash=773552B364273E0C3DB588912F234E02679CD0C2

11 Near zero, how low will photovoltaic prices go? An expert discussion, M. ason Inman. 6 December 2012 – Режим доступа: <http://nearzero.org/reports/pv-learning>

12 Микрогенерация на основе ВИЭ / Энергетический бюллетень, выпуск №49 , июнь 2017. Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/13570.pdf>

13 Erban, C. Wh output is not the main objective of photovoltaics / C. Erban // 26th European photovoltaic solar energy conference (PVSEC). — 2011. — P. 4023–4.

14 Couture, T. Policymaker's Guide to Feed-in Tariff Policy Design / T. Couture, K. Cory, C. Kreycik, E. Williams.// National Renewable Energy Laboratory, U.S. Dept. of Energy. – 2010. – Режим доступа: <https://www.nrel.gov/docs/fy10osti/44849.pdf>

15 How net-metering works: understanding the basics of policy, regulation and standards. Republic of the Philippines national government portal [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.doe.gov.ph/netmeteringguide/index.php/1-how-net-metering-works-understanding-the-basics-of-policy-regulation-and-standards>

16. Self consumption of PV electricity. European Photovoltaic Industry Association (EPIA) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.seia.org/research-resources/net-metering-state>

17 Hirvonen, J. Zero energy level and economic potential of small-scale building-integrated PV with different heating systems in Nordic conditions / J. Hirvonen, G. Kayo, A. Hasan, K. Sirén // Applied Energy. — 2016. —Vol. 167 — P. 255–69. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.12.037>

18 Liu, A. L. Single household domestic water heater design and control utilising PV energy: The untapped energy storage solution / A. L. Liu, G. Ledwich, W. Miller // 2015 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). — 2015. — P.1-5.

19 Отчет о функционировании ЕЭС России в 2016 году. АО «СО ЕЭС» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2017/ups_rep2016.pdf

20 Перечень организаций, с которыми коммерческим оператором оптового рынка заключены договоры об оказании услуг по организации оптовой торговли электрической энергией, мощностью и иными допущенными к обращению на оптовом рынке товарами и услугами. ОАО «АТС» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.atsenergo.ru/sites/default/files/aktualnyy_reestr_dop_raskrytie_informacii_na_2019-02-01.xls

21 Регламент проведения отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии (Приложение № 27 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.np-sr.ru/sites/default/files/sr_regulation/reglaments/SR_0V054852/r27_01052017_17042017.pdf

22 Распоряжение Правительства Российской Федерации от 28 июля 2015 г. № 1472-р [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://static.government.ru/media/files/goomAd8bkYkAzjAwAOpRJ5pt2mjqbviW.pdf>

23 Указ Президента Российской Федерации от 4 июня 2008 г. № 889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики»

24 Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»: [принят Гос. Думой 11 нояб. 2009 г., ред. от 27.12.2018 с изм. и доп., вступ. в силу с 16.01.2019: по состоянию на 22.03.2019 г.].

25 Постановление Правительства РФ от 28 мая 2013 г. № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности»

26 Постановление Правительства РФ от 23 января 2015 г. № 47 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам стимулирования использования возобновляемых источников энергии на розничных рынках электрической энергии»

27 План мероприятий по стимулированию развития генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии с установленной мощностью до 15 кВт от 19 июля 2017 г. за подписью А. Дворковича [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://static.government.ru/media/files/D7T1wAHJ0E8vEWst5MYzr5DOnhHFA3To.pdf>

28 Законопроект № 581324-7 «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» в части развития микрогенерации» [находится на рассмотрении в Государственной Думе с 07.11.2018, принят в первом чтении 06.02.2019]

29 Баркин, О. Г. Современная рыночная энергетика Российской Федерации / О. Г. Баркин. — 3-е изд. — М.: Издательство «Перо», 2017. — 532 с.

30 Участникам розничного рынка и ФСК. Отнесение регионов РФ к ценовым / неценовым зонам [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.atsenergo.ru/results/market>

31 Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии (Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. № 442) [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1554>

32 Ценообразование [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.np-sr.ru/ru/market/retail/ceno/index.htm>

33 Review and analysis of PV self-consumption policies. Report IEA-PVPS T1-28:2016 (ISBN 978-3-906042-33-6) [Электронный ресурс] — Режим доступа: https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/iea_pdf/reports/iea_pvps_task1_review_and_analysis_of_pv_self_consumption_policies_2016.pdf

34 Widén, J. Improved photovoltaic self-consumption with appliance scheduling in 200 single-family buildings. / J. Widén // Applied Energy. — 2014. — P. 199–212.

35 Schreiber, M. Capacity-dependent tariffs and residential energy management for photovoltaic storage systems / M. Schreiber, P. Hochloff // IEEE power and energy society general meeting. — 2013.

36 Salom, J. Understanding net zero energy buildings: evaluation of load matching and grid interaction indicators / J. Salom, J. Widén, J. Candanedo, I. Sartori, K. Voss, A. Marszal // Proceedings of building simulation 2011: 12th conference of international building performance simulation association. — 2011. — P. 2514–21.

37 Cao, S. Matching analysis for on-site building energy systems involving energy conversion, storage and hybrid grid connections / S. Cao. — Helsinki, Finland: Aalto University publication series. Doctoral dissertations. — 2014.

38 International Energy Agency. Technology roadmap: energy storage. [Электронный ресурс] — Режим доступа: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapEnergyStorage.pdf>

39 Mahlia, T. M. I. A review of available methods and development on energy storage; technology update / T. M. I. Mahlia, T. J. Saktisahdan, A. Jannifar, M. H. Hasan, H. S. C. Matseelar // Renew Sustain Energy Rev. — 2014. — Vol. 33. — P. 532–45. DOI: [10.1016/j.rser.2014.01.068](https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.068)

40 Suberu, M. Y. Energy storage systems for renewable energy power sector integration and mitigation of intermittency / M.Y. Suberu, M. W. Mustafa, N. Bashir // Renew Sustain Energy Rev. — 2014. — Vol. 35. — P. 499–514. DOI: [10.1016/j.rser.2014.04.009](https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.04.009)

41 Guney, M. S. Classification and assessment of energy storage systems / M. S. Guney, Y. Tepe // Renew Sustain Energy Rev. — 2017. — Vol. 75. — P. 1187–97. DOI: [10.1016/j.rser.2016.11.102](https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.102)

42 Evans, A. Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration / A. Evans, V. Strezov, T.J. Evans // Renew Sustain Energy Rev. — 2012. — Vol. 16(6). — P. 4141–7.

43 Nair, N-KC. Battery energy storage systems: assessment for small-scale renewable energy integration / N-KC. Nair, N. Garimella // Energy Build. — 2010. — Vol. 42(11). — P. 2124–30. DOI [10.1016/j.enbuild.2010.07.002](https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2010.07.002)

44 Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030. International Renewable Energy Agency (IRENA) Report. 2017 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf

45 Попель, О. С. Использование возобновляемых источников энергии для энергоснабжения потребителей в арктической зоне / О. С. Попель, С. В. Киселева,

М. О. Моргунова, Т. С. Габдерахманова, А. Б. Тарасенко // Арктика: экология и экономика. — 2015. — № 1(17). — С. 64–69.

46 Габдерахманова, Т.С. Сравнительный анализ электрохимических накопителей энергии / Т. С. Габдерахманова, Л. Б. Директор, О. С. Попель, А. Б. Тарасенко // Альтернативная энергетика и экология. — 2015.— № 23(187). — С. 184–95.

47 Divya, K.C. Battery energy storage technology for power systems— an overview / K.C. Divya, J. Østergaard // Electr Power Syst Res. — 2009. —Vol. 79(4). — P. 511–20.

48 Dunn, B. Electrical energy storage for the grid: a battery of choices / B. Dunn, H. Kamath, J-M. Tarascon // Science. — 2011. — Vol. 334(6058) — P. 928–35.

49 Lehmann, C. Techno-economical analysis of photovoltaic-battery storage systems for peak-shaving applications and self-consumption optimization in existing production plants / C. Lehmann, M. Weeber, J. Böhner, R. Steinhilper // Procedia CIRP 48. — 2016. — P. 313 – 8.

50 Nyholm, E. Solar photovoltaic-battery systems in Swedish households – Self consumption and self-sufficiency / E. Nyholm, J. Goop, M. Odenberger, F. Johnsson // Applied Energy. — 2016. — Vol. 183. — P. 148–159.

51 Tarasenko, A. B. Cold engine cranking by means of modern energy storage devices - physical simulation / A. B. Tarasenko, T. S. Gabderakhmanova, S. V. Kiseleva and M. J. Suleymanov // MATEC Web of Conferences. — 2018. — Vol. 178. — 09012. <https://doi.org/10.1051/matecconf/201817809012>

52 Wang, H. Economic analysis of multi-service provision from PV and battery based community energy systems / H. Wang, N. Good, P. Mancarella // IEEE Innovative Smart Grid Technologies – Asia (ISGT–Asia). Auckland. — 2017. — P. 1–6. DOI: [10.1109/ISGT-Asia.2017.8378390](https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2017.8378390)

53 Jossen, A. Operation conditions of batteries in PV applications / A. Jossen, J. Garche, D. U. Sauer // Sol Energy. — 2004. —Vol. 76(6). —P. 759–69.

54 Peterson, S. B. Lithium-ion battery cell degradation resulting from realistic vehicle and vehicle-to-grid utilization / S. B. Peterson, J. Apt, J. F. Whitacre // *J Power Sources*. — 2010. — Vol. 195(8). — P. 2385–92. DOI: [10.1016/j.jpowsour.2009.10.010](https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2009.10.010)

55 Comodi, G. Multi-apartment residential microgrid with electrical and thermal storage devices: experimental analysis and simulation of energy management strategies / G. Comodi, A. Giantomassi, M. Severini, S. Squartini, F. Ferracuti, A. Fonti, D. V. Nardi Cesarini, M. Morodo, F. Polonara // *Applied Energy*. — 2015. — Vol. 137. — P. 854–66.

56 Киселева, С. Возможности оптимизации энергетического баланса островного поселения (на примере пос. Соловецкий Архангельской области) / С. В. Киселева, А. Б. Тарасенко, Н. В. Тетерина // *Альтернативная энергетика и экология*. — 2012. — № 5–6. — С.109–110.

57 Bilal, B. O. Methodology to size an optimal stand-alone PV/wind/diesel/battery system minimizing the levelized cost of energy and the CO₂ emissions / B. O. Bilal, V. Sambou, C. M. F. Kébé, P. A. Ndiaye. // *Energy Procedia*. — 2011. — Vol. 14. — P. 1636–47. DOI: [10.1016/j.egypro.2011.12.1145](https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.12.1145)

58 Schram, W. L. Photovoltaic systems coupled with batteries that are optimally sized for household self-consumption: assessment of peak shaving potential / W. L. Schram, I. Lampropoulos, Wilfried G. J. H. M. van Sark. // *Applied Energy*. — 2018. — Vol. 223. — P. 69–81.

59 Agnew, S. Consumer preferences for household-level battery energy storage / S. Agnew, P. Dargusch // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. — 2017. — Vol. 75. — P. 609–17.

60 Rahbari, O. An optimal versatile control approach for plug-in electric vehicles to integrate renewable energy sources and smart grids / O. Rahbari, M. Vafaeipour, N. Omar, M. A. Rosen, O. Hegazy, J.-M. Timmermans, M. Heibati, P. Van Den Bossche // *Energy*. — 2017. — Vol. 134. — P. 1053–67.

61 Hajipour, E. Optimal distribution transformer sizing in a harmonic involved load environment via dynamic programming technique / E. Hajipour, M. Mohiti, N. Farzin, M. Vakilian // *Energy*. — 2017. — Vol. 120. — P. 92–105.

62 Van Der Kam, M. Smart charging of electric vehicles with photovoltaic power and vehicle-to-grid technology in a microgrid; a case study / M. Van Der Kam, W. Van Sark // *Applied Energy*. — 2015. — Vol. 152. — P. 20-30.

63 Mulder, G. Electricity storage for grid-connected household dwellings with PV panels / G. Mulder, F. D. Ridder, D. Six // *Sol Energy*. — 2010. — Vol. 84(7). — P. 1284–93.

64 Aguilar, F.J. Experimental study of the solar photovoltaic contribution for the domestic hot water production with heat pumps in dwellings / F.J. Aguilar, S. Aledo, P.V. Quiles // *Applied Thermal Engineering*. — 2016. — Vol. 101. — P. 379–89.

65 Risberg, D. CFD simulation and evaluation of different heating systems installed in low energy building located in sub-arctic climate / D. Risberg, M. Vesterlund, L. Westerlund, J. Dahl // *Building and Environment*. — 2015. — Vol. 89. — P. 160–9.

66 Swedish building regulations (BFS 2011:6 with amendments up to 2011:26)

67 Boßmann, T. Assessing the optimal use of electric heating systems for integrating renewable energy sources / T. Boßmann, R. Elsland, A-L Klingler, G. Catenazzi, M. Jakob // *Energy Procedia*. — 2015. — Vol. 83. — P.130–39.

68 Joakim, W. Improved photovoltaic self-consumption with appliance scheduling in 200 single-family buildings / W. Joakim // *Applied Energy*. — 2014. — Vol. 126(0). — P. 199–212. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.04.008>

69 EIA's Annual Energy Outlook 2019 with projections to 2050. U.S. Energy Information Administration, 2019. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/aeo2019.pdf>

70 Sehar, F. An energy management model to study energy and peak power savings from PV and storage in demand responsive buildings / F. Sehar, M. Pipattanasomporn, S. Rahman // *Appl Energy*. — 2016. — Vol. 173. — P. 406–17.

71 Sossan, F. Scheduling of domestic water heater power demand for maximizing PV self - consumption using model predictive control / F. Sossan, A. M. Kosek, S. Martinenas, M. Marinelli, H. W. Bindner // Proceedings of ISGT Europe 2013 IEEE. — 2013. DOI: [10.1109/ISGTEurope.2013.6695317](https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2013.6695317)

72 Автономные решения. Солнечные ТЭНы му-PV ELWA [Электронный ресурс]. — Режим доступа: https://autonomno.ru/teplo/bez_gaza bez_soglasovaniy/elwa_hot_water_pv1/

73 WATTrouter – контроллер излишков электроэнергии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.watrouter.ru/>

74 Morris, G. Heating water, not as simple as it used to be / G. Morris // Solar Progress. — 2014. — Vol. 2. — P. 30–2.

75 Herrando, M. Hybrid PV and solar-thermal systems for domestic heat and power provision in the UK: techno-economic considerations / M. Herrando, C. N. Markides // Applied Energy. — 2016. — Vol. 161. — P. 512–32.

76 Huide, F. A comparative study on three types of solar utilization technologies for buildings: photovoltaic, solar thermal and hybrid photovoltaic/thermal systems / F. Huide, Z. Xuxin, M. Lei, Z. Tao, W. Qixing, S. Hongyuan // Energy Conversion and Management. — 2017. — Vol. 140. — P. 1–13.

77 Dannemand, M. Performance of a solar heating system with photovoltaic thermal hybrid collectors and heat pump / M. Dannemand, S. Furbo, B. Perers, K. Kadim, S. E. Mikkelsen // The IAFOR International Conference on Sustainability, Energy & the Environment – Hawaii 2017 Official Conference Proceedings.

78 Parra, D. Are batteries the optimum PV-coupled energy storage for dwellings? Techno-economic comparison with hot water tanks in the UK / D. Parra, G. S. Walker, M. Gillott // Energy and Buildings. – 2016. – Vol. 116. – P. 614–21.

79 Внутренняя норма доходности IRR [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://investment-analysis.ru/metodIA2/internal-rate-return.html>

80 Mueller, S. PV grid integration via thermal-electrical coupled systems / S. Mueller, V. Velvelidis, B. Wille-Haussmann, C. Wittwer // 28th European photovoltaic solar energy conference and exhibition. — 2013. — P. 3631–5.

81 Battaglia, M. Increased self-consumption and grid flexibility of PV and heat pump systems with thermal and electrical storage / M. Battaglia, R. Haberl, E. Bamberger, M. Haller // Energy Procedia. — 2017. — Vol. 135. — P. 358–66.

82 Williams, C. J. C. Demand side management through heat pumps, thermal storage and battery storage to increase local self-consumption and grid compatibility of PV systems / C. J. C. Williams, J. O. Binder, T. Kelm // 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), 2012, Berlin. — 2012.

83 Palensky, P. Demand side management: demand response, intelligent energy systems, and smart loads / P. Palensky, D. Dietrich // IEEE Trans Ind Inform. — 2011. — Vol. 7(3). — P. 381–8.

84 Oudalov, A. Value analysis of battery energy storage applications in power systems / A. Oudalov, D. Chartouni, C. Ohler, G. Linhofer // Power Systems Conference and Exposition PSCE '06, 2006 IEEE PES. — 2006. — P. 2206–11.

85 Explicit demand response in Europe – Mapping the Markets 2017. Smart Energy Demand Coalition SEDC. 2017. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.smartenergy.eu/wp-content/uploads/2017/04/SEDC-Explicit-Demand-Response-in-Europe-Mapping-the-Markets-2017.pdf>

86 Demand Response. U.S. Department of Energy's official website. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://energy.gov/oe/services/technology-development/smart-grid/demand-response>

87. Esther, B. P, Kumar, K. S. A survey on residential demand side management architecture, approaches, optimization models and methods / B. P Esther, K. S. Kumar // *Renew Sustain Energy Rev.* —2016. — Vol. 59. — P. 342–51.

88. Müller, D. Demand side management for city districts / D. Müller, A. Monti, S. Stinner, T. Schlösser, T. Schütz, P. Matthes // *Build Environ.* — 2015. — Vol. 91. — P. 283–93.

89. Strbac, G. Demand side management: benefits and challenges / G. Strbac // *Energy Policy.* — 2008. — Vol. 36(12). — P. 4419–26.

90. Castillo-Cagigal, M. PV self-consumption optimization with storage and active DSM for the residential sector / M. Castillo-Cagigal, E. Caamaño-Martín, E. Matallanas, D. Masa-Bote, A. Gutiérrez, F. Monasterio-Huelin // *Solar Energy.* — 2011. — Vol. 85(9). — 2338–48.

91. Wang, F. Performance of solar PV micro-grid systems: A comparison study / F. Wang, Y. Zhu, J. Yan // *Energy Procedia* — 2018. — Vol. 45. — P. 570–75.

92. Widén, J. Options for improving the load matching capability of distributed photovoltaics: methodology and application to high latitude data / J. Widén, E. Wäckelgård, P. D. Lund // *Solar Energy.* – 2009. – Vol. 83 (11). – P. 1953-66.

93. Постановление Правительства Российской Федерации №1172 от 27.12.2011 «О внесении изменений в Правила оптового рынка электрической энергии и мощности»

94. Официальный сайт PVSyst Photovoltaic Software [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.pvsyst.com/en/>

95. Официальный сайт Unisolex [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.solwind.ru/>

96. Официальный сайт Morningstar Corporation [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.morningstarcorp.com/>

97. Габдерахманова, Т. С. Проблемы мониторинга солнечных энергетических систем в России / Т. С. Габдерахманова, С. В. Киселева, С. И. Зайцев, А. Б. Тарасенко, В. П. Шакун // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2015. – № 15 (4). – С. 54-60.

98. Официальный сайт PowerGraph Analog-digital systems [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://powergraph.ru/>

99 Габдерахманова, Т. С. Исследование производительности автономной фотоэлектрической установки в условиях Москвы / Т. С. Габдерахманова, А. Б. Тарасенко, В. П. Шакун // Современные проблемы геофизики и экологии (Физические основы, методы и технологии мониторинга окружающей среды): Материалы Международной школы молодых ученых. – Майкоп: Изд-во «ИП Кучеренко В.О.» – 2016. – С. 164-70.

100 Габдерахманова, Т. С. Использование солнечных фотоэнергетических установок: результаты мониторинга и прогноза производительности / Т. С. Габдерахманова, С. В. Киселева, С. И. Зайцев, А. Б. Тарасенко, В. П. Шакун // Альтернативная энергетика и экология. — 2015. — № 19(183). — С. 48–54.

101. Официальный сайт TRNSYS – Transient System Simulation Tool [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://trnsys.com/>

102. Thygesen, R. Simulation and analysis of a solar assisted heat pump system with two different storage types for high levels of PV electricity self-consumption / R. Thygesen, B. Karlsson // Solar Energy. — 2014. — Vol. 103(0). — P. 19–27.

103. Официальный сайт MATLAB - MathWorks - MATLAB & Simulink [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://mathworks.com/>

104. HOMER (Hybrid Optimization Model for Multiple Energy Resources) Software Product. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://homerenergy.com/products/pro/index.html>

105. OpenEI database [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://openei.org/wiki/Data>

106. TRNSYS Documentation. Volume 3 – Standard Component Library Overview. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://trnsys.com/assets/docs/03-ComponentLibraryOverview.pdf>

107. Расписание погоды [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://rp5.ru/>

108 Коломиец, Ю. Г. Влияние уровня инсоляции на качество электрической энергии и КПД преобразования для сетевых фотоэлектрических станций / Ю. Г. Коломиец, Я. А. Меньшиков, А. Б. Тарасенко // Гелиотехника. — 2018. — № 3. — С. 9-14.

109 Габдерахманова, Т. С. Критерии перспективности территорий Арктической зоны РФ для внедрения объектов солнечной и ветровой генерации. / Т. С. Габдерахманова, В. П. Шакурн // Материалы V Международной конференции «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы» и X школы молодых ученых «Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов» имени чл.-корр. РАН Э. Э. Шпильрайна. 23-26 октября 2017 г. / Под. ред. д.т.н. Алхасова А. Б. – Махачкала: ИП Овчинников (АЛЕФ). — 2017. — Том 1. — С. 114-7.

110. Андреевко, Т. И. Атлас ресурсов возобновляемой энергии на территории России / Т. И. Андреевко, Т. С. Габдерахманова, О. В. Данилова, Г. В. Ермоленко, Б. В. Ермоленко, Ю. Н. Женихов, М. А. Колобаев, Ю. Г. Коломиец, Н. В. Лисицкая, Е. А. Медведева, Л. В. Нефедова, О. С. Попель, Ю. Ю. Рафикова, И. В. Урванцев, Ю. А. Фетисова, В. Е. Цыба, В. П. Шакурн и др. // Издательский центр РХТУ им. Д. И. Менделеева. — 2015. — 160 с.

111. Габдерахманова, Т. С. Некоторые аспекты развития возобновляемой энергетики в Арктической зоне РФ / Т. С. Габдерахманова, С. В. Киселева, О. С. Попель, А. Б. Тарасенко // Альтернативная энергетика и экология. — 2016. — № 19-20 (207-208). С.41-53. <https://doi.org/10.15518/isjaee.2016.19-20.041-053>

112. Соловьев, Д. А. Адаптация энергетической инфраструктуры в Арктике к климатическим изменениям с использованием возобновляемых источников энергии / Д. А. Соловьев, М. О. Моргунова, Т. С. Габдерахманова / Энергетическая политика. — 2017. — №4. — С. 72-80.

113. Residential Monitoring to Decrease Energy Use and Carbon Emissions in Europe (REMODECE) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/en/projects/remodece>

114 СП 31-110-2003 «Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий»

115 FORECAST: FORecasting Energy Consumption Analysis and Simulation Tool [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.forecast-model.eu/forecast-en/index.php>

116 Load Profile Generator Tool [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.loadprofilegenerator.de/>

117 Kegel, M. Energy end-use and grid interaction analysis of solar assisted ground source heat pumps in Northern Canada / M. Kegel, S. Wong, J. Tamasauskas, R. Sunye // SHC 2015, International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry. Energy Procedia. — 2016. — Vol. 91. — P. 467–76.

118 Calise, F. Novel polygeneration system integrating photovoltaic/thermal collectors, solar assisted heat pump, adsorption chiller and electrical energy storage: dynamic and energy-economic analysis / F. Calise, R. D. Figaj, L. Vanoli // Energy conversion and management. — 2017. — Vol. 149. — P. — 798–814.

119 OpenStudio official website [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.openstudio.net/>

120 OpenEI database [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://openei.org/wiki/Data>

121 Peel, M. C. Updated world map of the koppen-geiger climate classification / M. C. Peel, B. L. Finlayson, T. A. McMahon // Hydrol. Earth Syst. Sci. — 2007. — Vol. 11. — P. 1633–44.

122 Mutch, J. J. Residential water heating: fuel conservation, economics and public policy / J. J. Mutch // Santa Monica, Calif.: RAND Corporation. R-1498-NSF. — 1974.

123 Sameti, M. Thermal performance analysis of a fully mixed solar storage tank in a zeb hot water system / M. Sameti, A. Kasaeian, S. S. Mohammadi, N. Sharifi // Sustainable Energy. — 2014. — Vol. 2 (2). — P. 52-6.

124 Hendron, R. Development of standardized domestic hot water event schedules for residential buildings / R. Hendron, J. Burch // Conference Paper NREL/CP-550-40874 — 2008. — 12 P.

125 Ulrike, J. Influence of the DHW-load profile on the fractional energy savings: a case study of a solar combi-system with TRNSYS simulations / J. Ulrike, Vajen K. // Proc. Eurosun '00, Copenhagen (DK) 22.6.2000, CD. — 2000. — 19.

126 Шарапов, В. И. Горячее водоснабжение жилого здания. Методические указания / В. И. Шарапов, П. В. Ротов. — Ульяновск: УлГТУ. — 2003. — 32 с.

127 Даффи, Дж. Основы солнечной теплоэнергетики. Пер. с англ.: Учебно-справочное руководство / Дж. Даффи, У. Бекман. — Долгопрудный: Издательский дом «Интеллект». — 2013. — 888 с.

128 Meteororm. Irradiation data for every place on Earth [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://meteororm.com/>

129 Life-cycle cost – Energy Education [Электронный ресурс]. — Режим доступа: https://energyeducation.ca/encyclopedia/Life-cycle_cost

130 Чистая текущая стоимость NPV [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://investment-analysis.ru/metodIA2/net-present-value.html>

131 Payback – Energy Education [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://energyeducation.ca/encyclopedia/Payback>

132 Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie. Planning and installing photovoltaic systems: a guide for installers, architects and engineers (2nd ed) / Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie. — Earthscan, London; Sterling, VA, 2008. .— 384 p.

133 Экономические показатели Tradingeconomics.com [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.tradingeconomics.com/russia/interest-rate>

134 Ваш Солнечный Дом [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://solarhome.ru/>

135 Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 г. / Министерство энергетики Российской Федерации. Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.e-apbe.ru/5years/pb_2011_2030/scenary_2010_2030.pdf

136 Постановление об установлении тарифов на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей по Республике Саха (Якутия) от 26 декабря 2017 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://regportal-tariff.ru/portal/downloadpage.aspx?type=7&guid=62f0b53e-ceae-32cae053-8d78a8c032da®code=ru.7.14>

137 База принятых тарифных решений Республики Саха (Якутия) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://tdb.regportal-tariff.ru/?reg=RU.7.14>

138 Постановление Правления Государственного комитета по ценовой политике - РЭК РС(Я) от 04 июля 2017 г. № 276 «Тарифы на газ природный (сетевой), поставляемый АО «Сахатранснефтегаз» населению РС (Я) на коммунально-бытовые нужды».